

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DE PANELES
BIFACIALES EN PARQUES FOTOVOLTAICOS EN
CANARIAS

Autor:

Jorge Herzog Gallardo

Tutor:

Juan Albino Méndez Pérez

Septiembre, 2022

La publicación de este TFM solo implica que el estudiante ha obtenido al menos la nota mínima exigida en superar la asignatura correspondiente, no presupone que su contenido sea correcto, aunque si aplicable. En este sentido, la ULL no posee ningún tipo de responsabilidad hacia terceros por la aplicación total o parcial de los resultados obtenidos en este trabajo. También pone en conocimiento del lector que, según la ley de protección intelectual, los resultados son propiedad intelectual del alumno, siempre y cuando se haya procedido a los registros de propiedad intelectual o solicitud de patentes correspondientes con fecha anterior a su publicación



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DE PANELES
BIFACIALES EN PARQUES FOTOVOLTAICOS EN
CANARIAS

ÍNDICE GENERAL

Autor:

Jorge Herzog Gallardo

Tutor:

Juan Albino Méndez Pérez

Septiembre, 2022

Índice general

ÍNDICE GENERAL	3
RESUMEN	14
ABSTRACT	15
1.Introducción.....	17
1.1. Antecedentes.....	18
1.2. Interés de la propuesta y beneficios esperados	20
1.3. Objetivos.....	22
1.4. Estructura de la memoria.....	23
2.Introducción a la energía solar fotovoltaica	25
2.1. La radiación solar	26
2.2. Determinación de la posición solar	29
2.2.1. Hora solar	32
2.2.2. Coordenadas ecuatoriales terrestres (Ángulos Tierra-Sol).....	33
2.2.2.1. Ángulo de declinación solar (δ).....	34
2.2.2.2. Ángulo horario (ω).....	35
2.2.2.3. Ángulo de latitud (ϕ) y longitud	36
2.2.3. Coordenadas horizontales terrestres (Ángulos observador-Sol).....	36
2.2.3.1. Altura solar (h).....	37
2.2.3.2. Ángulo cenital solar (θ_z).....	37
2.2.3.3. Azimut solar (γ_s)	37
2.2.4. Ángulo de incidencia solar	38
2.2.5. Determinación de la irradiancia solar.....	39
2.3. Contexto de la energía solar fotovoltaica	40
2.3.1. La energía fotovoltaica a escala mundial	41

2.3.2.	La energía fotovoltaica en Europa	44
2.3.3.	La energía fotovoltaica en España	44
2.3.4.	La energía fotovoltaica en Canarias	46
2.3.4.1.	Penetración de energía fotovoltaica en Canarias	47
2.3.4.2.	Producción de energía renovable en las islas.....	49
3.	Descripción de la tecnología fotovoltaica	54
3.1.	Elementos que componen un parque fotovoltaico.....	55
3.2.	Módulos fotovoltaicos	58
3.2.1.	Fundamentos células fotovoltaicas.....	58
3.2.2.	Elementos que componen un módulo fotovoltaico	60
3.2.3.	Proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos	64
3.2.4.	Clasificación de la tecnología fotovoltaica	65
3.2.5.	Caracterización eléctrica de un módulo fotovoltaico	70
3.2.5.1.	Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico.....	70
3.2.5.2.	Parámetros ambientales	73
3.2.6.	Eficiencia fotovoltaica.....	75
3.2.7.	Conexiones entre paneles	77
3.3.	Inversor.....	78
3.3.1.	Inversor de batería.....	79
3.3.2.	Inversor de conexión a red	80
3.4.	Baterías	82
4.	Paneles bifaciales. Tecnología y estado del arte	86
4.1.	Desarrollo de la tecnología de paneles bifaciales	87
4.1.1.	Factores que intervienen en la ganancia bifacial.....	88
4.1.2.	Principales características de la tecnología bifacial	93
4.2.	Estado del arte de la tecnología bifacial	95

4.2.1.	Estado actual de la tecnología	96
4.2.2.	La tecnología bifacial en España.....	100
4.2.3.	Tipos de paneles bifaciales.....	102
4.2.3.1.	PERC	102
4.2.3.2.	PERL.....	103
4.2.3.3.	PERT.....	103
4.2.3.4.	BSFC.....	104
4.2.3.5.	IBC.....	104
4.2.3.6.	HJT.....	104
5.	Metodología.....	106
5.1.	Metodología general	107
5.2.	Variables.....	108
5.3.	Herramienta de simulación: PVLIB (Python)	111
5.4.	Modelado y simulación	113
5.4.1.	Cálculo de la producción de un módulo estándar	114
5.4.1.1.	Selección del inversor y módulo fotovoltaico empleado.....	114
5.4.1.2.	Obtención de parámetros ambientales	115
5.4.1.3.	Cálculo de la irradiancia solar.....	116
5.4.1.4.	Cálculo de la producción fotovoltaica	118
5.4.2.	Cálculo de la producción de un módulo bifacial.....	119
5.4.2.1.	Definición de los elementos del sistema fotovoltaico	120
5.4.2.2.	Obtención de parámetros ambientales	120
5.4.2.3.	Definición de la orientación del módulo.....	121
5.4.2.4.	Irradiancia solar sobre el módulo fotovoltaico	122
5.4.2.5.	Producción fotovoltaica de un módulo bifacial	124
5.4.3.	Comparativa del rendimiento de paneles bifaciales frente a paneles estándar	

5.5.	Estudio de un parque fotovoltaico con tecnología bifacial en Canarias.....	128
5.6.	Análisis tecnoeconómico.....	129
6.	Análisis del rendimiento de parques fotovoltaicos con tecnología bifacial	131
6.1.	Emplazamientos elegidos para el estudio.....	132
6.2.	Cálculo de la producción fotovoltaica para una placa estándar.....	133
6.2.1.	Selección del módulo fotovoltaico y el inversor.....	133
6.2.2.	Cálculo de la irradiancia solar global sobre el módulo	135
6.2.3.	Producción fotovoltaica usando tecnología estándar	139
6.3.	Producción fotovoltaica usando tecnología fotovoltaica bifacial.....	141
6.4.	Comparativa entre la producción con el módulo estándar vs módulo bifacial..	144
7.	Caso de estudio: Parque fotovoltaico en Tenerife	146
7.1.	Descripción de la planta	147
7.1.1.	Localización de la planta.....	147
7.1.2.	Elementos de la planta.....	149
7.1.2.1.	Módulo fotovoltaico	149
7.1.2.2.	Estructura para módulos fotovoltaicos	150
7.1.2.3.	Inversor fotovoltaico.....	151
7.1.3.	Configuración de la planta	152
7.2.	Modelado y simulación del parque fotovoltaico	156
7.3.	Estudio tecnoeconómico.....	163
7.3.1.	Identificación de las variables financieras a considerar	163
7.3.1.1.	Capital invertido o coste inicial	164
7.3.1.2.	Financiación del proyecto.....	168
7.3.1.3.	Gastos de explotación	169
7.3.1.4.	Ingresos de explotación:	172
7.3.2.	Estimación de la rentabilidad del proyecto	176

7.3.2.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	176
7.3.2.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	178
7.3.2.3.	Periodo de retorno o Pay-Back	178
7.3.3.	Análisis de los resultados de la evaluación tecnoeconómica	178
7.4.	Conclusiones.....	181
7.5.	Conclusions	184
BIBLIOGRAFÍA		188
Anexo I. Cálculo de las conexiones entre paneles fotovoltaicos.....		195
Anexo II. Cálculo de los parámetros financieros		200
Anexo III. Código de PVLIB desarrollado.....		205
Anexo IV. Fichas técnicas de los equipos.....		213

Índice de figuras

Figura 1. Panel solar fotovoltaico estándar vs panel bifacial [2].....	20
Figura 2. Divergencia de la radiación solar desde el Sol hasta la Tierra [3].....	26
Figura 3. Atenuación de la radiación solar en la Tierra. Fuente: Apuntes de la asignatura Tecnología de Sistemas de Energía Solar[4].....	28
Figura 4. Componentes de la radiación solar [5].....	29
Figura 5. Coordenadas horizontales: altura solar y azimut [4].....	30
Figura 6. Coordenadas ecuatoriales: declinación solar y ángulo horario solar[4].....	31
Figura 7. Esquema del procedimiento para determinar las coordenadas horizontales solares. Fuente propia.....	31
Figura 8. Sistema del Ecuador celeste [6].	33
Figura 9. Ángulo de declinación solar [4].	34
Figura 10. Ángulo horario solar (ω) [7].	35
Figura 11. Ángulos de latitud y longitud [3].	36
Figura 12. Ángulo de altura solar(α), cenital(θ_z) y acimutal(A) [7].	38
Figura 13. Sistema de referencia horizontal con la definición del ángulo de incidencia, ángulo de inclinación β y azimut de la superficie γ [4].	39

Figura 14. Capacidad instalada para distintas energías renovables a nivel mundial en los años 2011-2019 [8].	41
Figura 15. Generación eléctrica para las tecnologías solares a nivel mundial en los años 2011-2019 [8].	42
Figura 16. Promedio a escala mundial para costes de instalación, factor de capacidad y LCOE durante 2010-2020 para distintas tecnologías renovables [8].	43
Figura 17. Estructura de la generación eléctrica por tecnologías para el sistema eléctrico de España durante el periodo 2017-2021 [10].	45
Figura 18. Estructura de la generación eléctrica por tecnologías para el sistema eléctrico de España durante el periodo 2017-2021 [10].	46
Figura 19. Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2020, desglosada por islas [11].	48
Figura 20. Distribución porcentual de la potencia fotovoltaica instalada en Canarias en 2020 [11].	49
Figura 21. Comparación de la ratio potencia fotovoltaica/ extensión territorial con otras comunidades y ciudades autónomas para 2019 y 2020 [11].	50
Figura 22. Comparación de la ratio potencia fotovoltaica/población de Canarias con países de la UE para el año 2020 [11].	51
Figura 23. Comparativa de horas equivalentes medias anuales de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas que vierten la energía a la red, por islas [11].	52
Figura 24. Comparación del ratio potencia fotovoltaica/población de Canarias con países de la UE para el año 2019 [11].	53
Figura 25. Componentes de una instalación fotovoltaica [12].	56
Figura 26. Unión pn de una celda solar que muestra el gradiente de carga [13].	59
Figura 27. Capas de un módulo fotovoltaico [14].	61
Figura 28. Caja de conexiones de un panel fotovoltaico [15].	62
Figura 29. Esquema de células con sombra en una de ellas y con bypass [15].	63
Figura 30. Proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico [4].	64
Figura 31. Tipos de paneles fotovoltaicos de silicio [16].	67
Figura 32. Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico [4].	72
Figura 33. Variación de la curva I-V con la irradiancia [4].	73
Figura 34. Variación de la curva I-V con la temperatura de la célula [4].	74
Figura 35. Tipos de conexión de los módulos fotovoltaicos [4].	77

Figura 36. Curva de eficiencia frente a Potencia AC/Potencia CC [4]	82
Figura 37. Batería fotovoltaica [19].	83
Figura 38. Incidencia sobre un módulo fotovoltaico del albedo del suelo y de otros módulos [21]......	88
Figura 39. Influencia del albedo en el rendimiento y en la radiación en la cara trasera de un módulo fotovoltaico bifacial de la marca LG [22]	89
Figura 40. Rangos de valores del albedo para distintas superficies [22]......	90
Figura 41. Variación del rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial según su elevación [22].	91
Figura 42. Distribución de irradiación de la parte trasera en un solo módulo según su elevación[22].	91
Figura 43. Influencia de la distancia de los paneles o pitch en la irradiancia solar sobre la cara trasera de un módulo fotovoltaico bifacial [21]......	92
Figura 44. Ganancia bifacial según la GCR [22]......	93
Figura 45. Descripción gráfica del despliegado en múltiples de filas, con diferente ángulo y orientación [25]......	97
Figura 46. Costes de fabricación de un módulo monofacial vs bifacial [27]	99
Figura 47. Cuota de mercado mundial tecnología fotovoltaica monofacial vs bifacial [27].	99
Figura 48. Predicción de la tecnología solar bifacial global instalada anualmente [28].	100
Figura 49. Descripción de la captación de luz solar en paneles bifaciales de manera porcentual [29]......	101
Figura 50. Contribución de diferentes tecnologías de célula fotovoltaica en el mercado global [27].	105
Figura 51. Diagrama de flujo de la metodología general. Fuente propia	107
Figura 52. Procedimiento de cálculo irradiancia solar sobre la placa. Fuente propia ...	110
Figura 53. Procedimiento de cálculo producción fotovoltaica de la placa. Fuente propia	110
Figura 54. Variables calculadas con cada módulo de PVLIB. Fuente propia	113
Figura 55. RMSE para modelos de cielo despejado [33].	123
Figura 56. Procedimiento seguido en el capítulo del análisis del rendimiento de la tecnología fotovoltaica. Fuente propia	127

Figura 57. Esquema con las dimensiones del módulo fotovoltaico Silevo Triex-U300 [35]	133
Figura 58. Diagrama de bloque del inversor ABB_MICRO-0.3HV-I-OUTD_US_208 [36].	134
Figura 59. Irradiancia solar global calculada que incidirá sobre el módulo solar el día 1 de enero para distintas ubicaciones. Fuente propia.	136
Figura 60. Producción fotovoltaica con la tecnología estándar para distintas localizaciones. Fuente propia.	139
Figura 61. Módulo fotovoltaico Maxima GxB 300SM [38]	141
Figura 62. Potencia AC generada por el módulo bifacial TSM-300DEG5 (II) (300W) el día 1 de junio en Tajao. Fuente propia	143
Figura 63. Comparativa de la producción anual con el módulo bifacial TSM-300DEG5 (II) (300W), tomando como ubicaciones Tajao y Albacete. Fuente propia	143
Figura 64. Emplazamiento para el parque bifacial simulado obtenida con el visor Grafcan [39]	147
Figura 65. Terreno donde se instalará el parque bifacial mostrado con el visor LIDAR [40].	148
Figura 66. Módulo Fotovoltaico Sunpreme Maxima GxB de 510Wp [42]	150
Figura 67. Estructura de apoyo de módulos fotovoltaicos propuesta para el parque fotovoltaico. Fuente propia.	150
Figura 68. Inversor SG110CX - V11 [43]	152
Figura 69. Sistema fotovoltaico con múltiples string [44].	153
Figura 70. Parámetros de las filas de módulos fotovoltaicos [44].	153
Figura 71. Comparativa de la producción fotovoltaica del parque bifacial para distintos días del año. Fuente propia	156
Figura 72. Producción fotovoltaica del sistema fotovoltaico bifacial simulado en el mes de enero. Fuente propia	157
Figura 73. Producción fotovoltaica del sistema fotovoltaico bifacial simulado en el mes de septiembre. Fuente propia.	158
Figura 74. Irradiancia efectiva que incide en la planta real vs en la planta simulada para los días 1 de enero y 29 de septiembre. Fuente propia.	159
Figura 75. Producción fotovoltaica que incide en la planta real vs en la planta simulada para los días 1 de enero y 29 de septiembre. Fuente propia.	160

Figura 76. Precios medios mensuales del mercado eléctrico en Europa para el año 2021 [47].174

Índice de tablas

Tabla 1. Banda prohibida de algunos semiconductores comunes de células solares [13] 59

Tabla 2. Eficiencia del módulo fotovoltaico por tecnología. Fuente propia 69

Tabla 3. Condiciones Estándares de Medida de un módulo fotovoltaico. Fuente propia 70

Tabla 4. Condiciones de operación nominales (NOCT) de un módulo fotovoltaico. Fuente propia..... 72

Tabla 5. Rendimiento de módulos monocristalinos y policristalinos presentes en el mercado [18]..... 76

Tabla 6. Datos técnicos de la batería monoblock Power 250 [20] 83

Tabla 7. Variables consideradas en el estudio. Fuente propia..... 111

Tabla 8. Parámetros de rendimiento de SAPM necesarios para el cálculo de la potencia DC del módulo fotovoltaico [31]. 115

Tabla 9. Ubicaciones, con su longitud y latitud, seleccionadas para el estudio de la tecnología fotovoltaica. Fuente propia 132

Tabla 10. Datos característicos del inversor solar ABB_MICRO-0.3/OUTD_US_208 [36]. 134

Tabla 11. Comparativa de irradiancia en Teruel según datos reales y la simulación. Fuente propia..... 138

Tabla 12. Irradiancia solar, producción fotovoltaica y rendimiento del conjunto panel solar-inversor con la tecnología estándar para distintas localizaciones. Fuente propia. 140

Tabla 13. Comparativa de la producción fotovoltaica con la tecnología estándar y con la tecnología bifacial para distintas localizaciones. Fuente propia..... 144

Tabla 14. Irradiancia solar, producción fotovoltaica y rendimiento del conjunto panel solar-inversor con la tecnología estándar para distintas localizaciones. Fuente propia. 145

Tabla 15. Coordenadas del emplazamiento seleccionado para la simulación del parque fotovoltaico. Fuente propia..... 148

Tabla 16. Configuración propuesta para el parque fotovoltaico de 1,1MW que se simulará. Fuente propia.	155
Tabla 17. Comparativa de la producción fotovoltaica para una tecnología estándar vs tecnología bifacial. Fuente propia.	161
Tabla 18. Parámetros de cálculo estudio económico-financiero para una planta con módulos fotovoltaicos bifaciales. Fuente propia.	170
Tabla 19. Parámetros de cálculo estudio económico-financiero para una planta con módulos fotovoltaicos estándar. Fuente propia.	171
Tabla 20. Ingresos de explotación para la planta real (monofacial) vs la planta simulada (bifacial). Fuente propia.	173
Tabla 21. Ingresos de explotación para el parque fotovoltaico con tecnología bifacial simulado. Fuente propia.	175
Tabla 22. Valores de VAN, TIR y Payback para la planta estándar y la planta simulada. Fuente propia.	179
Tabla 23. Recomendaciones para el conexionado de paneles según distintos parámetros estudiados. Fuente propia.	198
Tabla 24. Flujo de caja para la tecnología monofacial en el escenario 1. Fuente propia.	201
Tabla 25. Flujo de caja para la tecnología monofacial en el escenario 2. Fuente propia.	202
Tabla 26. Flujo de caja para la tecnología bifacial en el escenario 1. Fuente propia.	203
Tabla 27. Flujo de caja para la tecnología bifacial en el escenario 2. Fuente propia.	204

RESUMEN

El objeto del presente Trabajo de Fin de Máster es el análisis del rendimiento de las placas bifaciales en parques fotovoltaicos y la comparación con los paneles estándar para el territorio de Canarias. El proyecto incluye el análisis técnico y económico en diferentes escenarios en Canarias que permitan obtener conclusiones sobre la viabilidad de esta tecnología como elemento de mejora del rendimiento en parques fotovoltaicos.

La primera parte del proyecto se centra en el análisis del estado actual de la técnica de los paneles solares bifaciales y un desarrollo de sus principales características para entender su potencial y sus posibles puntos de mejora.

Posteriormente se planteará la simulación de funcionamiento de un panel estándar frente al de un panel bifacial, ambos con la misma potencia pico, sometidos a las mismas condiciones ambientales. El objetivo será plantear la comparativa del rendimiento y la producción fotovoltaica entre ambas tecnologías. Además, se proponen distintos emplazamientos para la comparativa, de modo que se observe cuál de las ubicaciones es más beneficiada por el empleo de la bifacial.

Por último, se planteará como caso de estudio el modelado y simulación de un parque fotovoltaico para unas características preestablecidas de potencia instalada. La función de la instalación estudiada es la generación de energía eléctrica a gran escala para verterla directamente a la red eléctrica, mediante la tecnología solar fotovoltaica. Para este estudio no se incluye un sistema de seguimiento para los paneles solares ni tampoco el empleo de baterías para el almacenamiento y gestión de la energía solar, pero se considera un aspecto de interés para futuros estudios.

Se decide ubicar el parque de estudio en la isla de Tenerife, en España, porque reúne unas condiciones idóneas para el uso de energías renovables, y porque hasta día de hoy la tecnología bifacial no se encuentra muy desarrollada. Concretamente, se elige la zona sur de la isla, el municipio de Arona, y las condiciones climatológicas se obtienen de la web “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS).

Para el análisis, se parte de los datos disponibles para un parque fotovoltaico instalado en Canarias con una potencia instalada de 1,1 MW, proporcionados por una empresa dedicada al

sector de las energías renovables. El parque de referencia emplea tecnología fotovoltaica estándar, donde los paneles absorben radiación solar solo por su cara frontal.

Se plantea el análisis del impacto producido en la producción fotovoltaica y en el rendimiento empleando paneles bifaciales y con los datos de irradiancia solar del parque real. Adicionalmente se propondrá una evaluación económica para determinar la rentabilidad del parque fotovoltaico si usara tecnología bifacial.

Para la simulación del parque fotovoltaico se ha llevado a cabo mediante el uso del lenguaje de programación de Python. En concreto, se ha utilizado la librería PVLIB, que es un software de código abierto para la simulación de sistemas de energía fotovoltaica. La herramienta permitirá el modelado del parque definiendo los paneles solares e inversores, junto con la orientación e inclinación de la instalación, para la obtención de la producción fotovoltaica.

ABSTRACT

The aim of the following end-of-degree project is the analysis of the performance of bifacial modules in photovoltaic (from now on called as PV) power stations compared to standard panels. The project includes the technoeconomic analysis in different scenarios in the Canary Islands, that allow to conclude the viability of this technology as an element to improve the performance of PV power stations.

The first part of the project focuses on the analysis of the current state of the art of bifacial PV modules and a development of their main characteristics, in order to understand their potential and possible features that could be improved.

Then, it is proposed the simulation of the operation of a monofacial PV module versus a bifacial PV module, both with the same peak power and subjected to the same environmental conditions. The objective will be to propose the comparison of performance and PV production between both technologies. In addition, different locations are proposed, so that it can be compared which of the locations is most benefited by the use of the bifacial modules.

Finally, it is proposed the modelling and simulation of a PV power station with a determined installed capacity as a case of study. The function of the installation is the generation of electricity on a large scale to supply it directly into the electrical network, through PV solar technology. For this study, an axis solar tracker for PV panels is not included, nor is the use of

batteries for the storage and management of solar energy, but it is considered an aspect of interest for future studies.

It is decided to locate the study power station on the island of Tenerife, in Spain, because it meets ideal conditions for the use of renewable energies, and because, as of today, the bifacial PV technology is not very developed. Specifically, the municipality of Arona, in the southern part of the island, is chosen, and the weather conditions are obtained from the “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) website.

For the analysis, we start from the data available for a PV power station installed in the Canary Islands with an installed power of 1,1 MW. These data is provided by a company dedicated to the renewable energy sector. The reference power station is compound by standard PV modules, where the panels absorb solar radiation only on their front face.

The evaluation of the impact produced in the electricity production and in the performance using bifacial modules and with the solar irradiance data of the real power station is proposed. Additionally, an economic evaluation will be proposed to determine the profitability of the PV power station if it uses bifacial technology.

The simulation of the PV power station has been carried out using the programming language Python. Specifically, the PVLIB library has been used, which is an open-source software for the simulation of PV energy systems. The software will allow the modelling of solar panels and inverters, together with distribution and connections of them, the orientation and inclination of the panels, in order to obtain electrical production.

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se contextualiza el trabajo presentando, en primer lugar, los antecedentes del mismo, el interés y los beneficios esperados del mismo. Una vez presentado este contexto se definen de forma detallada los objetivos que se plantean tanto generales como específicos.

1.1. Antecedentes

La energía es uno de los pilares fundamentales de los avances experimentados por la humanidad a lo largo del tiempo. En la actualidad, la energía es prácticamente imprescindible siendo una materia importante para la ciencia, política, economía y en la sociedad en general.

A escala mundial, alrededor del 80% de la energía consumida proviene de combustibles fósiles, cuya utilización masiva genera un gran impacto negativo en el medioambiente. Por un lado, conduce al calentamiento global de la Tierra por la emisión de CO₂ y gases de efecto invernadero, que destruyen la capa de ozono, y por otro, producen la acidificación del ciclo del agua.

Si bien es cierto que la sociedad actual se encuentra ante una situación de transición energética, caracterizada por la eliminación de los combustibles fósiles en favor del uso de energías renovables para alimentar los sistemas energéticos. Son varios los motivos que justifican la necesidad de un cambio en el sector energético actual, aparte de contribuir al efecto invernadero.

La distribución de este consumo de energía es desigual, pues las reservas de combustibles fósiles también lo son, lo que genera inestabilidad geopolítica y crisis económicas. Además, los recursos de origen fósil no son ilimitados y sufrirán un agotamiento a medio plazo, mientras que las energías renovables son virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Otro factor fundamental para este cambio energético es que las energías renovables en los últimos años han progresado de tal manera, que algunas de ellas son más económicas que las energías fósiles.

En concreto para el caso de Canarias, que será el emplazamiento en el que se centre el presente documento, el uso de energías renovables ha ido aumentando históricamente hasta que se produjo la crisis del 2008 en España y al igual que en el resto del país, su rápida expansión se detuvo. En la última década se ha producido un incremento en el desarrollo de las energías renovables, y pero la fuente de energía principal del archipiélago sigue procediendo de combustibles fósiles (petróleo).

Por ello se ha desarrollado un Plan de Transición Energética (PTECan) que tratará de impulsar el empleo de energías renovables, reduciéndose así las emisiones contaminantes [1]. El objetivo

del plan será que, en el año 2030, el 60% de la demanda eléctrica de Canarias provenga de energías renovables y para el año 2040, se haya producido la descarbonización completa de la economía canaria.

Dentro de las distintas tecnologías renovables, el presente proyecto trata de poner en valor el empleo de la tecnología solar fotovoltaica para la producción de electricidad como alternativa a las centrales convencionales de combustibles fósiles. La energía solar fotovoltaica es aquella obtenida al convertir la radiación solar incidente en una placa o módulo fotovoltaico en electricidad, por medio de unos dispositivos basados en el efecto fotoeléctrico.

La energía solar tiene un gran valor en las islas Canarias pues cuentan con un gran recurso Sol, con valores muy elevados de irradiación anual, en comparación con la gran mayoría de la Península Ibérica. Además, a eso se suma el auge actual de la energía solar fotovoltaica principalmente por el abaratamiento de los costes del material y por el desarrollo de nuevas tecnologías que mejoran su eficiencia, reduciendo los costes de explotación. Dentro de estas nuevas tecnologías se encuentra la tecnología bifacial sobre la que se quiere profundizar en este proyecto.

Sin embargo, su principal inconveniente es que la energía fotovoltaica alcanza rendimientos, como máximo, ligeramente superiores al 20% empleando módulos fotovoltaicos comerciales. Se trata de un rendimiento inferior a las energías tradicionales (combustibles fósiles), e incluso el rendimiento es inferior a las centrales solares térmicas que suelen estar en torno al 30%.

Dada esta problemática, actualmente se está produciendo un auge en el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas que puedan aumentar su eficiencia. De entre las nuevas tecnologías, destacan los paneles bifaciales que mejoran la eficiencia de los paneles monofaciales mediante el aprovechamiento de la radiación reflejada aparte de la directa. Para ello disponen de células fotovoltaicas tanto en su cara frontal como en la trasera.

El principal inconveniente de la tecnología bifacial siempre ha sido su elevado coste. Sin embargo, en las últimas dos décadas se han reducido los costes de los paneles solares hasta en un 90%. Esto es posible gracias al avance en los materiales empleados y en las técnicas de fabricación. Por tanto, si bien el crecimiento de la energía solar a gran escala fue originalmente impulsado por los subsidios gubernamentales y para el cumplimiento de los objetivos ambientales, hoy en día, la generación solar es atractiva solo por el precio.

1.2. Interés de la propuesta y beneficios esperados

Dentro del sector energético, este proyecto se centra en la generación de energía eléctrica para su posterior consumo. Concretamente el proyecto se centra en la producción de electricidad empleando la energía solar fotovoltaica captada por un parque de generación. Los parques de generación fotovoltaica es una instalación compuesta de una gran cantidad de módulos fotovoltaicos para proporcionar electricidad a escala comercial.

El interés en la energía solar fotovoltaica, como se comentó en el apartado anterior, surge porque Canarias es un emplazamiento con un gran recurso solar que se puede aprovechar y porque el precio de la tecnología ha disminuido mucho en los últimos años.

En este proyecto se pretende estudiar la mejora en la eficiencia de los parques fotovoltaicos en Canarias. Para ello se propone sustituir la tecnología estándar que emplean actualmente por una tecnología bifacial que mejora las prestaciones.

Por tecnología estándar se hace referencia a un panel solar, donde solo tiene una cara capaz de transformar los rayos solares que inciden sobre él en electricidad. Sin embargo, se observó que, si se construía un panel y las dos caras contenían células solares, se ocuparía la misma superficie y se aprovecha la radiación solar que refleja el suelo sobre la superficie trasera. A estos paneles con absorción por las dos caras se les llama módulos bifaciales. Permiten captar y producir más energía que los módulos monofaciales cuando la intensidad de radiación solar es la misma.

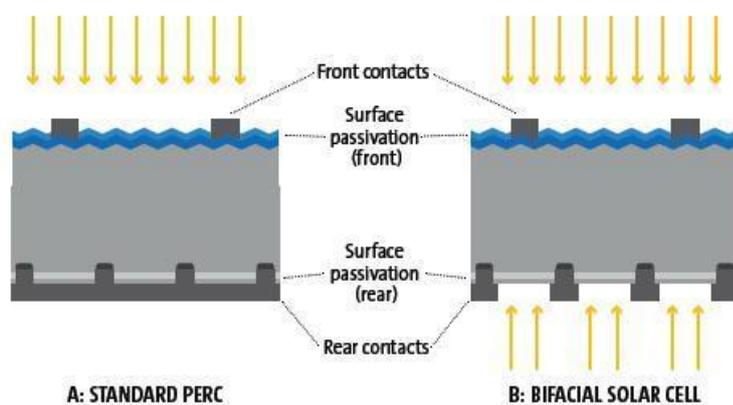


Figura 1. Panel solar fotovoltaico estándar vs panel bifacial [2]

Por tanto, la implementación de la tecnología bifacial, que conlleva un aumento del rendimiento puede resultar muy interesante en particular en Canarias, cuyo sistema eléctrico es distinto al de la Península Ibérica. Las características del sistema eléctrico en Canarias son:

- Es un sistema aislado que, a diferencia del sistema peninsular, no tendrá el apoyo de una gran red de electricidad nacional. Esto implica que se debe mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar el correcto suministro de electricidad y evitar cortes de electricidad.
- Tiene un tamaño reducido en comparación con otros sistemas peninsulares. Al final Canarias está compuesto por terrenos insulares limitados, lo que implica que se deba aprovechar bien la producción por metro cuadrado de superficie. Además, esta característica provoca mayores costes de inversión y de explotación de las plantas de generación, pues es más difícil desarrollar economías de escala.
- Gran dependencia de la generación empleando combustibles fósiles, principalmente el petróleo. El sistema canario será vulnerable ante cambios en el precio del petróleo, lo que ocasiona una dependencia energética de las islas. El motivo es que, al ser un sistema aislado, dificulta el empleo de energías renovables pues son de carácter intermitente. Cuando la instalación renovable no produce electricidad, se conectaría el sistema a la fuente de energía alternativa, normalmente combustible fósil. Por tanto, si la mayor parte de la generación eléctrica es renovable y la instalación no genera por condiciones meteorológicas, puede que la generación con combustibles fósiles no sea suficiente, y no habrá ninguno sistema para apoyarlo.

Una vez definidas las características del sistema eléctrico canario, se puede entender por qué la irrupción de las energías renovables no ha sido mayor en las islas, a pesar de que cuenta con unas condiciones climatológicas privilegiadas.

La línea de estudio se centra en mejorar la eficiencia de las plantas de generación para poder aprovechar mejor la superficie de un terreno limitado, y además se pretende que sea energía renovable. La sustitución de la tecnología fotovoltaica estándar por la bifacial permitirá aumentar la producción fotovoltaica anual, pero también cuenta con la ventaja de que puede aumentar las horas de generación fotovoltaica a lo largo de un día, gracias al aprovechamiento de la radiación reflejada.

1.3. Objetivos

El objetivo principal del presente proyecto será mostrar el potencial y viabilidad de la tecnología basada en paneles bifaciales como alternativa para aumentar el rendimiento de plantas de producción fotovoltaica. Se considerará un caso de uso en la isla de Tenerife, gracias a que una empresa dedicada al sector de las energías renovables nos ha suministrado los datos de un parque fotovoltaico, el cual no se puede nombrar por motivos de confidencialidad.

También habrá una serie de objetivos específicos que permitirán un estudio detallado:

- Análisis del estado de la técnica de los paneles solares bifaciales.
- Comparativa de rendimiento entre tecnología estándar y bifacial. Usando datos genéricos de diferentes emplazamientos.
- Elaboración de resultados y conclusiones en un caso de estudio: planta fotovoltaica con tecnología bifacial ubicada en Tenerife. En concreto se pretende:
 - Definir una propuesta de instalación eficiente y técnicamente viable. Se propondrá un modelo de panel fotovoltaico y de inversor y se plantearán los cálculos para el dimensionamiento de la planta.
 - Implementar la simulación del sistema para analizar la producción y el rendimiento del mismo. Para esto se propone el software libre PVLIB sobre Python.
 - Analizar y comparar la producción fotovoltaica y el rendimiento de la planta bifacial simulada en una planta real en la que se halla instalada paneles monofaciales.
 - Llevar a cabo la evaluación tecnoeconómica de la planta bifacial simulada y comparar la rentabilidad del proyecto frente a la planta monofacial real.

Todo ello buscará corroborar las hipótesis planteadas en varios estudios que fomentan la sustitución de paneles solares fotovoltaicos monofaciales por paneles bifaciales. Además, de poder obtener resultados reales y, por tanto, desarrollar una serie de conclusiones que tienen una fundamentación empírica.

1.4. Estructura de la memoria

El presente documento se organiza en siete capítulos que tratarán de cubrir todos los aspectos relacionados con la tecnología solar fotovoltaica bifacial. Además, se muestra el planteamiento y los resultados obtenidos al simular, con software de código abierto, el funcionamiento de un parque fotovoltaico bifacial ubicado en Canarias.

El primer capítulo es introductorio, donde se muestra el estado actual del sector energético y los antecedentes relacionados con la energía solar fotovoltaica como una de las tecnologías renovables más empleadas. También se describe el interés de la propuesta de estudio planteada en el documento y cuáles serán los objetivos que se persiguen en dicho estudio.

El segundo capítulo analiza el contexto actual y los fundamentos teóricos de la energía solar fotovoltaica. En concreto, desarrolla el concepto de irradiación solar, los distintos tipos de radiación que ocurren en la Tierra y los ángulos que permiten definir la posición del Sol en cualquier instante de tiempo y ubicación. Por último, el capítulo muestra el contexto actual de la energía fotovoltaica a distintas escalas: a nivel mundial, Europa, España y especifica también su estado actual en Canarias.

El tercer capítulo, dedicado a la tecnología fotovoltaica, incluye una descripción de los distintos elementos que componen un parque fotovoltaico. Se explica brevemente el funcionamiento de cada uno de los elementos principales que intervienen, entrando en detalle sobre todo en los módulos fotovoltaicos. Para el módulo fotovoltaico se desarrolla los distintos elementos que lo componen, el funcionamiento de las celdas solares, los tipos que hay, su caracterización eléctrica, así como las conexiones entre ellos.

El cuarto capítulo se centra en la tecnología solar bifacial, su principio de funcionamiento y el estudio del estado del arte. Se tratan todos los aspectos de la tecnología bifacial que le distinguen de la tecnología solar estándar. La segunda parte del capítulo indica el estado actual de la tecnología bifacial, no solo a nivel mundial, sino entrando en detalle en la situación de España.

El quinto capítulo recoge las distintas metodologías empleadas a lo largo del trabajo. Se definen todas las técnicas de cálculo y herramientas empleadas para la simulación del parque fotovoltaico con tecnología bifacial. Se incluye la descripción del software empleado.

El sexto capítulo plantea el análisis del rendimiento obtenido con un panel bifacial y compara los resultados con el rendimiento para un panel estándar para distintas ubicaciones. El objetivo

será cuantificar cuanto será la mejora del rendimiento al emplear un panel bifacial, con la misma potencia pico que un panel estándar, dependiendo del lugar en el que se encuentre el panel, todo ello calculado con la herramienta de simulación.

El séptimo y último capítulo presenta el caso de estudio consistente en el modelado, simulación y análisis de la producción de un parque solar fotovoltaico con tecnología bifacial ubicado en Canarias, concretamente en la isla de Tenerife. Se describe la propuesta de instalación, en cuanto a cantidad y modelos de paneles solares e inversores. Luego se analizan los resultados obtenidos de irradiancia incidente sobre el parque, producción fotovoltaica y rendimiento, pudiendo comparar los dos primeros valores con los datos reales disponibles para el parque con paneles estándar. Por último, se plantea una evaluación tecnoeconómica del parque fotovoltaico propuesto y simulado.

Capítulo 2

Introducción a la energía solar fotovoltaica

En este capítulo se desarrolla una serie de conceptos relacionados con el recurso solar tales como la irradiación solar y todos los parámetros necesarios para definir la posición del Sol. Una vez desarrollados los conceptos, se contextualiza el estado actual del sector energético, concretamente en el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Para ello se estudia la evolución de la fotovoltaica a distintas escalas: escala mundial, Europa, España y en Canarias

2.1. La radiación solar

El Sol es el recurso energético más importante disponible para la Tierra, de hecho, sin él la vida no sería posible en la Tierra. La radiación emitida por el Sol (radiación solar) provoca que la temperatura de la superficie terrestre sea unos 523K más alta de lo que sería si dependiese únicamente de su calor interno. El Sol es un enorme reactor nuclear de forma esférica, con un radio de $6,96 \times 10^5$ km, cuya energía se genera gracias a las reacciones de fusión nuclear que tienen lugar dentro del mismo. De toda la energía que irradia el Sol, tiene una intensidad de radiación aproximadamente de $6,33 \times 10^7$ W/m², el sistema atmósfera-Tierra intercepta una parte equivalente a $1,7 \times 10^{14}$ kW, lo que representa que una superficie perpendicular a los rayos solares recibe 1361W/m². Este valor, tradicionalmente conocido como constante solar, no es una constante, sino el promedio de un valor variable que varía inversamente proporcional al cuadrado de la distancia desde la Tierra hasta el Sol. Su valor puede variar en un $\pm 3,5\%$ debido a las variaciones estacionales y un $\pm 1,5\%$ debido a posibles oscilaciones o fluctuaciones de manchas solares. Las magnitudes más empleadas para medir la radiación solar son:

- Irradiancia: potencia de la radiación solar por unidad de área (W/m²)
- Irradiación: energía por unidad de área (Wh/m² o J//m²)

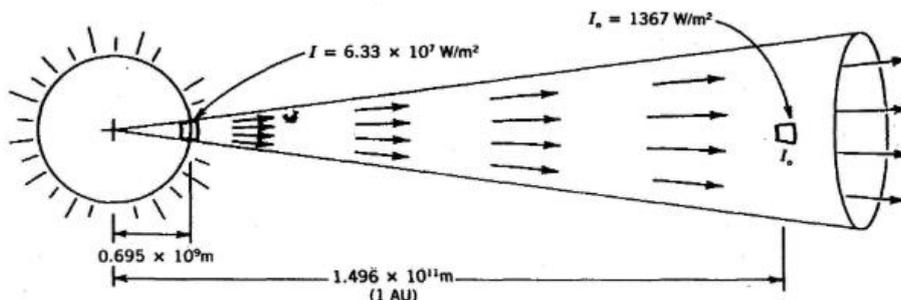


Figura 2. Divergencia de la radiación solar desde el Sol hasta la Tierra [3]

La energía que irradia del Sol, antes de llegar a la atmósfera terrestre, presenta ondas de luz principalmente dentro del rango de longitud de onda de 200nm (ultravioleta) a 2500nm (infrarrojo) En esta etapa su composición es aproximadamente 56% de radiación infrarroja, 36% de radiación visible (400nm hasta 700nm) y 7% de radiación ultravioleta, mientras que el 1% restante son longitudes de onda que sobrepasan los 2500nm.

No toda esta radiación solar que llega a la atmósfera alcanzará la superficie terrestre. A su paso por la atmósfera, la radiación sufre modificaciones de sus características espectrales y de su distribución espacial, debido a los distintos gases que componen la misma. Se produce lo que se conoce como atenuación de la radiación solar. Los procesos que sufre la radiación solar en su trayecto hacia la superficie terrestre son:

- **Refracción:** También llamado “scattering”. Consiste en la atenuación de la radiación que llega al límite superior de la atmósfera, provocando que se redistribuya en todas las direcciones del espacio sin cambios significativos en la longitud de onda. Una parte se dispersará de regreso al espacio, mientras que el resto incidirá en la superficie de la Tierra como radiación difusa. Los componentes atmosféricos responsables de este proceso son el vapor de agua, los aerosoles y otros componentes moleculares.
- **Reflexión:** Una parte de la radiación es reflejada de vuelta al espacio, debido a su interacción con las nubes y partículas en suspensión. Estas juegan un papel muy importante en la regulación de la temperatura tanto de la atmósfera como de la superficie terrestre.
- **Absorción:** Una cantidad de la radiación incidente es absorbida por átomos y moléculas presentes en la atmósfera. El efecto es ocasionado esencialmente por el ozono, el vapor de agua y el dióxido de carbono. El ozono absorbe la radiación con longitud de onda inferior a $0,19\mu\text{m}$ (zona ultravioleta) en las capas altas y hasta $0,6\mu\text{m}$ en las proximidades. El vapor de agua absorbe en la zona infrarroja entre $1,0$ y $1,8\mu\text{m}$; mientras que el CO_2 absorbe a partir de longitudes de onda de $2,3\mu\text{m}$.

En la figura 3 se va mostrando el proceso de atenuación de la radiación solar desde que llega a la atmósfera terrestre hasta que incide sobre la superficie terrestre.

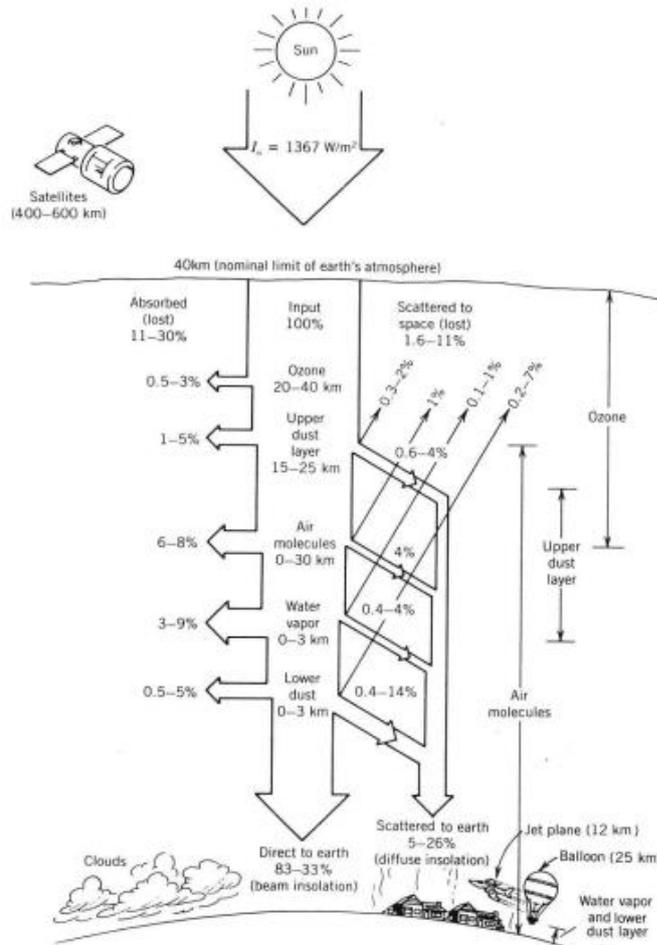


Figura 3. Atenuación de la radiación solar en la Tierra. Fuente: Apuntes de la asignatura Tecnología de Sistemas de Energía Solar[4]

Por lo tanto, la radiación solar que llega a las inmediaciones de la Tierra se puede dividir en 3 componentes:

- **Radiación directa:** Es aquella que se recibe a nivel de tierra sin que los rayos de Sola hayan sido dispersados por la atmósfera.
- **Radiación difusa:** Es aquella que llega a la superficie terrestre sin una trayectoria definida, ya que surge como resultado de los procesos de refracción, reflexión o absorción de la radiación solar directa con las partículas y sustancias presentes en la atmósfera.
- **Radiación reflejada:** Es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella (también se conoce como albedo). Depende de la naturaleza de los elementos en los que inciden la radiación solar y de la longitud de onda. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras, y las brillantes más que las mates.

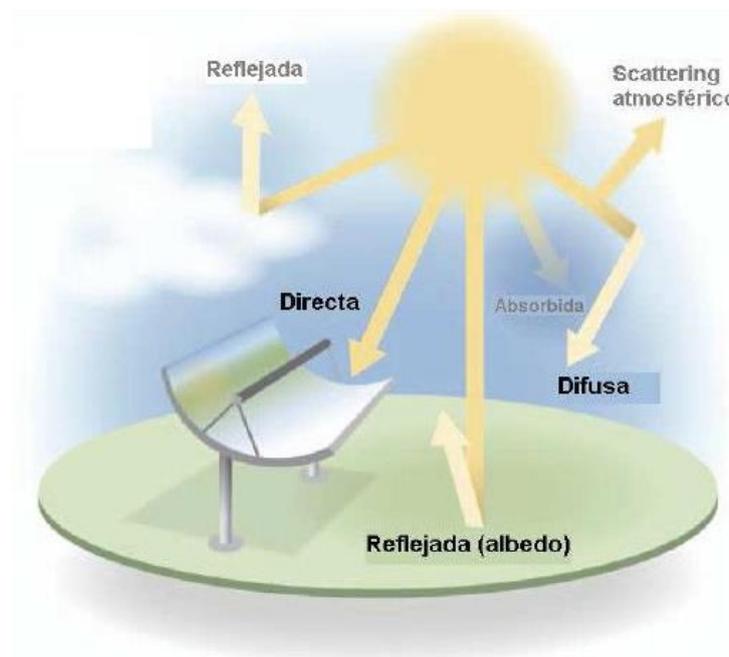


Figura 4. Componentes de la radiación solar [5]

La radiación solar directa es la mayor y más importante, aunque esta proporción varía en función de las condiciones medioambientales. En los días nublados, la proporción de energía directa con respecto a la total disminuye, mientras que, en los días soleados, esta proporción aumenta considerablemente. Además de las condiciones medioambientales (sobre las que se tiene escaso control), es necesario tener en cuenta el entorno, ya que éste puede influir claramente en el tipo de radiación que termina incidiendo en un sistema de captación. La presencia de superficies reflectantes, objetos que obstaculicen la llegada de radiación directa, e incluso la inclinación de las placas con respecto a la horizontal, influyen claramente en el tipo de radiación solar recibida pudiendo afectar a la eficiencia del sistema.

2.2. Determinación de la posición solar

La energía procedente del Sol es un recurso energético que tiene diversas formas de aprovechamiento. El presente documento se centra en el uso de la energía solar para producir energía eléctrica, a partir del efecto fotovoltaico, que es el efecto fotoeléctrico caracterizado por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente expuestas al Sol. Como fluido suele emplearse una sal o aceite que es calentado a elevadas temperaturas, el cual contribuye en el cambio de fase de agua a vapor sobrecalentado, y ese vapor irá al bloque de potencia.

Para aprovechar la energía solar es importante conocer la cantidad de energía que llega al lugar donde prevé realizar la captación, en función de la hora, mes o año. Para ello es necesario comprender la geometría solar que trata los recorridos aparentes del Sol en el cielo, esto quiere decir, el movimiento relativo entre el Sol y la Tierra. La Tierra gira alrededor del Sol describiendo una órbita elíptica. Al mismo tiempo, la Tierra gira sobre ella misma alrededor de un eje, tardando un día en hacer este giro. Sin embargo, hay más factores que influyen en la incidencia de la radiación solar.

Será necesario determinar la posición del Sol desde cualquier punto situado sobre la superficie terrestre y para cualquier momento del año, para lo que será necesario calcular las coordenadas horizontales del mismo, que son:

- Altura solar (h)
- Azimut solar (γ_s)

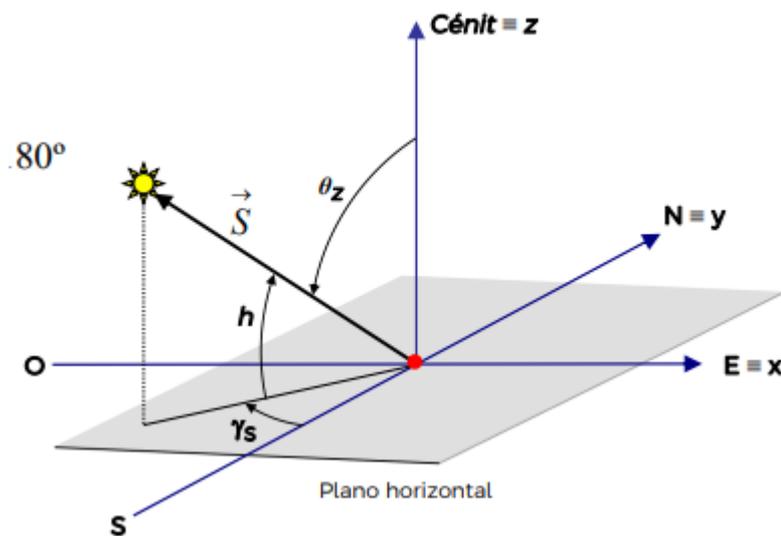


Figura 5. Coordenadas horizontales: altura solar y azimut [4]

En la figura 5 se muestran estas dos coordenadas horizontales, así como el vector solar con origen en el punto de observación. El cálculo de estos dos ángulos será posible si se conocen las coordenadas ecuatoriales que son:

- Declinación solar (δ)
- Ángulo horario solar (ω)

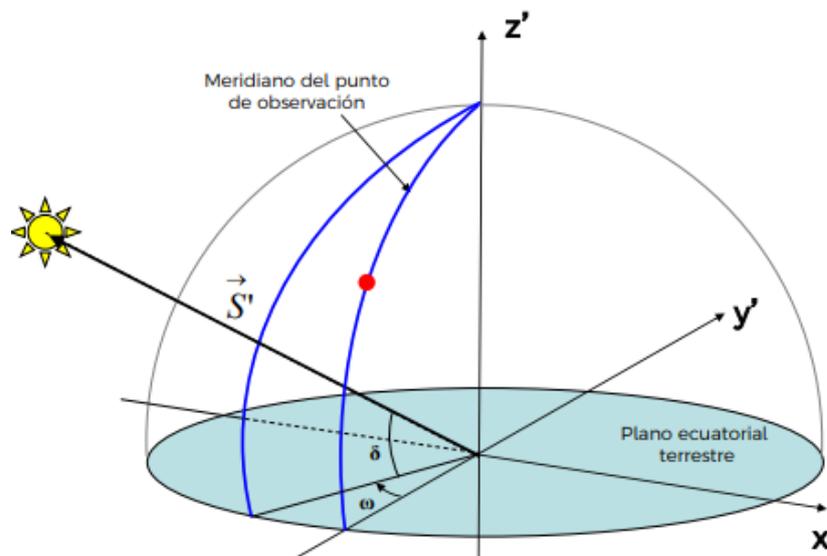


Figura 6. Coordenadas ecuatoriales: declinación solar y ángulo horario solar[4]

En la figura 6 se muestran las coordenadas ecuatoriales, además del vector solar con origen en el centro de la Tierra. A continuación, en la figura 7 se muestra un esquema de las expresiones necesarias junto con el procedimiento de cálculo de los diferentes ángulos para poder definir la posición solar.

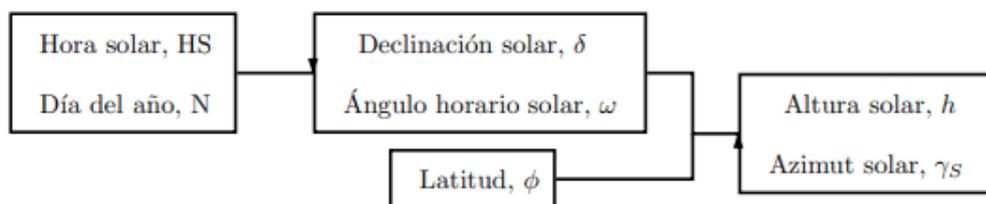


Figura 7. Esquema del procedimiento para determinar las coordenadas horizontales solares. Fuente propia

Con estos ángulos se podrá determinar el ángulo de incidencia (θ) de la radiación solar directa. Esto junto con los ángulos formados por la superficie, en el caso de este proyecto un panel fotovoltaico, permitirán determinar la potencia radiante que llega a una superficie plana fija.

2.2.1. Hora solar

Para poder calcular la posición solar y la irradiancia solar incidente, el primer paso será obtener la hora solar a partir de la hora estándar. La hora estándar es aquella que se establece en un territorio por decisión de la autoridad competente, siendo distinta a la hora solar, ya sea en forma de adelanto o retraso. En cambio, la hora solar es una hora local, propia de cada localización, que se determina por el movimiento angular aparente del Sol, a través del cielo, tomando como punto de referencia el mediodía solar. El mediodía solar a su vez será la hora local en la que el Sol pasa por el meridiano del punto de observación. El convenio establece el mediodía solar a las 12:00h.

Se debe tener en cuenta que la hora local estándar es la misma en todo el huso horario (con una anchura de 15°), pero la hora solar no. La ecuación con la que se realiza la conversión es:

$$\text{Hora Local Estándar} = \text{Hora Solar} - \frac{4 \text{ min}}{\circ} \cdot (L_{st} - L_{loc}) - \hat{E} + \hat{D} \quad (1)$$

donde:

- L_{st} – Longitud del meridiano de base en el huso horario de la zona
- L_{loc} – Longitud del punto de observación
- E – Ecuación del tiempo. Tiene en cuenta las variaciones en la velocidad de rotación de la Tierra alrededor del Sol, que provoca que el periodo de tiempo entre dos pasos del Sol por el meridiano de observación no es siempre 24h. La ecuación del tiempo se define como:

$$E[\text{min}] = 229,2 \cdot \left[0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(2 \cdot B) - 0,032077 \cdot \text{sen}(B) - 0,014615 \cdot \cos(2 \cdot B) - 0,04089 \cdot \text{sen}(2 \cdot B) \right] \quad \text{donde } B[^\circ] = (N - 1) \cdot \frac{360}{365} \quad (2)$$

- D – Corrección por horario de verano. Si no está en vigor el horario de verano ($D = 0$), y en el caso en el que sí esté ($D = 1$)

Respecto a la ecuación para la obtención de la hora local estándar, el producto $\frac{4 \text{ min}}{\circ} \times (L_{st} - L_{loc})$ es la corrección por longitud, donde la L irá de 0° a 360° positiva hacia el Oeste si se escribe así. Además, la corrección $(L_{st} - L_{loc}) + E$ se expresa en minutos.

Para el caso de las islas Canarias, la longitud del meridiano será $L_{st} = 0^\circ$, y como se indicó al principio la longitud del punto de observación es $L_{loc} = 16.475^\circ$. Para el cálculo de la E, el programa calcula automáticamente el valor del número de día, N, una vez el usuario introduce el día para el que plantea el estudio.

2.2.2. Coordenadas ecuatoriales terrestres (Ángulos Tierra-Sol)

En este primer apartado se tratarán todos los ángulos que influyen a la incidencia de la radiación solar, pero que no dependan de la posición del observador, sino únicamente la posición relativa entre la Tierra y el Sol, los cuales están en continuo movimiento. En este sentido, el sistema Ecuatorial refleja perfectamente todos los ángulos formados por el sistema Tierra-Sol.

En el sistema Ecuatorial el plano referencia es el Ecuador, y es una extensión del sistema geográfico terrestre a la esfera celeste. El ecuador celeste es la proyección del ecuador terrestre en el espacio hasta que corta la esfera celeste dividiéndola en dos hemisferios, por tanto, es perpendicular al eje de rotación de la Tierra. Como resultado de la inclinación que presenta el eje de rotación de la Tierra, el ecuador celeste tiene una inclinación de $\sim 23.5^\circ$ con respecto a la normal al plano de la eclíptica, el cual es el plano medio de la órbita de la Tierra alrededor del Sol (ver figura 8).

Los dos ángulos para la determinación de la posición del sol sobre la esfera celeste en cualquier momento son el ángulo de declinación solar (δ) y el ángulo horario (ω).

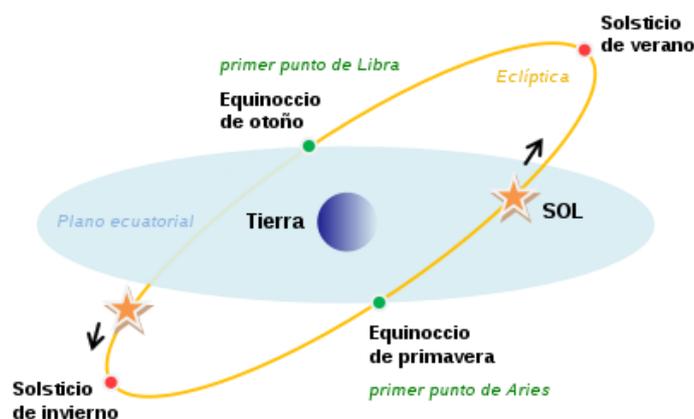


Figura 8. Sistema del Ecuador celeste [6].

2.2.2.1. Ángulo de declinación solar (δ)

La Tierra realiza un movimiento de rotación sobre sí misma, alrededor de un eje imaginario denominado Eje Terrestre, el cual pasa por los dos polos. Como se comentó previamente, la inclinación de dicho eje es aproximadamente $23,5^\circ$ con respecto a la perpendicular del plano de la eclíptica,

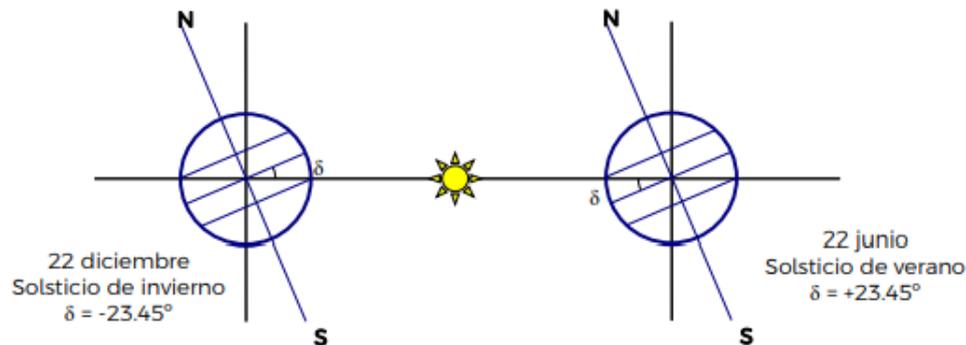


Figura 9. Ángulo de declinación solar [4].

El ángulo de declinación solar (δ) es aquel que forma la línea recta que une la Tierra con el Sol y el plano del Ecuador (positivo hacia el Norte). La declinación no depende de la posición del observador, solo depende del día del año (N). La declinación es una magnitud variable, que también varía a lo largo de la órbita terrestre, debido al movimiento de traslación que describe la Tierra alrededor del Sol, aunque su variación diaria es menor de $0,5^\circ$.

$$\delta(N)^\circ = 23,45 \cdot \text{sen} \left[\frac{360}{365} \cdot (284 + N) \right] \quad (3)$$

Si tomamos como referencia el hemisferio norte, el ángulo alcanza su mayor valor el 21 de junio, cuando $\delta = 23,5^\circ$. Este día se conoce como solsticio de verano en el hemisferio norte, corresponde con el día para el cual la parte diurna será máxima en todo el año. Mientras que en el hemisferio sur será el solsticio de invierno, por lo que el día tendrá una parte diurna mínima. Por otro lado, la declinación será mínima el 20 de diciembre, con un valor aproximado de $\delta = -23,5^\circ$. En este caso sucederá el solsticio de invierno en el hemisferio norte, mientras que en el sur será el solsticio de verano. Por último, la declinación será nula ($\delta = 0^\circ$) en los equinoccios de primavera (21 de marzo) y de otoño (22 de septiembre).

2.2.2.2. Ángulo horario (ω)

Es el ángulo que forma la proyección del Sol sobre el plano ecuatorial en un momento dado y la proyección del Sol sobre el mismo plano en el mediodía solar. El concepto de ángulo horario se usa para describir la rotación de la Tierra sobre su eje polar. A diferencia del ángulo de declinación, el ángulo horario depende de la posición del observador y solo depende de la hora solar (HS).

$$\omega[^{\circ}] = \frac{15^{\circ}}{h} \cdot (HS[h] - 12[h]) \quad (4)$$

El ángulo horario solar cambia aproximadamente 360° cada 24 horas, o lo que es lo mismo 15° cada hora. El ángulo horario es 0° en el mediodía solar, mientras que en las horas previas a la correspondiente del mediodía (horas de la mañana) tendrán $\omega < 0^{\circ}$, en cambio, para horas posteriores al mediodía será $\omega > 0^{\circ}$. E

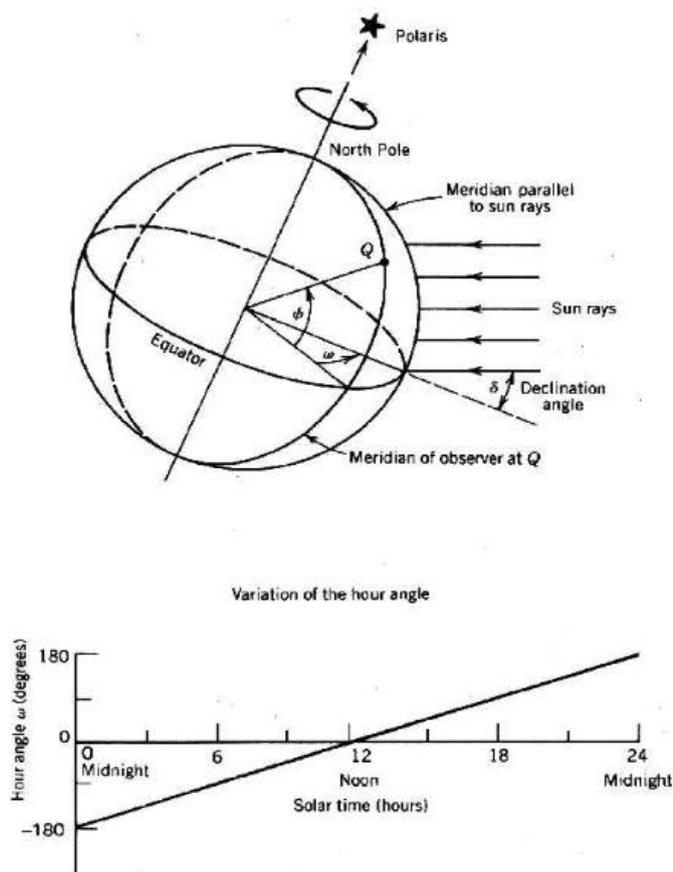


Figura 10. Ángulo horario solar (ω) [7].

2.2.2.3. Ángulo de latitud (ϕ) y longitud

El ángulo de latitud es el ángulo entre el plano ecuatorial de la tierra y una línea dibujada desde un punto en la superficie de la tierra hasta el centro de la tierra. El ángulo de longitud es la distancia angular que existe entre el Meridiano de Greenwich y un punto cualquiera, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto. Con estos dos ángulos se puede obtener cualquier ubicación en la superficie terrestre.

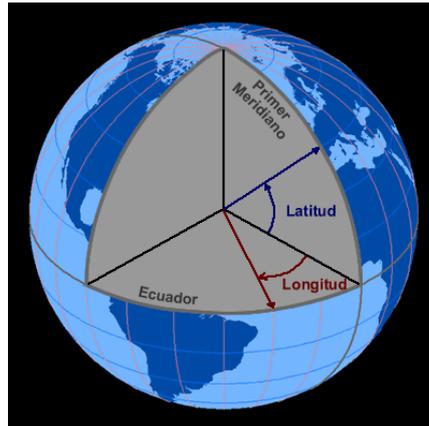


Figura 11. Ángulos de latitud y longitud [3].

2.2.3. Coordenadas horizontales terrestres (Ángulos observador-Sol)

Para el cálculo de la radiación solar en una superficie horizontal es preciso definir la posición del Sol acorde con un sistema de coordenadas basado en el punto de observación, no en el centro de la Tierra. Por ello, se emplea un sistema de coordenadas polares, cuyo origen es la posición del observador. Desde el punto de vista de un observador sobre la Tierra, el Sol parece describir un arco de círculo desde su salida (orto) hasta su puesta (ocaso).

El plano de referencia es un plano horizontal que se cruza con la esfera celeste en el horizonte, por lo que también se denomina horizonte del observador. Dicho plano contiene una línea norte-sur y otra línea este-oeste. La otra coordenada se fija en la vertical del observador sobre la superficie terrestre, que surge de la intersección de la normal del plano horizontal y la esfera celeste. El punto en el que esta vertical intersecciona a la bóveda celeste se llama *Cénit*. El punto opuesto en el mismo plano vertical se conoce como el *Nadir*.

Este sistema supone que la Tierra está quieta y es el Sol el que se mueve alrededor de ella. A continuación, se describen los ángulos que definen la posición del Sol.

2.2.3.1. Altura solar (h)

Es el ángulo formado por el plano horizontal y la línea que une al observador con el rayo central del sol. Varía dependiendo de la época del año y latitud en la que se encuentre el observador. Cuanto mayor es el valor de este ángulo, menor es el camino que recorre la radiación solar para llegar a la superficie terrestre. Por el contrario, para una altura solar pequeña, el camino que recorre la radiación solar es mayor, por lo que su intensidad al llegar a la superficie terrestre es menor.

En el diseño de elementos que aprovechen la energía solar, es de vital importancia conocer el valor de este ángulo, que vendrá determinado por los ángulos presentes en el sistema Tierra-Sol.

$$\sin(h) = \sin(\delta) \times \sin(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \cos(\phi) \quad (5)$$

El complemento del ángulo de altitud es la distancia angular desde el punto final de la altura solar hasta el cenit, y se denomina ángulo cenital solar (θ_z). Por tanto, conociendo el ángulo cenital, es posible obtener el valor de la altura solar (véase figura 9), y viceversa:

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha \quad (6)$$

2.2.3.2. Ángulo cenital solar (θ_z)

Se trata del ángulo formado por la línea recta que une al observador con los rayos de sol y la vertical, es decir, el cenit. Al ser el ángulo complementario de la altura solar, cuanto mayor sea, más cerca del horizonte estará el Sol. Cuando toma el valor de 0° significa que el Sol se encuentra justo en el cenit, por lo que los rayos de sol que incidentes son perpendiculares al plano horizontal. Por lo tanto, para calcular su valor se emplea la siguiente fórmula:

$$\cos\theta_z = \sin\delta \times \sin\phi + \cos\delta \times \cos\omega \times \cos\phi \quad (9)$$

2.2.3.3. Azimut solar (γ_s)

Es el ángulo que forma con el Sur (en el hemisferio Norte) o con el norte (en el hemisferio Sur), la proyección sobre el plano horizontal de la línea recta que une la posición del Sol con el punto de observación, utilizando las proyecciones sobre el plano horizontal del punto de observación.

El ángulo es medido en el sentido horario en el hemisferio Norte y en sentido contrario en el hemisferio Sur. Antes del mediodía solar, el ángulo se considera negativo, y después del mediodía solar, positivo. Para conocer el ángulo acimutal, primero hay que calcular la constante A' .

$$\cos(\gamma_s) = \frac{\text{sen}(h) \times \text{sen}(\phi) - \text{sen}(\delta)}{\cos(h) \times \cos(\phi)} \quad (8)$$

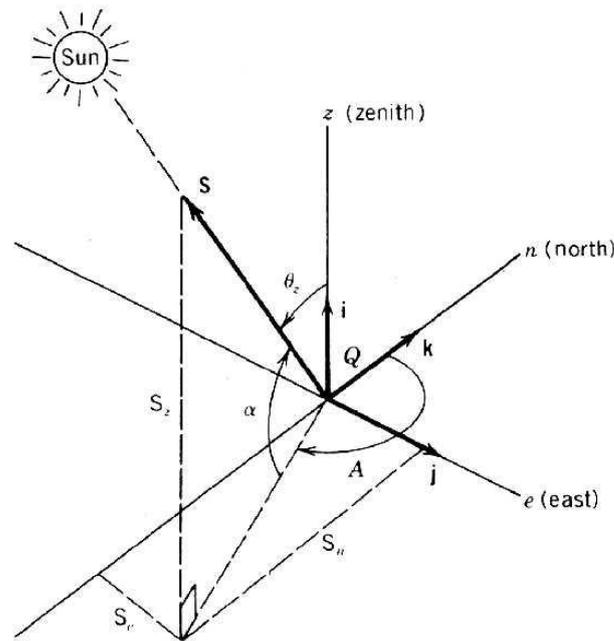


Figura 12. Ángulo de altura solar(α), cenital(θ_z) y acimutal(A) [7].

2.2.4. Ángulo de incidencia solar

El ángulo de incidencia de la radiación solar depende de la posición del sol en relación con una determinada posición de la superficie terrestre en un determinado momento del año. En el caso de una placa fotovoltaica, el ángulo de incidencia puede variar notablemente, dado que puede ocupar cualquier posición sobre la superficie terrestre.

El ángulo de incidencia se calculará para una placa fija inclinada en un ángulo β y con una orientación dada por su azimut γ .

- Inclinación de la superficie β . Es el ángulo que forma el plano horizontal y el plano de la superficie considerada.
- Orientación γ . Se expresa por el azimut de la proyección horizontal de la normal al plano considerado.

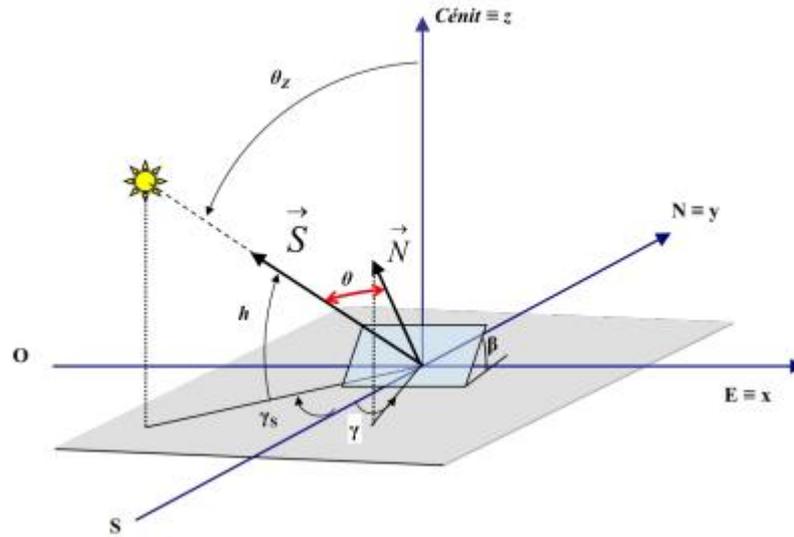


Figura 13. Sistema de referencia horizontal con la definición del ángulo de incidencia, ángulo de inclinación β y azimut de la superficie γ [4].

Conociendo los dos ángulos referentes a la placa fotovoltaica (inclinación y orientación) y los dos ángulos que definen las coordenadas horizontales (altura y azimut solar) se puede definir el ángulo de incidencia de la radiación directa.

$$\cos(\theta) = \sin(h) \cdot \cos(\beta) + \cos(h) \cdot \sin(\beta) \cdot [\sin(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma) + \cos(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma)] \quad (9)$$

2.2.5. Determinación de la irradiancia solar

Una vez se haya calculado el ángulo de incidencia, será posible determinar la irradiancia solar hemisférica incidente sobre dicha superficie plana, G , que será la suma de la irradiancia solar directa G_b , la irradiancia difusa G_d y la irradiancia solar reflejada por el suelo G_r :

$$G_a = G_b + G_d + G_r = G_{b,n} \cdot \cos(\theta) + G_{d,h} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \rho_{ground} \cdot (G_{b,n} \cdot \cos(\theta_z) + G_{d,h}) \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (10)$$

En la expresión anterior, $G_{b,N}$ es la irradiancia solar directa normal, $G_{d,h}$ es la irradiancia solar difusa horizontal y ρ_{ground} es la reflectancia o factor de reflexión del suelo. La irradiancia solar reflejada por el suelo suele tener un valor despreciable frente a los valores de irradiancia directa y difusa, por lo que en ocasiones se desprecia.

$$G = G_b + G_d = G_{b,N} \cdot \cos(\theta) + G_{d,h} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (11)$$

A continuación, se explica el significado de varios conceptos de irradiancia empleados en la ecuación anterior:

- Irradiancia normal directa (DNI), $G_{b,N}$. Representa la cantidad de radiación solar recibida por unidad de área por una superficie que siempre se mantiene perpendicular (o normal) a los rayos que vienen en línea recta desde la dirección del sol en su posición actual en el cielo. Si el plano de la superficie de captación es perpendicular al eje del ángulo sólido, la irradiancia solar se llama directa normal. Por tanto, la irradiancia solar directa (G_b) sobre una superficie plana fija en el espacio se calcula como el producto de la irradiancia directa normal por el coseno del ángulo de incidencia θ de la radiación directa.

$$G_b = G_{b,N} \cdot \cos(\theta) \quad (12)$$

- Irradiancia difusa horizontal (DHI), G_d . Conociendo este parámetro se puede obtener la irradiancia difusa sobre el plano de captación. Se calcula por medio de la irradiancia difusa horizontal y con el ángulo de inclinación respecto de la horizontal β .

$$G_d = G_{d,h} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (13)$$

- Irradiancia horizontal global (GHI). Mide la irradiancia total del sol incidente sobre una superficie horizontal (m^2). Se conoce como irradiancia hemisférica que es el cociente entre el flujo radiante recibido en una superficie plana dada, procedente de un ángulo sólido de 2π sr (del hemisferio situado por encima de la superficie), y el área de dicha superficie. Se calcula como la suma de la irradiancia solar directa y difusa

2.3. Contexto de la energía solar fotovoltaica

En la introducción del presente capítulo ya se mencionó que la energía es un recurso fundamental para la humanidad, y que en los últimos años se está produciendo una transición energética hacia un modelo sostenible. Sin embargo, en estas decisiones la influencia política tiene gran relevancia, y no todos los países, ni siquiera distintas ciudades de un mismo país, avanzan de igual manera hacia la obtención de la energía completamente renovable y limpia.

Este apartado plantea una revisión del estado actual de la tecnología solar fotovoltaica para distintos niveles de geopolítica. Primero se tratará la evolución de la fotovoltaica a escala

mundial, y así profundizar, posteriormente, en el estado de esta energía en Europa, y en concreto España. Finalmente, se describirá cual es el desarrollo actual de la energía fotovoltaica en las islas Canarias y cuáles son los planes de impulsión previstos.

2.3.1. La energía fotovoltaica a escala mundial

Como se observa en la figura 14, la energía solar fotovoltaica es una de las principales energías renovables en cuanto a capacidad instalada. Se observa un aumento considerable desde el año 2011 donde la capacidad instalada era de 72.216MW, en comparación con los 843.086MW de capacidad instalada en el año 2021. En cuanto a la comparación entre tecnologías, la energía solar fotovoltaica, junto con la energía eólica (824.678MW instalados) son dos tecnologías muy importantes, pero que tienen menor presencia que la energía hidráulica con una capacidad instalada de 1.176.962 MW. Desglosando la capacidad instalada de energía solar en el año 2021, 843GW instalados provienen de la energía solar fotovoltaica mientras que los 6,4GW restantes provienen de la energía solar térmica, observándose el crecimiento tan dispar entre ambas tecnologías que emplean el mismo recurso natural.

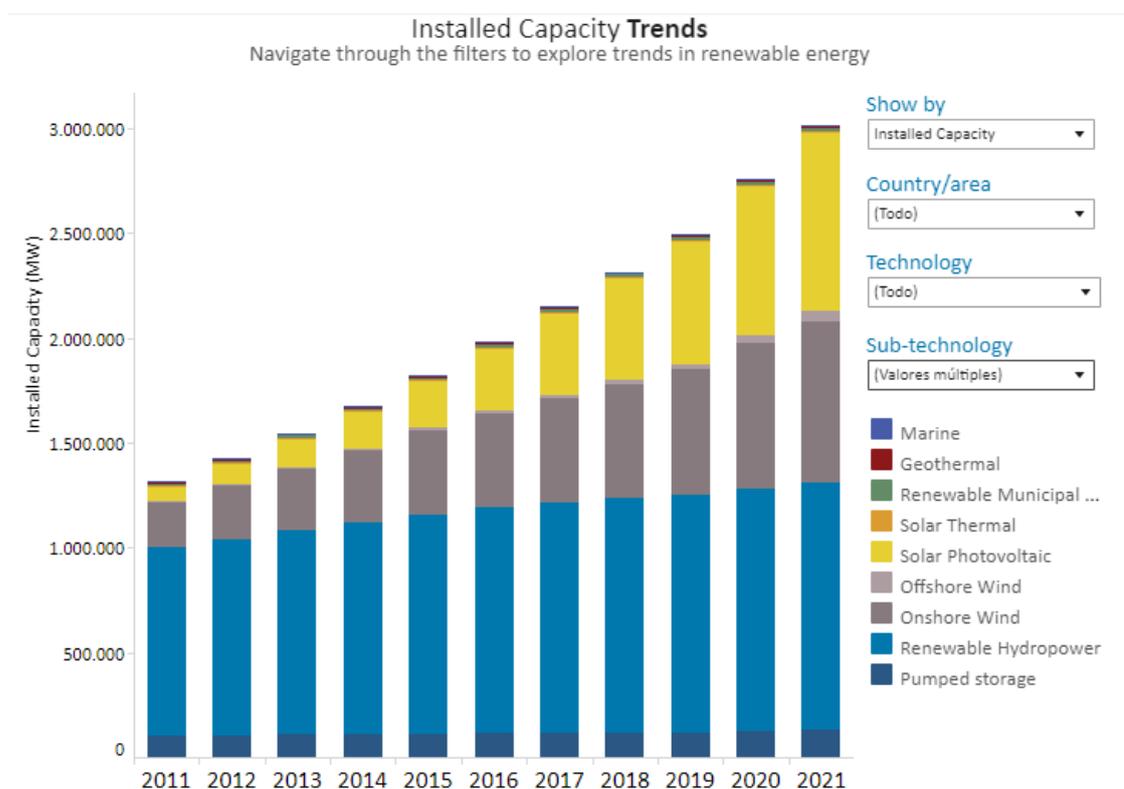


Figura 14. Capacidad instalada para distintas energías renovables a nivel mundial en los años 2011-2019 [8].

En la figura 15 se muestra la serie temporal de la última década y cómo ha evolucionado la generación de electricidad en ese periodo para las tecnologías de solar fotovoltaica y termosolar.

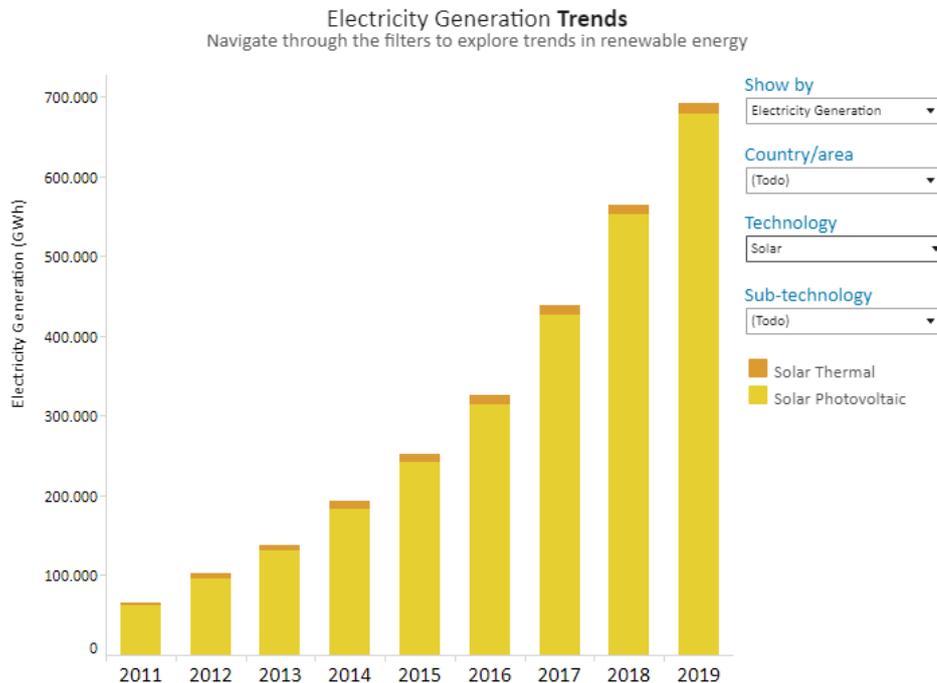


Figura 15. Generación eléctrica para las tecnologías solares a nivel mundial en los años 2011-2019 [8].

En los últimos años, la generación eléctrica también ha experimentado un gran incremento. A finales del año 2010, había cerca de 42GW de capacidad de generación solar en todo el mundo frente a los 693GW que había instalado en el año 2019. Desglosando este valor, 679GW instalados provienen de la energía solar fotovoltaica mientras que los 14GW restantes provienen de la energía solar térmica. Estos valores representan un 9,8% y un 0,2% respecto de la generación eléctrica total procedente de fuentes de energía renovable.

La generación eléctrica y la capacidad instalada muestran el estado actual de las tecnologías. Sin embargo, para entender el por qué y cómo va a ser el desarrollo de la tecnología en los próximos años, se estudiará la progresión de otros parámetros. Dichos parámetros se muestran en la figura 16 y son: el LCOE, los costes de instalación y el factor de capacidad.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

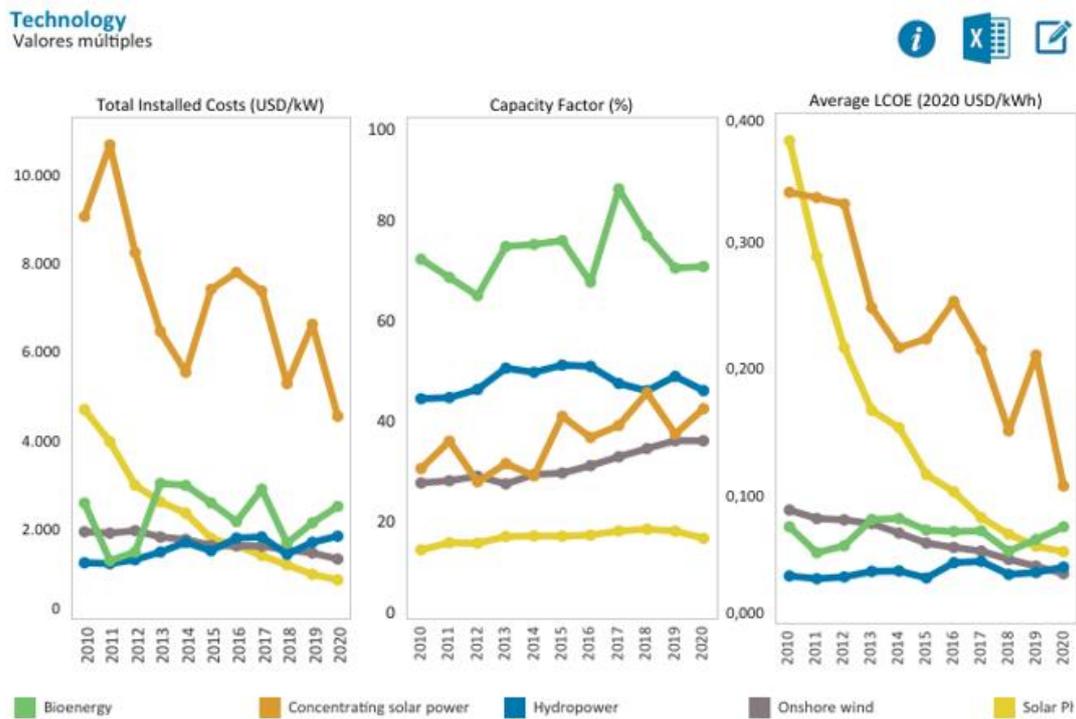


Figura 16. Promedio a escala mundial para costes de instalación, factor de capacidad y LCOE durante 2010-2020 para distintas tecnologías renovables [8].

Se observa que la energía fotovoltaica tiene los menores costes de instalación, en contraposición a la solar térmica que es la mayor de todas. Como inconvenientes presenta el menor factor de capacidad y que la energía hidráulica y eólica presentan un menor LCOE. Sin embargo, el LCOE es mayor que en las tecnologías solares térmicas.

- El LCOE “Levelized cost of energy” indica el precio que cuesta generar la electricidad
- El factor de capacidad de la planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos.

En la figura 16 se muestra el valor del LCOE de diferentes energías renovables entre los años 2010 y 2020. Se observa que al principio de la década la energía solar fotovoltaica tenía el mayor LCOE, inclusive mayor que para la energía termosolar que mantiene un LCOE elevado hasta día de hoy. Sin embargo, la solar fotovoltaica también es la energía que consiguió reducir más el LCOE en este periodo de tiempo, por lo que todo indica que en los siguientes años seguirá con esa trayectoria. En el año 2010, para los sistemas fotovoltaicos solares se tenía un LCOE de 0,381 c\$/kWh, lo que quiere decir que cada kWh de energía eléctrica que producía la

planta, le costaba 38 centavos. En cambio, en el año 2020 dicho LCOE disminuyó hasta alcanzar 0,057 c\$/kWh, siendo este, junto con los ya mencionados, uno de los motivos del auge de la energía solar fotovoltaica actualmente.

2.3.2. La energía fotovoltaica en Europa

La consecución de un Pacto Verde en Europa es la primera prioridad de la Comisión Europea, con el objetivo de maximizar los beneficios derivados de la transición energética hacia una economía libre de emisiones. Este Pacto Verde “Green Deal” plantea la ambición de que Europa sea neutra en emisiones para el año 2050, y que para 2030 las emisiones GEI2 se reduzcan un 50% (con la recomendación de llegar al 55%), comparado con las emisiones de 1990.

Actualmente existen diversos planes energéticos tanto a nivel europeo, como a nivel nacional. La Unión Europea ha establecido una legislación relacionada con el marco climático y energético para 2030. La Estrategia Europea 2030 se redacta con el fin de contribuir al acuerdo de París y proponer una serie de objetivos energéticos y políticos, para el período de 2021 a 2030, que fomentan tres líneas de mejora [9]:

- La reducción de emisiones de gases que intervienen en el proceso de efecto invernadero al menos un 40% con respecto a los niveles de emisión del año 1990.
- El incremento de la participación en el uso de energías renovables de al menos un 32% sobre el consumo de energía final. Este objetivo tiene incluida una cláusula de revisión al alza para 2023.
- La mejora de la eficiencia energética, al menos en un 32,5%

2.3.3. La energía fotovoltaica en España

España ha planteado el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones GEI en 2050, y reducirlas un 20% en 2030, respecto a 1990. El Gobierno presentó en el año 2019 a las autoridades comunitarias un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que recoge las medidas necesarias para alcanzar dichos objetivos, así como una evaluación de su impacto

Aunque históricamente España siempre se ha caracterizado por su alta dependencia energética de los combustibles fósiles, la cual registró su máximo histórico en 2008, cuando llegó a alcanzar el 81,3%. Gracias a la generación con energías renovables y las políticas instauradas, la producción fue disminuyendo hasta alcanzar el 70,2% en 2017.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

El año siguiente hubo un ligero aumento, pero a partir de 2018, el descenso ha sido muy progresivo. En el año 2021 se alcanzaron los valores máximos, la generación de energías renovables alcanzó en 2021 una producción de 121.305 GWh, que supone un 9,7% más que en 2020 y el 46,6% del total de electricidad producida en 2021.

En España los principales tipos de centrales son centrales térmicas convencionales (la fuente puede ser fuel, carbón o gas natural), eólica (aprovechar la energía cinética del viento), solares (usa la radiación solar), hidroeléctricas (aprovecha la energía potencial en distintos niveles de agua) y nucleares (generan energía gracias a las reacciones de fisión de átomos de uranio). A pesar de tener tanta variedad, se puede afirmar que España es uno de los países punteros en el desarrollo de la energía solar.

Generación de la electricidad en 2021

En % sobre el total

● Energías renovables

● Energías no renovables

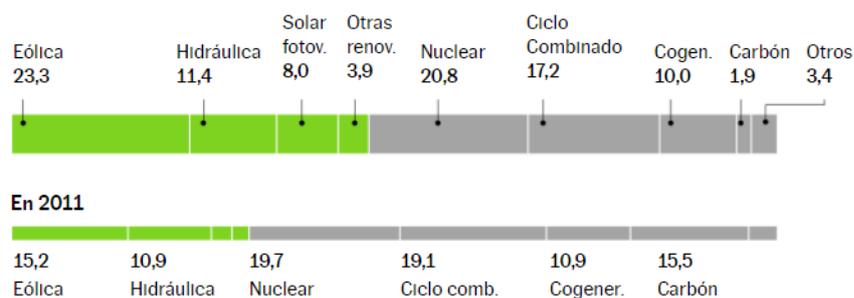


Figura 17. Estructura de la generación eléctrica por tecnologías para el sistema eléctrico de España durante el periodo 2017-2021 [10].

En la figura 17 se muestra la distribución de la energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional de España según la tecnología empleada. Se observa además que siendo la generación total 259.850 GWh, en el año 2021, la mayor contribución de energía eléctrica se produjo por parte de las tecnologías que usan productos derivados del petróleo alcanzando 138.545 GWh (53,4% del total).

Aun así, se observa una diferencia muy notoria en la aportación de energía renovable entre los años 2011 y 2021, aumentando hasta en 20,5% respecto al 26,1% obtenido en 2011.

Respecto a las tecnologías, para la generación de electricidad destaca la energía eólica sobre el resto de las energías renovables. La energía solar fotovoltaica será la tercera en cuanto a generación eléctrica proporcionada, siendo un 8,1% del total.

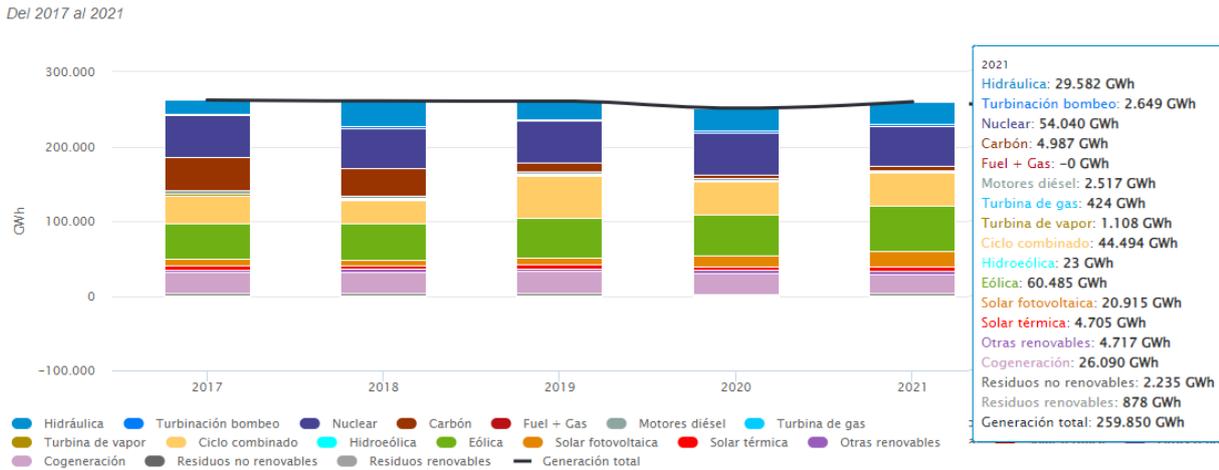


Figura 18. Estructura de la generación eléctrica por tecnologías para el sistema eléctrico de España durante el periodo 2017-2021 [10].

En la figura 18 se muestra la distribución de la energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional de España según la tecnología empleada. Se observa además que siendo la generación total 259.850 GWh, en el año 2021, la mayor contribución de energía eléctrica se produjo por parte de las tecnologías que usan productos derivados del petróleo alcanzando 138.545 GWh. Aunque hay que destacar el descenso respecto al año 2020 en la cogeneración pasando de generar más de 27.000 GWh a 26.090 GWh, mientras que el ciclo combinado se mantiene prácticamente igual, siendo la tecnología no renovable que más energía aporta con casi 44.500 GWh.

Por otro lado, la generación de energías renovables alcanzó en 2021 una producción de 121.305 GWh, que supone un 9,7% más que en 2020 y el 46,7% del total de electricidad producida en 2021.

2.3.4. La energía fotovoltaica en Canarias

Por último, tras haber mencionado el estado actual de los objetivos de desarrollo en Europa y España, es turno de Canarias. En las Islas Canarias se está actualmente elaborando un Plan de Transición Energética (PTECan), que establece un conjunto de acciones dirigidas a la consecución de los objetivos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en las islas. Además, permitirá cumplir con gran parte de las finalidades de la Ley Canaria de Cambio Climático, mediante la coordinación con la Estrategia y el Plan de Acción Climáticas, en la línea de un futuro Plan Integral de Lucha contra el Cambio Climático.

El PTECan mantiene una estructura basada en el Reglamento (UE) 2018/1999 de gobernanza. Está totalmente coordinado con el Gobierno de España, el Plan Nacional Integrado de Energía

y Clima y la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia. De hecho, incluye cuatro capas de gobernanza: Parlamento de Canarias, Comité Internacional de Supervisión, Observatorio Energético de Canarias y Agencias Insulares de Energía.

El objetivo intermedio será que, en el año 2030, el 60% de la demanda eléctrica de Canarias provenga de energías renovables. Este Plan supondrá un gran avance de cara a cumplir el objetivo final fijado en la Declaración de Emergencia Climática del Gobierno canario, que no es otro que la descarbonización de la economía canaria en el año 2040. Aunque el propio plan comprende cuatro escenarios de descarbonización tendencial: actual, 2035, 2040 y 2050.

Como apoyo en la elaboración del PTECan, se han desarrollado ocho estrategias energéticas sectoriales: autoconsumo fotovoltaico; almacenamiento energético; vehículo eléctrico; generación gestionable; geotermia; energías renovables marinas; hidrógeno verde; y gestión de la demanda y redes inteligentes, que tienen como principal fin determinar el potencial de desarrollo de las tecnologías que se consideran de especial interés en el reto de la descarbonización.

A la hora de cuantificar el impacto de las energías renovables dentro del sector energético de Canarias, se dispone del Anuario Energético de Canarias, cuya última versión data de 2020. Este documento presenta la información más relevante sobre la evolución histórica del sector energético de Canarias, así como nueva información actualizada correspondiente al año 2020, un año marcado por la crisis sanitaria COVID-19 y las restricciones de movilidad que tuvieron un impacto directo sobre el consumo de energía en el Archipiélago. Aunque mantiene una estructura semejante a la de anteriores ediciones con el propósito de convertirse en una herramienta de consulta habitual de la información estadística del sector energético de Canarias.

2.3.4.1. Penetración de energía fotovoltaica en Canarias

El cuarto capítulo del Anuario Energético de Canarias 2020 se centra en las energías renovables, analizando la evolución de todas las tecnologías clasificadas en este ámbito. En esta trayectoria, la potencia eólica instalada se incrementó durante el 2020 en un 10,6% y la potencia fotovoltaica en un 6,5%, respecto al año anterior. No obstante, la producción mediante eólica y fotovoltaica disminuyó un 3,1% y un 3,7%, respectivamente. Con relación a la aportación de las distintas tecnologías en la producción renovable total de origen eléctrico, la eólica tuvo una participación del 77,1%, la fotovoltaica del 19,4% y la hidroeléctrica del 2,4%.

Según se recoge en el anuario, durante el año 2008 se produjo un aumento de la potencia instalada del 47,4% respecto a 2007 como consecuencia de las plantas fotovoltaicas que fueron instaladas durante ese año en la isla de Tenerife. El otro incremento considerable se experimentó en 2018, siendo un aumento del 44,6% de la potencia instalada, debido al auge de la energía eólica.

Para el año 2020 el incremento en la potencia renovable instalada no ha sido tan significativo con respecto a lo ocurrido en el año 2018. El aumento de potencia instalada fue del 9,7% y se alcanzaron los 697,56 MW de potencia eléctrica de origen renovable. Dicha potencia eléctrica de origen renovable instalada en 2020 en las Islas Canarias se concentra mayoritariamente en las islas de Tenerife y Gran Canaria, con el 45,8% y el 36,1%, respectivamente, de la potencia renovable instalada total.

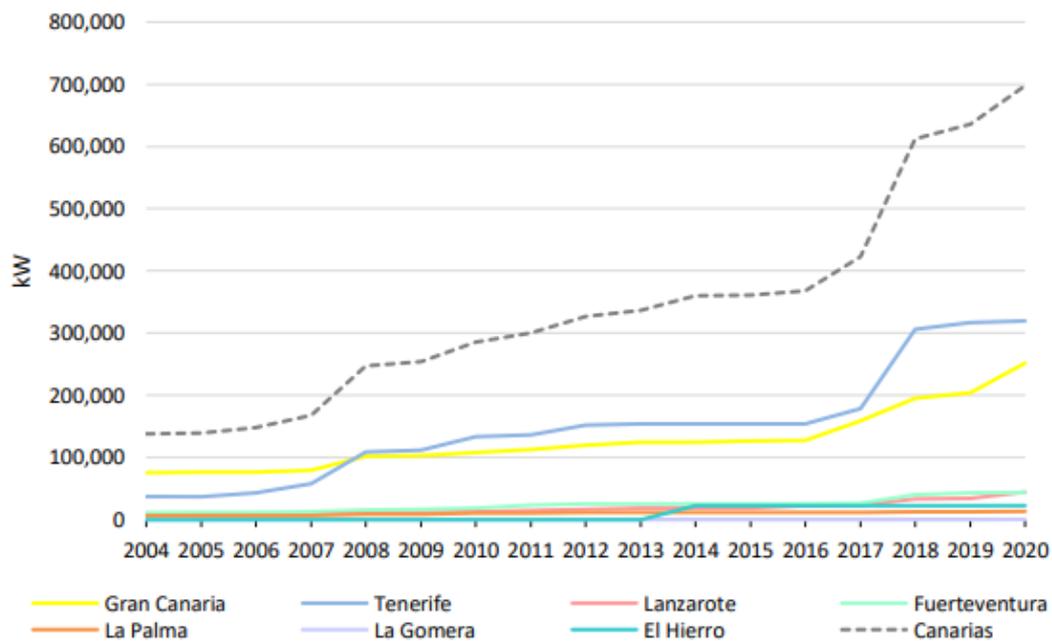


Figura 19. Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2020, desglosada por islas [11].

Con respecto a la energía fotovoltaica, que será la tratada en el presente documento, la potencia fotovoltaica total instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2020 ascendió hasta 206.883,27 kWp. De esta potencia el 99,4% (205.641,97 kWp) se corresponde con instalaciones conectadas a red y el 0,6% restante (1.241,30 kWp) a las aisladas de red. Eso supuso un incremento del 6,5% del total de la potencia respecto al año anterior, que se repartió entre todas las islas. Este es el mayor incremento anual registrado desde 2012.

Una planta solar fotovoltaica irá conectada a la red para verter la electricidad que genera. De este modo, resulta pertinente conocer la potencia instalada conectada a la red, que se concentra mayoritariamente en las islas de Gran Canaria y Tenerife, donde se ubica un 84,4% del total del archipiélago como se observa en la figura 20.

Gráfico 135. Distribución porcentual de la potencia fotovoltaica instalada en Canarias. Año 2020

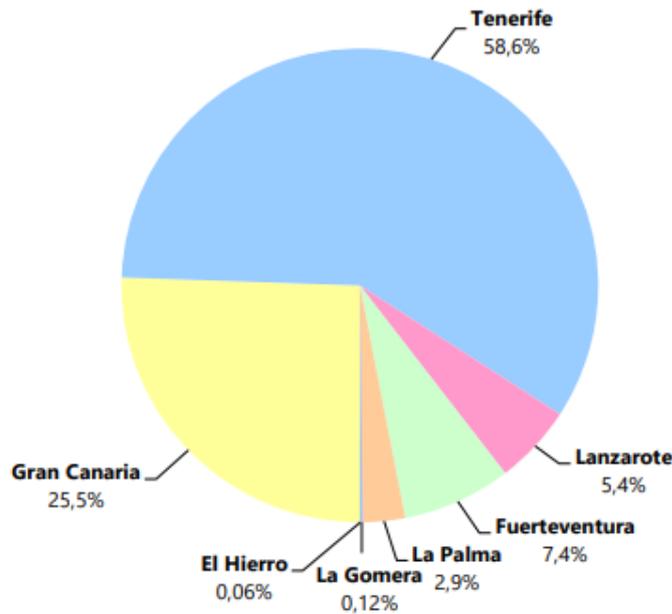


Figura 20. Distribución porcentual de la potencia fotovoltaica instalada en Canarias en 2020 [11].

2.3.4.2. Producción de energía renovable en las islas

Con respecto a la producción eléctrica de origen fotovoltaico, durante el año 2019 se produjeron 290 GWh de energía fotovoltaica, de los cuales 258,0 GWh se vertieron a la red, mientras que los 21,2 GWh restantes fueron para autoconsumo. La isla con mayor producción fotovoltaica fue Tenerife con un 63,3% del total.

El propio Anuario Energético plantea en un subapartado el estudio y establecimiento de indicadores comparativos. El objetivo es comparar la potencia fotovoltaica instalada en régimen de vertido a red con la extensión territorial e índice de población con otras comunidades y ciudades autónomas (se excluyen las que no tienen potencia instalada) y países de la UE.

En la figura 21 se observa la ratio de potencia fotovoltaica instalada según la extensión territorial para las comunidades autónomas de España. Se observa que Canarias es el tercer país con mayor ratio, concretamente con una ratio de 27,6, solo superado por Murcia y Extremadura. Además, esa ratio aumentó en el último año desde los 25,9 hasta los 27,6, es decir, un 6,4%.

Mientras que en la figura 22 se compara la potencia fotovoltaica instalada por número de habitantes de Canarias con algunos países de la Unión Europea, en el año 2020. Se puede observar que Alemania destacó una vez más en primer lugar con 646,7 Wp/habitante, aumentando en ese año un 7,4%. España, con 208,9 Wp/habitante, quedó en décima posición y Canarias, con 94,5 Wp/habitante, en decimoctava, ambas manteniéndose por debajo de la media europea de 336,4 W/hab.

Gráfico 153. Comparación de la ratio potencia fotovoltaica/extensión territorial con otras comunidades y ciudades autónomas. Años 2019 y 2020

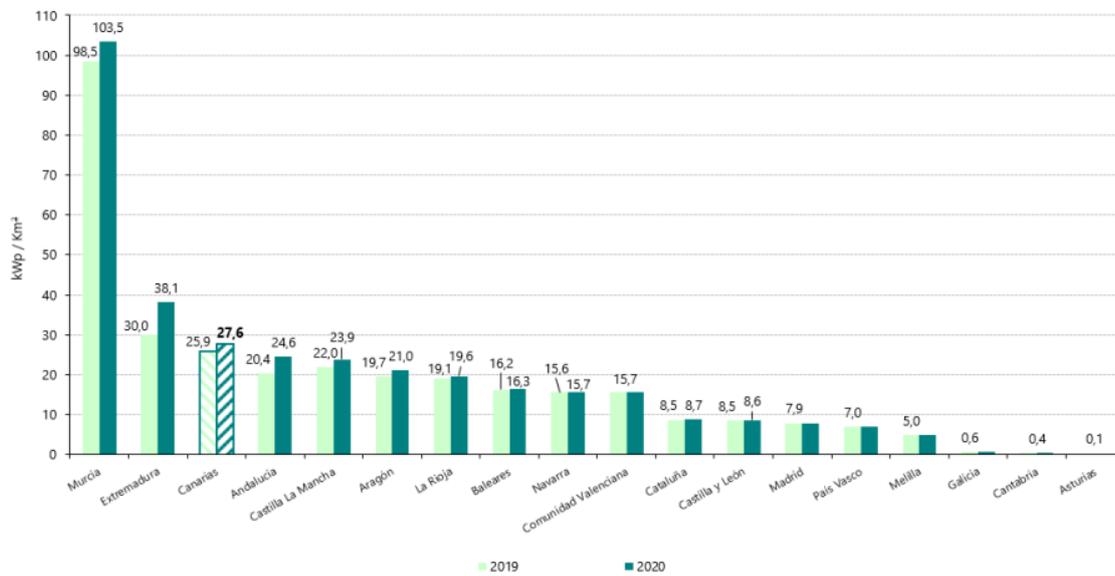


Figura 21. Comparación de la ratio potencia fotovoltaica/ extensión territorial con otras comunidades y ciudades autónomas para 2019 y 2020 [11].

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

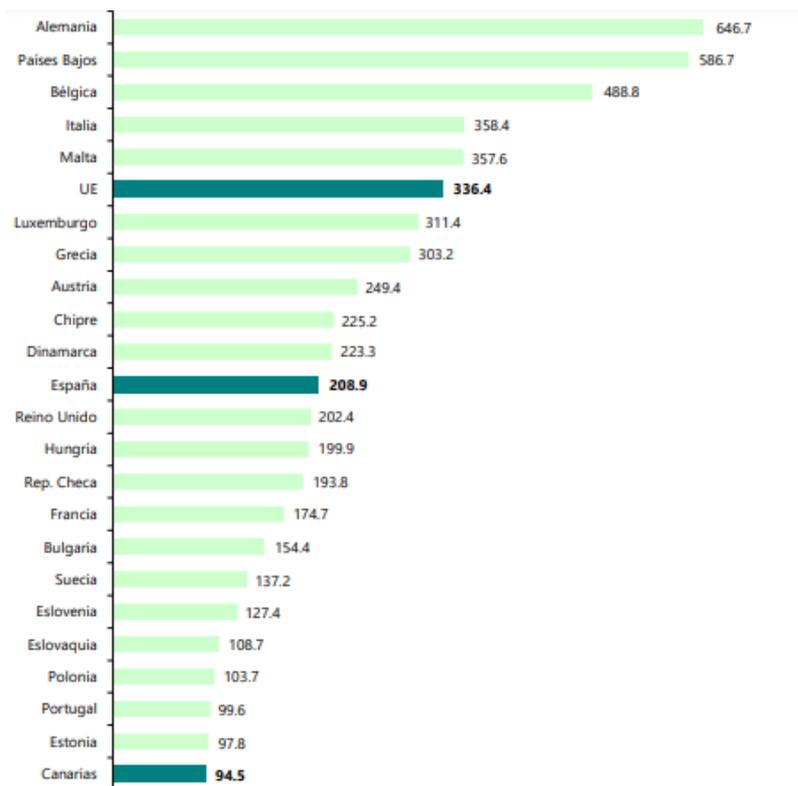


Figura 22. Comparación de la ratio potencia fotovoltaica/población de Canarias con países de la UE para el año 2020 [11]

Como para el caso de la energía eólica, se ha realizado el ejercicio de valorar el número de viviendas que serían atendidas con la producción fotovoltaica del año 2019. Usándose la misma referencia (10,87 kWh/día), la generación fotovoltaica atendería a 73.079 hogares de Canarias durante ese año.

El término de horas equivalentes representa, en este caso, la energía producida durante todo el año entre la potencia total fotovoltaica instalada a final de ese año. Este ratio es función del potencial fotovoltaico de la zona donde se encuentre ubicada la instalación y de la eficiencia del funcionamiento de la misma.

En el año 2019, los valores oscilaron entre el máximo de 1.735 horas equivalentes de La Gomera y el mínimo de 1.339 horas equivalentes de Fuerteventura. En el total de las Islas Canarias, se registró una media de 1.538 horas equivalentes, lo que supuso un aumento del 2,2% respecto al año anterior.

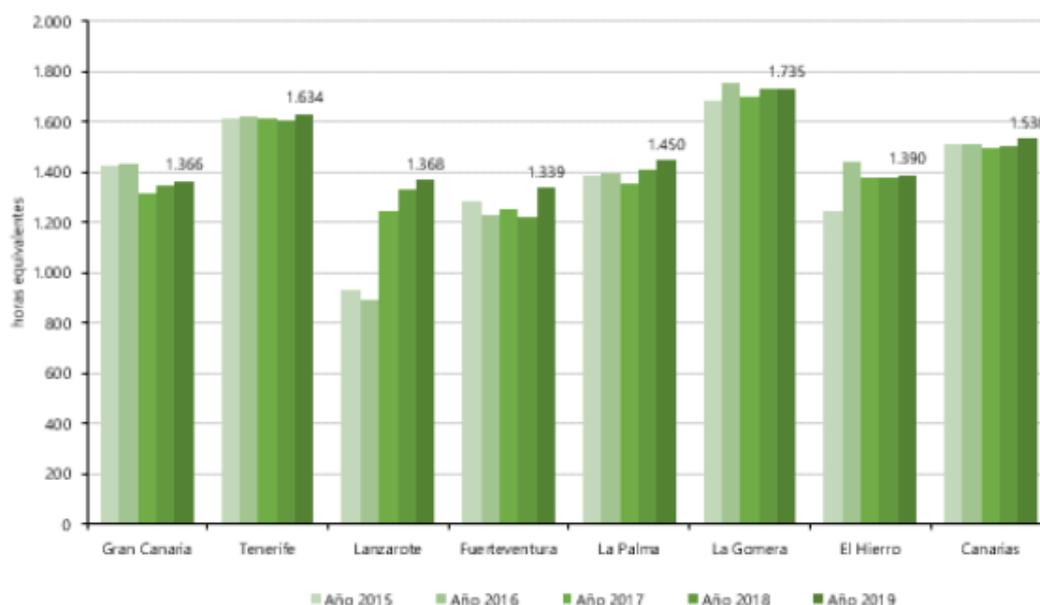


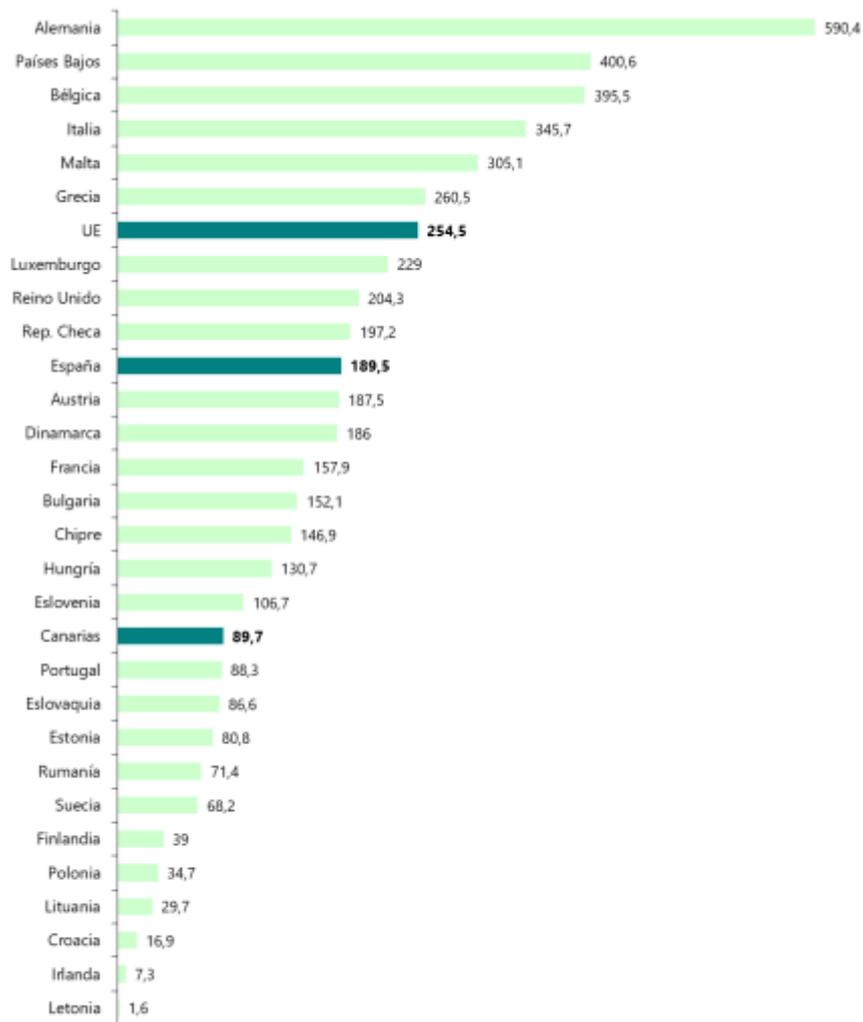
Figura 23. Comparativa de horas equivalentes medias anuales de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas que vierten la energía a la red, por islas [11]

Los factores de capacidad se han determinado como el ratio del número de horas equivalentes entre el número de horas totales de referencia (4.380 horas, equivalentes a 12 horas diarias en año normal y 4.392 en año bisiesto). A continuación, en la figura 23 se muestra la evolución de los factores de capacidad medios de cada isla desde el año 2007 hasta 2019. Para el año 2019 el factor de capacidad varió entre el 39,6% de máximo obtenido en La Gomera y el 30,6% de mínimo producido en Fuerteventura

En la figura 24 se compara la potencia fotovoltaica instalada por número de habitantes de Canarias con algunos países de la Unión Europea, en el año 2019. Se puede observar que Alemania destacó una vez más en primer lugar con 590,4 Wp/habitante, aumentando en ese año un 7,4%. España, con 189,5 Wp/habitante, quedó en décima posición y Canarias, con 89,7 Wp/habitante, en decimoctava, ambas manteniéndose por debajo de la media europea de 254,5 W/hab.

Respecto al incremento del ratio en relación al año 2018, España registró un incremento del ratio del 46,5%, uno de los mayores incrementos de toda Europa, sólo por detrás de Estonia, Hungría, Letonia y Polonia.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias



Unidades: vatios pico por habitante (Wp/hab). Fuente: EurObservER, barómetro de energía fotovoltaica, abril de 2020.
Elaboración propia

Figura 24. Comparación del ratio potencia fotovoltaica/población de Canarias con países de la UE para el año 2019 [11]

Capítulo 3

Descripción de la tecnología fotovoltaica

En este capítulo se introduce el concepto de parque solar fotovoltaico y los distintos elementos que lo componen. Se explicará la función de cada uno de estos elementos, entrando en detalle en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Se describirán los distintos elementos que lo componen, el funcionamiento de las celdas solares, los tipos que hay, su caracterización eléctrica, así como las conexiones entre ellos.

El trabajo trata sobre el análisis del rendimiento de los paneles solares fotovoltaicos en un parque fotovoltaico, que se considera una instalación fotovoltaica. Un parque fotovoltaico es una instalación que emplea la energía solar a gran escala, establecido en un terreno o superficie acuática, que está formado por un gran número de placas solares interconectadas, aparte de inversores, una sala de control centralizada y transformadores de alta tensión, entre otros.

El objetivo de estos parques fotovoltaicos es el mismo que el de una única placa fotovoltaica, pero a gran escala, por lo que captará grandes cantidades de irradiancia solar para transformarla en energía eléctrica. De este modo, pueden generar miles de vatios de electricidad por segundo para su consumo o su venta a las redes de distribución eléctrica.

A la hora de definir una instalación solar fotovoltaica, se debe tener en cuenta que el esquema de esta instalación será prácticamente igual, independientemente del tipo de instalación fotovoltaica que sea y la capacidad que pueda desarrollar. Lo único que cambiará en dicho caso es el número de placas fotovoltaicas y acumuladores que se instalarán. La adaptabilidad de los componentes de una instalación fotovoltaica actual facilita su disposición en tejados de casas, edificios o cubiertas de naves industriales, por lo que no se limitan a parques de generación fotovoltaica que alimentan la red eléctrica convencional.

Por tanto, se definirán los elementos que componen una instalación fotovoltaica que abarca los de un parque fotovoltaico.

3.1. Elementos que componen un parque fotovoltaico

Una instalación fotovoltaica está compuesta principalmente por los módulos fotovoltaicos, los inversores, las baterías y un conjunto de aparatos de conexión que conforman la aparamenta. De este modo, una instalación solar fotovoltaica se ajusta al esquema mostrado en la figura 25. En dicho esquema se observan cuatro elementos principales (panel solar, regulador de carga, batería e inversor), pero también se deben considerar todos los equipos de protección, cableado o estructura de soporte de los paneles. En este capítulo se tratarán en detalle los cuatro elementos principales y también se explicará toda la aparamenta eléctrica que implica dicha instalación.

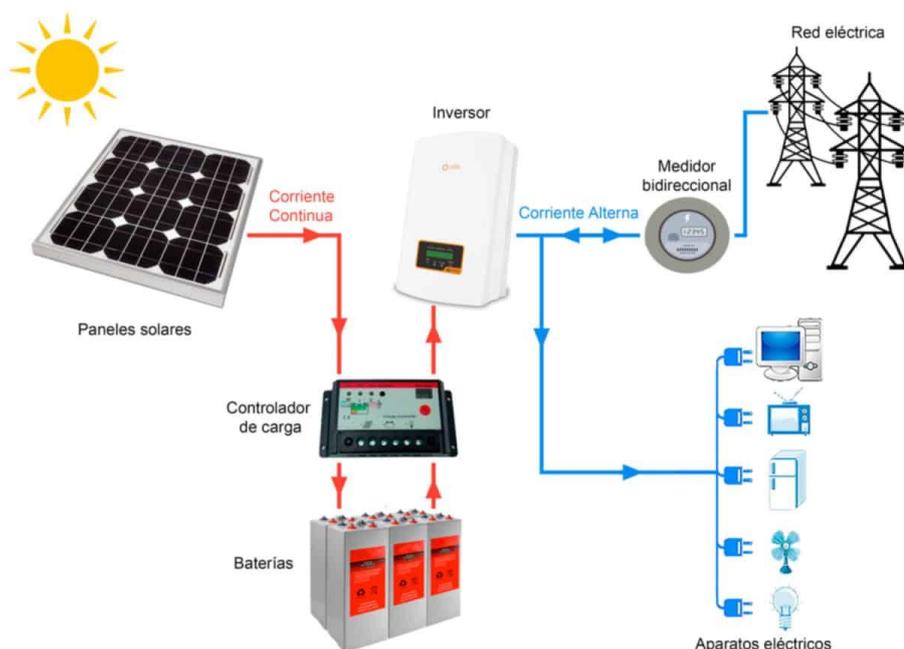


Figura 25. Componentes de una instalación fotovoltaica [12].

También se observa que el inversor se puede conectar a la red eléctrica y a aparatos eléctricos, mostrando que independientemente de su uso, el esquema será igual con el inversor conectado a la red eléctrica. Cada uno de los elementos previamente mencionados tiene un papel importante en la instalación:

1) Módulo solar fotovoltaico (paneles solares)

Es el elemento principal de la instalación solar fotovoltaica. Su función es convertir la energía solar en energía eléctrica en corriente continua. Se compone de un conjunto de células fotovoltaicas, y a su vez se agrupan dichos paneles para que la instalación fotovoltaica tenga la potencia necesaria.

En este capítulo se explicará la estructura de este módulo, desde el funcionamiento de una única célula fotovoltaica hasta las distintas capas que componen dicho módulo. Además, se tratará el método de fabricación y los distintos materiales con los que se puede fabricar.

2) Inversor

Los paneles solares fotovoltaicos producen corriente continua cuando la radiación solar incide sobre ellos. Sin embargo, la electricidad se quiere usar como corriente alterna, por lo que se emplea el inversor. Dicho inversor solar es el encargado de convertir la corriente continua procedente de las baterías o de los módulos en corriente alterna. La corriente debe ser la misma

que emplea la red eléctrica, que son 220V con una frecuencia de 50Hz. Son varios los componentes que conforman el inversor y se verán con detalle

3) Batería o acumulador

Es un dispositivo eléctrico que acumula la energía fotovoltaica y la transforma en corriente alterna mediante procedimientos químicos. Su utilidad está en su capacidad de acumular energía para la instalación, de modo que puedan usar energía fotovoltaica durante los periodos con nula irradiancia solar o con un valor insuficiente para cubrir toda la demanda.

No está presente en todas las instalaciones fotovoltaicas, aunque se usan principalmente en instalaciones autónomas y parque fotovoltaicos.

4) Regulador de carga

Habrán inversores que incorporan la función del inversor de carga. Es el elemento que convierte energía CA (si es un inversor/cargador) o CC (si es un regulador de carga) a la tensión de la batería.

El regulador de carga se sitúa entre los paneles y la batería y es el encargado de controlar la tensión e intensidad con la que se cargan las baterías, asimismo protegiéndoles de sobrecargas. Sirve como punto de unión entre los paneles solares y los elementos de consumo de una instalación.

5) Aparatación eléctrica

En este grupo se engloba el conjunto de aparatos de conexión de la instalación a la red, así como equipos de medida, protección, regulación o cableado. Todos ellos son estrictamente necesarios y variarán según el tipo de instalación planteada.

3.2. Módulos fotovoltaicos

Dentro de todos los elementos que incluye una instalación fotovoltaica, el primero que se debe explicar es el concepto de panel fotovoltaico, y concretamente el de célula fotovoltaica. Dichas células son las que permitirán transformar la energía luminosa procedente de la radiación solar en energía eléctrica.

3.2.1. Fundamentos células fotovoltaicas

La celda solar fotovoltaica es un dispositivo de estado sólido, por lo que no tiene partes móviles; cuya función consiste en capturar la luz solar y con ella generar una corriente eléctrica. Su funcionamiento está basado en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la capacidad de los materiales semiconductores de capturar fotones de luz y emitir electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, se obtiene la corriente eléctrica.

El principio de funcionamiento se basa en un dispositivo semiconductor con una unión p-n, normalmente hechos en base de silicio. Dicha unión está formada por un único cristal semiconductor que está dopado por un lado con el tipo N (cargas negativas) y con un dopado distinto de tipo P (cargas positivas). Los semiconductores extrínsecos del tipo N están formados por un material semiconductor al que se le añaden impurezas con átomos de otro material con 5 electrones de valencia, lo que provoca la presencia de electrones libre porque solo se pueden formar 4 enlaces covalentes. En cambio, a los semiconductores del tipo P se les añaden átomos con 3 electrones de valencia, por tanto, habrá un hueco esperando un electrón y dicho hueco será el portador que permite la conducción.

Ambos tipos de semiconductores se encuentran en una zona donde se encuentra un gradiente de concentración dentro de las bandas, ya que una región contiene más electrones y la otra más huecos. De este modo, la tendencia natural es que los electrones de la región tipo N se dispersen en varias direcciones, y algunos atraviesen la unión hacia la región tipo P. Cuando el electrón libre entre en la región P se recombina con uno de los huecos, consiguiendo un electrón de valencia.

Cuando esto sucede y un electrón pasa a la otra región, deja un átomo pentavalente en el lado N sin carga negativa, por lo que se obtiene un ión positivo, mientras que se tendrá un átomo trivalente que captura un electrón, convirtiéndose en un ión negativo. La pareja de un ión

positivo y otro negativo se llama dipolo, y conforme aumenta su número, la región cercana a la unión se vacía de portadores. La zona sin portadores se conoce como zona de depleción.

La migración de electrones provoca un campo eléctrico entre las cargas que produce la fuerza motriz necesaria para que los electrones se muevan unidireccionalmente. Dicho campo eléctrico actúa como una barrera de potencial, ya que va impidiendo conforme aumenta cada vez más la difusión de electrones.

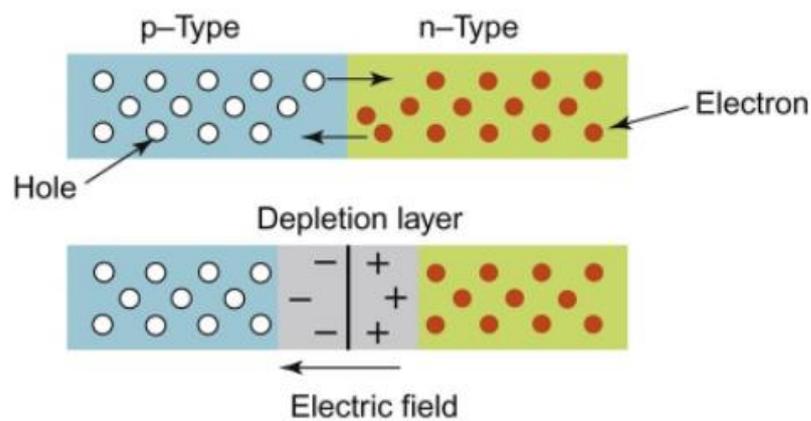


Figura 26. Unión pn de una celda solar que muestra el gradiente de carga [13]

En los semiconductores la brecha energética o banda prohibida (bandgap) es muy alta para que los electrones salten de un nivel inferior a uno superior por la activación térmica con temperaturas normales. Sin embargo, los electrones pueden ascender, por medio de la banda prohibida, mediante la absorción de fotones de radiación electromagnética que contengan tanta energía como el tamaño de la brecha energética entre los niveles del semiconductor. Los semiconductores empleados para las células solares tienen bandas prohibidas que les hagan capaces de absorber fotones dentro de la región visible del espectro solar.

Tabla 1. Banda prohibida de algunos semiconductores comunes de células solares [13]

Semiconductor	Banda prohibida (eV)
Silicio	1.11
Telururo de cadmio	1.44
Arseniuro de galio	1.43
Diseleniuro de cobre, indio y galio	0,9–1,7

Con todo esto, se puede concluir que el funcionamiento de la célula fotovoltaica se basa en la absorción de fotones de la radiación solar, que al entrar en contacto con la capa P, provocando el movimiento de las cargas eléctricas hacia la superficie. Si se cierra el circuito eléctrico las cargas salen de la célula creando una corriente eléctrica, y por consiguiente, generando energía eléctrica.

Una de las líneas de investigación, para la mejora del rendimiento energético de las células fotovoltaicas, se basa en el desarrollo de una capa N lo más fina posible y muy dopada, mientras que la capa P sea más gruesa y apenas dopada. De este modo se logra un mayor grosor de la región de agotamiento, y se produce más electricidad.

3.2.2. Elementos que componen un módulo fotovoltaico

Una vez introducido el concepto de célula fotovoltaica, se puede tratar el concepto de módulo fotovoltaico o panel solar. El módulo fotovoltaico es un dispositivo formado por la asociación eléctrica de células solares que captarán la energía solar para transformarla en energía eléctrica. La vida media útil de un módulo fotovoltaico es de unos 30 años.

El elemento más importante es la célula fotovoltaica, por tanto, se colocarán en capas una serie de materiales que permitirán protegerlas y dar firmeza al conjunto. Las distintas capas del módulo fotovoltaico son:

- **Cubierta frontal o exterior.** Su función es proporcionar protección ambiental y dar rigidez mecánica al módulo, con un material con poco peso. Se suele emplear vidrio templado de alrededor de 2-3mm de espesor y con bajo contenido en hierro, ya que presenta buena protección contra impactos y es buen transmisor de radiación solar. Se suele añadir Cerio que absorbe rayos ultravioletas para mejorar la durabilidad del encapsulante. Esta capa es fundamental para proteger las células, pero es importante la calidad del cristal empleado porque puede reducir el rendimiento del panel solar.
- **Encapsulante.** Son capas que protegen las células frente agentes medioambientales externos por ambas caras. Estas capas dotan de adhesión al conjunto del panel porque rellena el volumen entre las cubiertas frontal y trasera, además ayuda a amortiguar vibración e impactos. El material más empleado es el EVA (Etilo-Vinil-acetato) que es un compuesto plástico o copolímero termoplástico (se amolda con el calor) de etileno y acetato de vinilo, que actúa como aislante térmico y transparente para dejar pasar los

rayos solares. Aunque también tiene desventajas como la facilidad para adherir polvo, lo que baja la transmisividad de la radiación, y tiene una baja vida útil.

- **Cubierta posterior.** Se encarga de proteger al módulo frente a la humedad y la corrosión. El principal material empleado es el Polifluoruro de vinilo (PVF), mejor conocido como Tedlar. Se trata de una lámina de polímero termoplástico, similar al PVC, que tiene baja inflamabilidad y permeabilidad frente a los vapores. Algunos fabricantes usan sustrato de vidrio para la capa posterior, aunque la norma general en prácticamente todos los casos es que sea un material transparente, así favorece el rendimiento del panel debido al reflejo en las células.

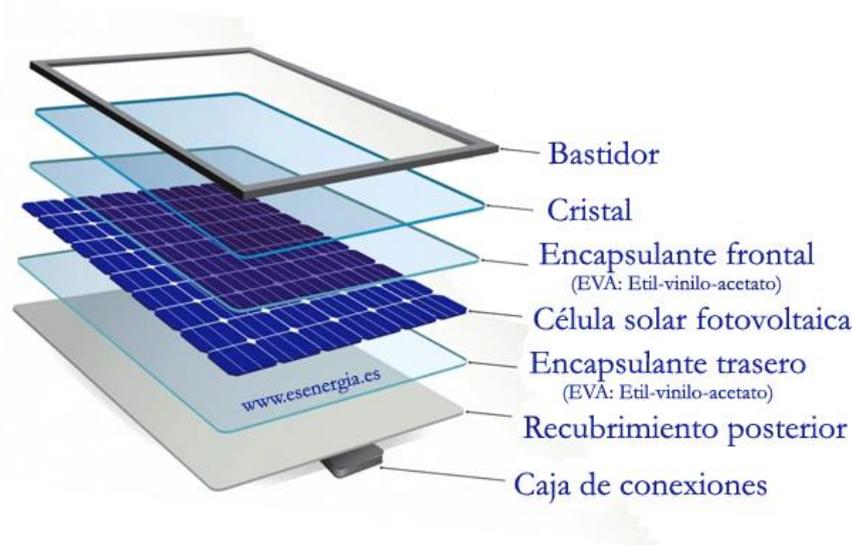


Figura 27. Capas de un módulo fotovoltaico [14].

En el conjunto del panel fotovoltaico aparecen otros dos elementos muy importantes como son el marco de apoyo y la caja de conexiones.

- **Marco de apoyo.** El módulo fotovoltaico dispondrá de un marco de apoyo o bastidor, normalmente de aluminio que suele tener un grosor entre 30 y 45mm. Se coloca encima del cristal templado, y le aportará robustez mecánica al panel. La otra función del marco es que permite la sujeción del panel con la estructura para agruparlo a módulos, por medio de unos orificios que dispone en la parte posterior.
- **Caja de conexiones.** Debajo de la capa posterior se encuentra la caja de conexiones eléctricas, de la cual salen dos cables (positivo y negativo) que conectan los paneles dando continuidad al circuito eléctrico.

Respecto a la caja de conexiones hay varios aspectos importantes que comentar. Generalmente la caja de conexiones tiene protección IP67/IP68. Para instalaciones de potencia elevada, los módulos fotovoltaicos tienen una toma de tierra.

Los paneles fotovoltaicos se conectan entre sí mediante conectores MC4, que son conectores multicontacto de 4mm de diámetro. Los conectores deben ser resistentes a los rayos UV y mantener una resistencia mínima a bajos y a altos voltajes que pueden llegar hasta 1000-1500V, debido a las condiciones climáticas. Es importante usar los mismos conectores al conectar los paneles o de lo contrario, puede entrar agua y formar arcos eléctricos que queman los conectores.



Figura 28. Caja de conexiones de un panel fotovoltaico [15].

Dentro de la caja a parte de los cables de conexión, también se encuentran, protegidos con silicona, los diodos de protección o bypass. Los bypass solo dejarán pasar la corriente en un sentido, oponiéndose a la circulación de la misma en el sentido contrario. Tiene varias funciones que ayudan a proteger los paneles en su conjunto:

- Impiden que las baterías de la instalación se descarguen a través de los paneles.
- Evitan la inversión del flujo de corriente entre bloques interconectados, colocándose el bypass en paralelo con una asociación de módulos conectados en serie.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

- Protegen individualmente cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales debidas a circunstancias especiales. El bypass evita los efectos negativos de los puntos calientes (hot spot) que ocurren cuando en una asociación de módulos en serie, uno de ellos tiene un defecto de fabricación o se encuentra parcialmente sombreado. La célula sombreada tiene que disipar una potencia elevada igual a la generada por el resto de las células, por lo que se calienta y eleva mucho la temperatura de la célula. Por tanto, se coloca el diodo, en paralelo con cada panel, ya que ofrece menor resistencia al paso de la corriente, por lo que evita el sobrecalentamiento de la célula que es un diodo polarizado de manera inversa.

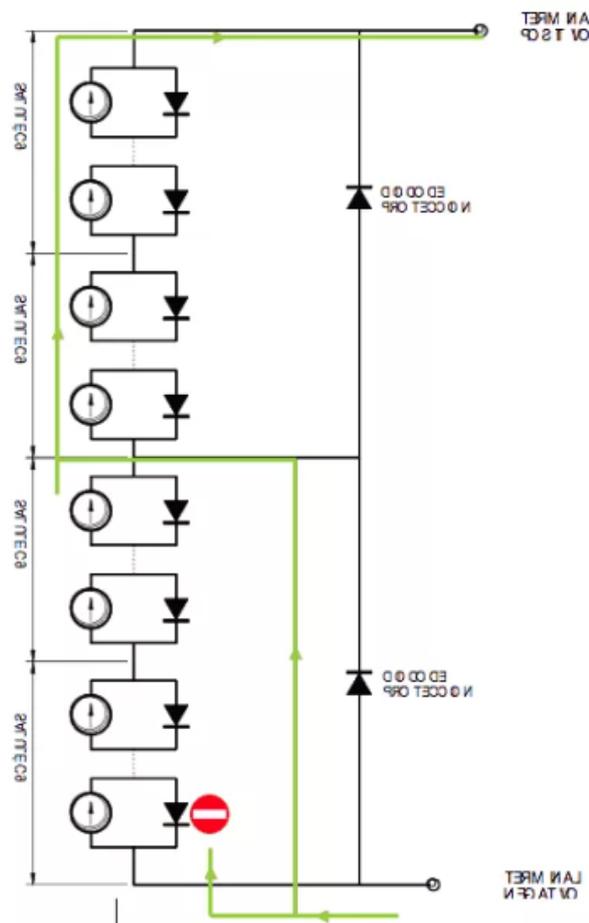


Figura 29. Esquema de células con sombra en una de ellas y con bypass [15].

3.2.3. Proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos

Una vez descritas todas las capas presentes, se explica el proceso de fabricación, concretamente en el proceso de laminado se describe la disposición de estas capas. Dicho proceso de laminación busca compactar todos los materiales con las distintas capas adheridas entre sí y sin aire en su interior.

Se emplean laminadoras que llevan a cabo un ciclo de calentamiento, vacío y presión. Dicho aparato consiste en una mesa calefactada con una cubierta que cierra y presiona los bordes del módulo. La ventaja de la máquina es que la cubierta tiene una cámara interna y un diafragma que lo separa de la cámara que tiene el módulo. De este modo, ambas cámaras pueden estar en vacío independientemente y el módulo puede estar en vacío cuando se le aplica presión mecánica.

El proceso comienza introduciendo las distintas capas en la máquina laminadora, con el siguiente orden: Vidrio – EVA - Célula fotovoltaica - EVA – Tedlar. El conjunto de materiales se coloca en una cámara y se practica el vacío en ambas cámaras mientras se eleva la temperatura por encima de la de fusión de la EVA (en torno a 120°C), para que el EVA recubra la célula. Cuando se alcanza el nivel deseado de vacío, se llena la cámara superior de aire y baja un diafragma que aplica presión sobre el laminado del módulo, obteniendo un conjunto sólido y estanco.



Figura 30. Proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico [4].

Tras el laminado, se debe eliminar todo el encapsulante que sobre por los bordes y se sella con silicona los bordes. Posteriormente ya se puede adherir la caja de conexiones en la parte posterior y aplicar las conexiones pertinentes.

Por último, tiene lugar el enmarcado de las placas solares, donde se coloca un marco de aluminio alrededor del laminado. El marco debe estar aislado eléctricamente de la parte activa del circuito de las células. Para fijar un marco por cada lado del laminado, se rellena la canaleta,

donde se apoya el borde del laminado, con silicona, para después atornillar ambos marcos entre sí.

3.2.4. Clasificación de la tecnología fotovoltaica

Las células fotovoltaicas que conforman los paneles pueden fabricarse con distintos materiales, destacando sobre todo el uso de células de Silicio. Desde los últimos 15 años las células de Si han abarcado el 90% del mercado mundial, siendo tres los tipos de células más habituales.

La célula solar fotovoltaica está formada de cristal de silicio. Se obtiene de arena con una pureza del 99,999 % sometida a un proceso de purificación para conseguir silicio en bruto (98% pureza).

Este silicio en bruto se convierte en una forma compuesta de silicio gaseoso. Después se mezcla con hidrógeno para obtener silicio policristalino altamente purificado. Este silicio transformado se moldea para fabricar obleas. Estas obleas son el núcleo central de las células solares fotovoltaicas. Los átomos de silicio están unidos entre si con una estructura que no permite el movimiento libre de los electrones.

La fabricación de silicio puro es costosa y consume mucha energía. El método tradicional de producción requiere de 90 kWh de electricidad por cada kilogramo de silicio. Aunque con los métodos más tradicionales se ha logrado reducir hasta 15 kWh/kg. Esto significa que, según la eficiencia y la ubicación del dispositivo, una celda solar de silicio puede tardar hasta 2 años en generar la energía utilizada. Esto puede ser mucho tiempo si se compara con los 5 meses que suele tardar una planta de energía solar térmica en generar la energía consumida. Por eso, los fabricantes se centran en encontrar formas de reducir el coste del silicio cristalino, de modo que a día de hoy sigue siendo el material más popular para las células solares.

Los tipos de células de Si principales son las monocristalinas, las policristalinas y las amorfas o de capa delgada basadas en el semiconductor silicio. La principal diferencia entre ellas se encuentra en la pureza y ordenación del silicio que emplean en su fabricación. Cuanto más puro es el silicio, mejor alineadas están sus moléculas, de modo que la célula será más eficiente. Consecuentemente, se establece una relación directa entre la pureza del silicio y la eficiencia de los paneles solares. Sin embargo, el aumento de pureza supone procesos más complejos y por tanto, más caros.

- **Monocristalinos:** Poseen los índices de eficiencia más altos y funcionan mejor que otros en condiciones de baja radiación. Tiene una estructura completamente ordenada, con un comportamiento uniforme que lo convierte en un óptimo semiconductor. En laboratorios alcanzan rendimientos del 26,1% mientras que los rendimientos de las células comercial están en torno al 19-21%.

Se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro. Como su nombre indica, los paneles solares monocristalinos son elaborados a partir de bloques de silicio enteros. Su principal desventaja es el precio de estos, pues los procedimientos de fabricación encarecen el coste total. No obstante, su vida útil es más larga y el ahorro que proporciona acelera el retorno de la inversión. Se distinguen por su monocromía azulada oscura y metálica.

- **Policristalinos:** El silicio empleado en este tipo de paneles no es homogéneo. De modo que su estructura cristalina no es uniforme en toda su extensión, y se ordena por regiones separadas, en la que habrá enlaces irregulares en las fronteras cristalinas. En consecuencia, los paneles policristalinos son menos eficientes que los monocristalinos y se requiere una mayor superficie de paneles policristalinos para una misma potencia que los monocristalinos. En laboratorio se alcanzan rendimientos hasta del 23,3%, mientras que las células comerciales tienen rendimientos entre 17-20%.

Su obtención es igual que para el monocristalino, pero disminuye el número de fases de cristalización. La superficie está estructurada en distintos cristales por lo que contiene distintos tonos azules y grises. Cabe señalar, que además de ser fabricadas mediante un procedimiento más simple, la tolerancia al calor es ligeramente menor que los paneles solares monocristalinos, indicando que su coeficiente de temperatura será mayor y como consecuencia la producción energética disminuirá; aunque esta diferencia no es muy significativa.

- **Silicio amorfo (a-Si) o de capa delgada:** El módulo de película delgada se fabrica monolíticamente y no requiere el ensamblaje de varias celdas, además la cantidad de material necesarios es menor que en los paneles estándar, lo que abarata los costes de producción. Con una tecnología similar a la de un panel de obleas de silicio estándar, el a-Si es una mejor opción en términos de toxicidad y durabilidad.

Los paneles fotovoltaicos que contienen este sustrato han sido típicamente menos eficientes y se han orientado más hacia aplicaciones de pequeña escala como, por ejemplo, la electrónica de consumo. Esto es una consecuencia directa de la estructura

crystalina de la matriz que posee una distribución incoherente, es decir, presenta defectos a nivel microscópico dando lugar una eficiencia menor en comparación con sus homólogos monocristalinos. Las células comerciales no llegan al 10% de rendimiento. El gran número de defectos estructurales y de enlaces se produce porque difiere de las demás estructuras cristalinas por presentar un alto grado de desorden en la estructura. Con el fin de garantizar una eficiencia relativamente aceptable para el campo fotovoltaico, el proceso de fabricación consiste en apilar varias capas de silicio amorfo para así aumentar su tasa de eficiencia en torno al 6-8 %. Se caracteriza por un color homogéneo (marrón) pero no existe conexión visible entre células.



Figura 31. Tipos de paneles fotovoltaicos de silicio [16]

Aunque como se comentó anteriormente, con el paso del tiempo se han investigado el empleo de nuevos materiales para la fabricación de células fotovoltaicas. Se ha avanzado considerablemente en la eliminación de los paneles solares que utilizan sustratos de silicio pesados e inflexibles. Utilizando tecnologías de película fina, estos avances permiten una instalación más fácil y factores de forma de contorno. Dentro de este grupo se incluye el silicio amorfo.

Actualmente también existen otras tecnologías de aceptable rendimiento que no están basadas en el silicio, y que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación

en pequeñas plantas. A continuación, se describirán algunos de estos tipos de materiales con los que se fabrican los paneles solares de película fina.

- **Arseniuro de galio (GaAs).** Se consideran las células fotovoltaicas más eficientes dentro del grupo de células de capa delgada porque tiene un gran ancho de banda (1,43 eV), a cambio de ser una tecnología muy costosa. Esta tecnología posee el récord de conseguir la mayor eficiencia para todas las células solares de unión simple, registrado una eficiencia del 28,9% en un laboratorio. En cambio, el rendimiento de las células comerciales solo alcanza el 20% [17].

Sin embargo, su elevado costo incita a que se emplee en sectores específicos como en las naves espaciales o para la recolección de energía a escala masiva en entornos inusuales. A parte de su alta tasa de conversión, este tipo de panel se caracteriza por tener una plasticidad fuerte aportando flexibilidad (ventaja para su aplicación en automoción), una buena resistencia a la temperatura que origina bajas pérdidas de eficiencia a elevadas temperaturas y un elevado coeficiente de absorción.

- **Telururo de cadmio (CdTe).** Representa la tecnología de película fina más utilizada, constituyendo alrededor del 50% de la cuota de mercado. Las células de CdTe son más baratas que las de a-Si y consigue eficiencias mayores. El mejor registro de eficiencia para una célula de CdTe es del 17%, aunque la eficiencia de las células comerciales raramente supera el 11%.

Su principal ventaja es que requiere de muchos menos recursos para una alta eficiencia y con 100 veces menos de material de película delgada se logra absorber la misma cantidad de luz que con células hechas de silicio. El telururo de cadmio también es atractivo porque es posible producir células solares en una variedad de sustratos, incluidos componentes de construcción y láminas de plástico flexible.

Su principal problema es que es relativamente tóxico, debido a que contiene cantidades significativas de cadmio.

- **Galio indio y cobre seleniuro (CIGS).** Es un material semiconductor cuya nomenclatura procede del nombre “Copper indium gallium selenide” aunque no todo el mundo emplea el galio, pasando a llamarse en ese caso CIS. El principal beneficio de emplear este material es que las células son más eficientes que las de silicio y el coste de producción es más reducido. Se han alcanzado niveles altos de eficiencia, de hasta el 22,4%, pero estas mediciones de rendimiento aún no son posibles a escala.

Estas células, pueden ser fabricadas de diferentes maneras: mediante técnicas de vacío tales como co–evaporación o sputtering, o mediante técnicas húmedas tales como electrodeposición o printing. Dentro de estas tecnologías de fabricación de células CIGS, se recomienda el sputtering que presenta ventajas al trasladarlo a procesos industriales, ya que permite recubrir grandes áreas con procesos estables. Sin embargo, la tecnología CIGS todavía no se ha implementado en los procesos de fabricación a nivel industrial dada su complejidad.

- **Silicio amorfo (Si-a).** La forma no cristalina del silicio es una opción popular de película fina. Ya se explicó anteriormente las características de este tipo de silicio y sus diferencias con las células de silicio estándar.

Una vez analizadas algunas de las tecnologías fotovoltaicas más empleadas en la actualidad, resulta evidente que, para la selección del material, no solo bastará con conocer la eficiencia de este, sino que se deberá estudiar el comportamiento eléctrico ante ciertas situaciones. También se observa que actualmente, aunque haya nuevas tecnologías que estén alcanzando rendimiento elevados en los laboratorios, las células de silicio siguen alcanzando las mayores eficiencias a nivel comercial.

Finalmente, a modo de resumen se presenta en la tabla 2 las distintas tecnologías que están disponibles en el mercado, clasificado según el orden de eficiencia.

Tabla 2. Eficiencia del módulo fotovoltaico por tecnología. Fuente propia

Tecnología fotovoltaica	Eficiencia (%)	Superficie necesaria para 1 kWp (m^2)
Silicio monocristalino	17-20	7-9
Silicio policristalino	14-16	8-9
CIGS	10-12	11-13
CdTe	9-11	13-15
Silicio amorfo	6-8	16-20

3.2.5. Caracterización eléctrica de un módulo fotovoltaico

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica V-I, que es necesario conocer para la utilización de dicho módulo y el diseño de generadores fotovoltaicos, viene determinado por una serie de parámetros, obtenidos a partir de la información característica suministrada por el fabricante. Estos parámetros de funcionamiento dados por los fabricantes son bajo condiciones estándar de medida (STC, standard test conditions), de uso universal, cuyas condiciones son:

Tabla 3. Condiciones Estándares de Medida de un módulo fotovoltaico. Fuente propia

CONDICIONES ESTÁNDARES DE MEDIDA	
Irradiancia solar	1000 W/m ²
Incidencia	Normal
Distribución espectral de masa de aire	AM 1,5
Temperatura de célula	25°C

Para obtener estas mediciones se utiliza un simulador solar y este proceso de medición se conoce como caracterización del módulo fotovoltaico. El ensayo de caracterización solar consiste en exponer el panel a las condiciones mencionadas en la tabla 3 para medir sus características eléctricas (curvas I-V y P-V). En realidad, lo que se extraen del ensayo son una serie de parámetros eléctricos de funcionamiento para un módulo concreto

3.2.5.1. Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico

La curva Intensidad-Voltaje o curva I-V es la representación estándar del comportamiento de un panel fotovoltaico. Dicha gráfica viene caracterizada por una serie de parámetros obtenidos aplicando las Condiciones Estándar de Medida al módulo fotovoltaico. Dichos parámetros son:

- **Intensidad de Cortocircuito (short circuit, I_{sc}).** Es la máxima intensidad que un dispositivo fotovoltaico puede entregar cuando el circuito está cerrado. Se mide esta corriente que circula por el panel cuando la tensión entre sus bornes es de cero voltios. Se mide en amperios (A).
- **Tensión de Circuito Abierto (open circuit, V_{oc}).** Es la tensión máxima del panel que se obtiene en los extremos del panel fotovoltaico, cuando no tenga ninguna carga conectada, es decir, que el circuito esté abierto (corriente nula). Se mide en voltios (V)

- **Factor de llenado o factor de forma (fill factor, FF).** Parámetro que muestra la relación entre la potencia máxima entregada por el módulo y la salida de potencia en cortocircuito, es decir, el producto de la intensidad de cortocircuito por la tensión de circuito abierto. Resulta clave para evaluar el rendimiento de las células solares comerciales. Un valor bajo de FF está asociado con una baja calidad del panel, considerándose paneles de buena calidad aquellos con un $FF > 0,7$.
- **Potencia pico (máximo power point, P_{mp}).** También conocido como potencia en el punto de máxima potencia, representa el punto de funcionamiento en el cual la potencia entregada por el panel es máxima. Representa la potencia a la cual se alcanzará el mayor rendimiento posible para el panel. Se define como el punto donde el producto del voltaje y la corriente es máximo, afectado por el factor de llenado. Se mide en vatios (W)

$$P_{mp} = I_{sc} \times V_{oc} \times FF \quad (14)$$

A partir de este valor de potencia se obtendrá la intensidad y la tensión en el punto de máxima potencia, bajo condiciones estándar de medida:

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (15)$$

Donde:

I_{mp} - Intensidad en el punto de máxima potencia

V_{mp} - Tensión en el punto de máxima potencia

En la figura 32 se representa la curva característica IV de un panel fotovoltaico, en el cual se reflejan los parámetros indicados anteriormente.

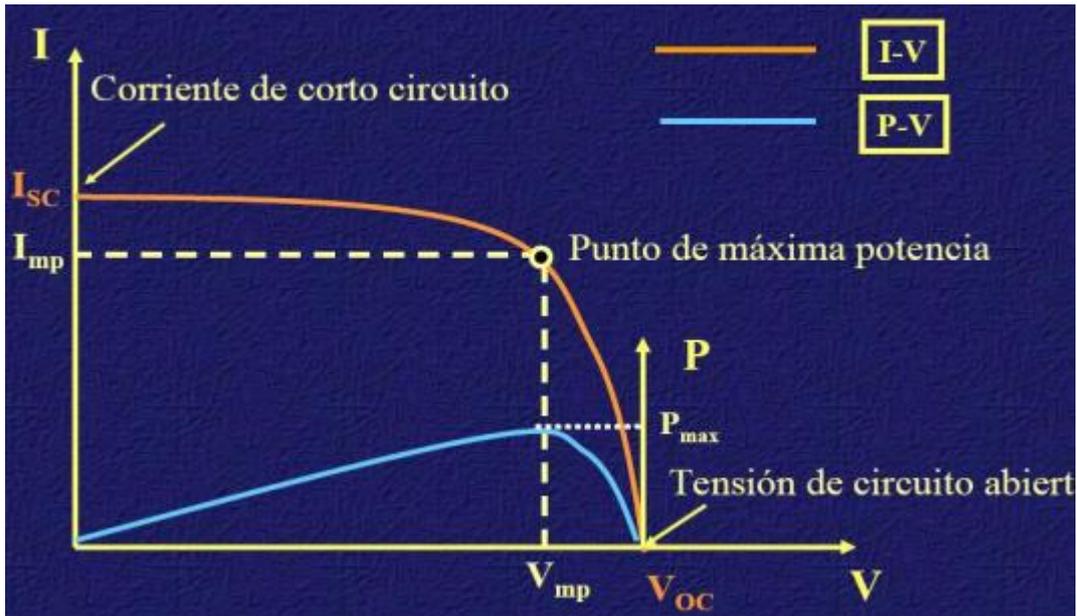


Figura 32. Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico [4].

A consecuencia de la imposibilidad de obtener las condiciones STC durante el funcionamiento debido a que los valores de irradiancia suelen ser inferiores y los de temperatura superiores, la caracterización de un módulo se completa la obtención de la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (NOCT). Un valor típico de NOCT es en torno a 45°C. Esta se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones:

Tabla 4. Condiciones de operación nominales (NOCT) de un módulo fotovoltaico. Fuente propia

TEMPERATURA DE OPERACIÓN NORMAL DE LA CÉLULA	
Irradiancia solar	800 W/m ²
Incidencia	Normal
Velocidad del viento	1 m/s
Temperatura de célula	20°C

3.2.5.2. Parámetros ambientales

Las condiciones de operación real no son las mismas que los estándares (STC) y se producen unas pérdidas con respecto a los valores pico. Por lo que los valores de tensión e intensidad serán corregidos porque se producen pérdidas con respecto a los valores picos, por alguno de los siguientes parámetros ambientales:

- Distribución angular de la irradiancia
- Contenido espectral de la irradiancia
- Nivel de irradiancia
- Temperatura de la célula

Los dos parámetros que afectan fundamentalmente en la potencia desarrollada por el módulo fotovoltaico son la radiación incidente y la temperatura de célula. Su impacto se estudia con detalle a continuación:

a) Variación de la curva I-V con la irradiancia

La producción de un módulo fotovoltaico aumenta de manera prácticamente proporcional a la radiación incidente. Cuanto menor sea la radiación, menor será la potencia de salida del módulo. Sin embargo, esto no implica que tanto la corriente como la tensión aumenten. De hecho, la corriente de cortocircuito aumenta de forma proporcional al nivel de irradiancia, pero la tensión de circuito abierto se mantendrá cuasi-constante, como se observa en la figura 33.

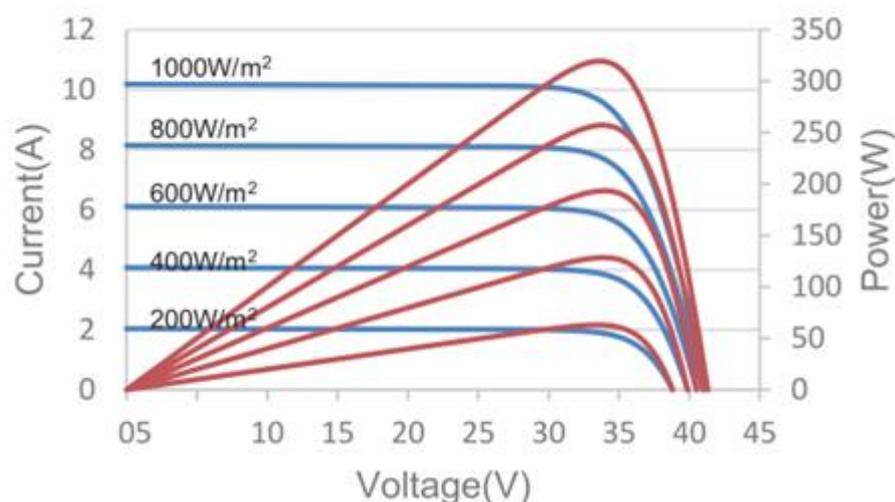


Figura 33. Variación de la curva I-V con la irradiancia [4]

b) Variación de la curva I-V con la temperatura de la célula

El aumento de la temperatura ambiente y, por tanto, de la temperatura de la célula, provoca un descenso de la potencia pico del módulo. Lo que sucede es un decrecimiento de forma proporcional de la tensión de circuito abierto cuando aumenta la temperatura de la célula, mientras que la intensidad de cortocircuito se mantendrá cuasi-constante (aumenta ligeramente). Este fenómeno resulta negativo porque provoca calentamientos innecesarios en zonas donde hay componentes electrónicos, que suelen ser sensibles a las altas temperaturas, provocando su deterioro. En la figura 34 se aprecia la variación de la intensidad, tensión y potencia con la variación de la temperatura.

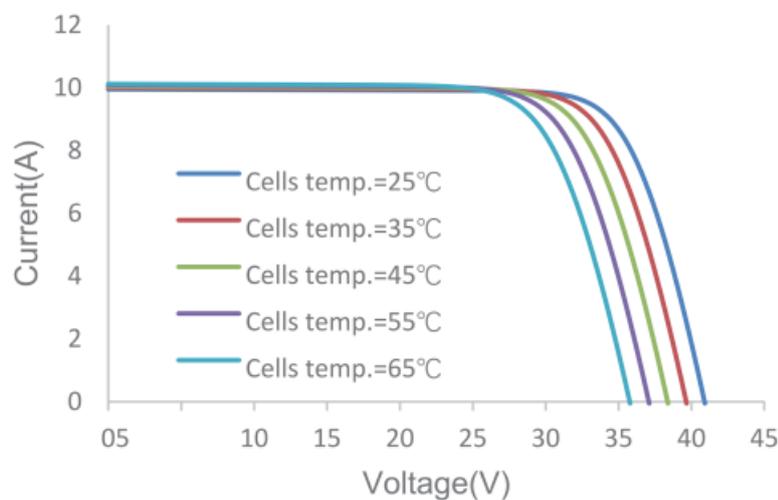


Figura 34. Variación de la curva I-V con la temperatura de la célula [4]

Esta variación de los parámetros I_{sc} , V_{oc} y P_{mp} se deberán cuantificar según los valores de irradiancia y temperatura. Para ello, el primer paso será calcular la temperatura de la célula conociendo el NOCT del panel fotovoltaico.

$$T_{cell} = T_{ambient} + G \times \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{0.8 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}} \quad (16)$$

Donde:

T_{cell} – Temperatura de la célula [°C]

G – Irradiancia incidente [kW/m^2]

Una vez conocida la temperatura de célula, junto con los coeficientes de variación de los parámetros con la temperatura se puede calcular el valor actual de los parámetros:

- Determinación de la I_{sc} a distinta irradiancia y temperatura. La I_{sc} será proporcional a la irradiancia y varía ligeramente con la temperatura. En la ecuación aparece el coeficiente de variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura ($\alpha_{I_{sc}}$), que suele tener un valor del +0,4%/°C para el silicio cristalino.

$$I_{sc}(T_{cell}, G) = I_{sc}(STC) \times \frac{G}{1 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}} \times [1 + \alpha(T_{cell} - 25^{\circ}\text{C})] \quad (17)$$

- Determinación de la V_{oc} a distinta irradiancia y temperatura. La V_{oc} tiene una gran dependencia de la temperatura. Se recomienda que la variación sea lo menor posible para evitar el deterioro del módulo. En la ecuación aparece el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura ($\beta_{V_{oc}}$), que suele tener un valor de -2mV/°C para el silicio cristalino.

$$V_{oc}(T_{cell}, G) = V_{oc}(STC) - \beta(T_{cell} - 25^{\circ}\text{C}) \quad (18)$$

Al igual que sucede con la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto, la eficiencia dependerá de la irradiancia y de la temperatura. Cuanto mayor es la temperatura de la célula, mayor será la eficiencia. En la ecuación aparece el coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura (γ), que suele tener un valor de -0,5%/°C para el silicio cristalino.

$$\eta(T_{cell}, G) = \eta(STC) \times [1 - \gamma(T_{cell} - 25^{\circ}\text{C})] \quad (19)$$

3.2.6. Eficiencia fotovoltaica

El rendimiento o eficiencia fotovoltaica es un parámetro decisivo para las células porque indica la proporción de energía solar incidente que se transforma en energía eléctrica. Se calcula como el cociente entre la máxima potencia de generación eléctrica y la potencia luminosa que incide en la célula fotovoltaica. El valor de eficiencia de conversión de las células fotovoltaicas ha sufrido un importante crecimiento desde la década de los 70, principalmente gracias al empleo de distintos materiales para su fabricación. De este modo, han ido apareciendo nuevos paneles solares cada vez más eficientes.

Actualmente en el mercado español hay una gran oferta de distintos módulos con diferentes rendimientos, en la Tabla 4 se ha tratado de recopilar las eficiencias para distintas marcas y para distintos modelos de la misma marca. Asimismo, se compara la eficiencia de paneles monocristalinos con policristalinos

Tabla 5. Rendimiento de módulos monocristalinos y policristalinos presentes en el mercado [18]

MONOCRISTALINOS			POLICRISTALINOS		
Marca	Modelo	Eficiencia	Marca	Modelo	Eficiencia
Helios	NA-195W	14,80%	Merkasol	220W	13,55%
	NA-200W	15,10%		230W	14,17%
	NA-205W	15,40%		240W	14,47%
Suntech	STP 240S-20/Wd	14,80%		250W	14,78%
	STP 245S-20/Wd	15,10%	GPS	GPS 130	14,22%
	STP 250S-20/Wd	15,40%		GPS 145	14,38%

En la tabla 5 se observa como hoy en día, los módulos fotovoltaicos de muchos fabricantes presentan un rendimiento alrededor del 14-16%. También se observa que los módulos monocristalinos suelen tener un rendimiento superior a los policristalinos para potencias similares.

Los rendimientos de las células fotovoltaicas no son altos si se comparan con otras tecnologías, por ejemplo, la tecnología solar térmica que es muy superior. Hay una serie de factores intrínsecos y de diseño que limitan la eficiencia de las células fotovoltaicas.

- **Energía de los fotones incidentes.** Solo producen corriente los fotones de una energía (frecuencia) determinada. Puede ocurrir que lleguen fotones de luz solar con menos energía de la requerida para romper el enlace del núcleo con el electrón y, por tanto, no se genera el par electrón-hueco. También habrá fotones con más energía, por lo que la energía excedente se desperdicia en forma de calor. Este factor es el que más impacto suele tener, pues se puede perder hasta un 50% de la energía incidente.
- **Pérdidas por reflexión parcial.** La luz se refleja en la superficie de la célula, lo que supondría una pérdida del 30%. Sin embargo, se emplean capas antirreflectantes y superficies rugosas que bajan las pérdidas al 10% de la energía incidente.
- **Pérdidas por recombinación.** En función del proceso de fabricación, se generan una serie de defectos del material semiconductor. Esto puede provocar que una parte de los

electrones liberados se recombinen con huecos cercanos sin generar corriente eléctrica. Cuanto más puro sea el material, menos pérdidas habrá. Debido a este factor se puede perder hasta un 15% de rendimiento.

- **Pérdidas por resistencia serie.** Al circular la corriente eléctrica dentro del silicio que forma la célula, ésta se calienta y se pierde energía. Se puede perder hasta un 2% de la energía
- **Pérdidas por los contactos eléctricos.** Los contactos eléctricos opacos de rejilla generan sombras que quitan la iluminación. Dependiendo del diseño se estiman que las pérdidas pueden suponer hasta un 8% de la energía.

La suma de todas estas pérdidas disminuye el rendimiento de la célula, lo que explica las diferencias que existen entre los rendimientos obtenidos en laboratorios y los de las células comerciales producto de procesos industriales. La suma de todas estas pérdidas se puede encontrar en torno al 85%, dependiendo este rendimiento del modo de fabricación de las células solares.

3.2.7. Conexiones entre paneles

Dos terminales de salida en cada módulo recogen y transfieren la corriente generada a los sistemas de gestión del parque solar.

Los módulos están conectados en serie y/o paralelo, aunque normalmente se conectan en serie. Cuando se colocan las placas en serie se suman las tensiones manteniendo constante la intensidad, mientras que las placas en paralelo tendrán todas igual tensión y se sumarán sus intensidades. Si los módulos son distintos, la intensidad la fijará aquel cuyo valor sea menor.

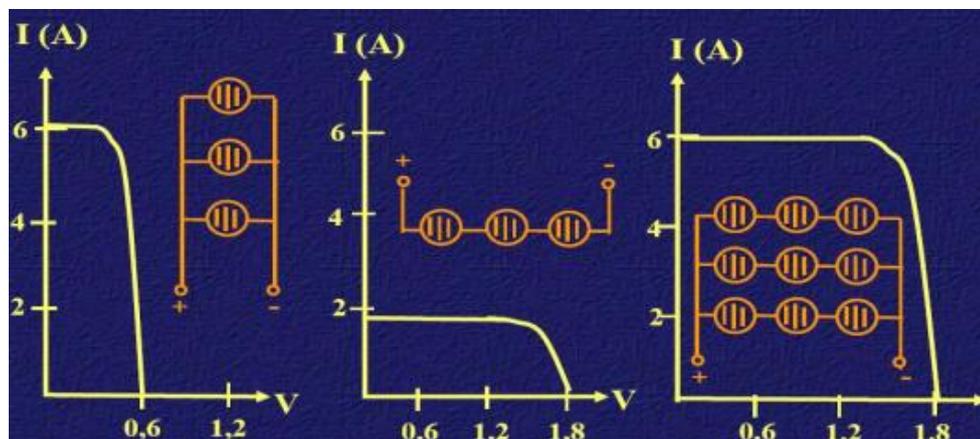


Figura 35. Tipos de conexión de los módulos fotovoltaicos [4]

Para la conexión de los módulos se tienen que considerar varios aspectos que permitirán su funcionamiento óptimo:

- Importante que todos los módulos conectados a una misma entrada del inversor o regulador de carga deben ser el mismo modelo de la misma marca y deben tener igual potencia pico.
- Se debe evitar la incidencia de sombra en los módulos, pero si no es posible, se conectan entre sí los módulos que más sombras pueden tener, ya que estos limitan la corriente producida por la asociación de módulos en serie.
- Al conectar los módulos se debe asegurar que la tensión, la corriente y la potencia están dentro del rango de funcionamiento de la parte de CC del inversor de conexión a la red o del regulador de carga. Las series deben ser todas iguales, salvo en el caso que el inversor presente varias entradas independientes con seguimiento del PMM individualizado cada una.

3.3. Inversor

Es un elemento imprescindible para las instalaciones conectadas a la red. Como se dijo en la descripción inicial, el inversor es un dispositivo electrónico encargado de convertir la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos y de las baterías en corriente alterna para que sea consumida. Dicha corriente alterna debe tener las mismas características de la red eléctrica a la que está conectado, es decir, debe tener una forma senoidal con un valor eficaz de 230V y una frecuencia de 50Hz.

Las variaciones de la frecuencia serán mínimas para evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución. En caso contrario, variaciones considerables de frecuencia, pueden producir armónicos, que son ondas con una frecuencia múltiplo de 50Hz. Los armónicos pueden afectar gravemente a la señal

Dependiendo de la aplicación se pueden distinguir dos tipos de inversores: inversor/cargador de batería e inversor de conexión a red.

3.3.1. Inversor de batería

- **Inversor de aislada**

Es un inversor empleado en instalaciones sin conexión a la red eléctrica, por lo que la única fuente de suministro viene proporcionada por los paneles solares. Se encargan de convertir la corriente continua de la batería en corriente alterna para satisfacer el consumo energético de la vivienda o edificio. La ventaja de estos inversores es que el dimensionamiento se puede realizar de manera precisa conociendo el voltaje al que trabajará la batería y los consumos habituales que va a tener la vivienda.

Dichos inversores tratan de proporcionar energía de forma autónoma, aunque algunos cuentan con una entrada para un generador que emplea combustibles fósiles (gasolina o diesel), de modo que puedan cubrir necesidades energéticas más altas de lo esperado.

En todas las instalaciones aisladas de la red eléctrica con baterías junto con el inversor de conexión aislada se debe instalar un cargador baterías y un regulador de carga para que la carga de las baterías sea viable. Aunque ya existen inversores 3 en 1, que incluyen el inversor, cargador y regulador integrados en la misma carcasa.

- **Inversor-cargador.**

Se trata de un equipo electrónico, que al igual que los inversores de aislada, transforman la corriente continua de los paneles solares y las baterías a corriente alterna. La diferencia está en que el inversor-cargador, como bien indica su nombre, incorporará un cargador interno que usa una fuente de energía auxiliar, como un grupo electrógeno, para cargar las baterías si resulta necesario.

La ventaja de este sistema es la posibilidad de independizar el sistema de las condiciones meteorológicas, permitiendo el suministro de energía en un día nublado o cuando el consumo es mayor que la producción y la batería está descargada. De este modo, también se evita el sobredimensionamiento de la instalación solar, ya que no es necesario dimensionar la instalación para cubrir los casos puntuales de malas condiciones ambientales o de una demanda de consumo energético muy elevada.

Otra de las ventajas es el suministro de corriente a la vivienda al mismo tiempo que se cargan las baterías. El inversor dispone de un cargador interno que permite cargar la batería, al mismo

tiempo que la fuente de energía auxiliar suministra el consumo, aumentando la eficiencia del sistema.

Se pueden evitar las descargas profundas de la batería, por medio de unos relés internos que se pueden programar para que arranquen automáticamente un grupo electrógeno, siempre y cuando la carga de la batería sea baja. Una vez cargada la batería, el relé manda la señal al grupo electrógeno para que se detenga, siendo un sistema totalmente autónomo y sin necesidad de supervisión.

Para estos inversores se debe tener en cuenta que la corriente de carga de batería no debe superar el 10% de la capacidad de la batería expresada en C10. Ya que las limitaciones físicas de la batería no permiten exceder esta corriente y el resultado de sobrepasarla acortarán la vida útil de la misma.

- **Inversor-cargador-regulador de carga.**

Este componente del sistema administra de forma eficiente la energía hacia las baterías prolongando su vida útil protegiendo el sistema de sobrecarga y sobre-descargas. Son los más completos pues incluyen un regulador de carga que controlará la carga/descarga de la batería para alargar su vida útil. Si las baterías no estuviesen cargadas, se encargaría de pasar una parte de la electricidad a las baterías para poder usar esta energía más tarde, cuando el usuario necesite

Estos equipos compactos gestionan toda la energía de la instalación y, además se puede visualizar en un display digital toda la energía de carga procedente de los paneles solares, el estado de carga (SOC) de la batería y la energía de salida. Al reunir el inversor, el cargador y el regulador de carga de manera compacta en un equipo, existe la ventaja de facilidad de instalación, peso y coste reducidos.

3.3.2. Inversor de conexión a red

Son inversores empleados en instalaciones con conexión a la red eléctrica. Su funcionamiento será convertir la energía en corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Además de realizar esta conversión de continua a alterna, el inversor debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la corriente eléctrica de la red. De este modo la energía puede ser tanto consumida en la vivienda como inyectada en la red eléctrica para su venta.

En el caso de que se produzcan excedentes de energía fotovoltaica, una parte de la corriente de alterna pasará por el inversor para ser devuelta a la red en forma de corriente continua. El

inversor dispone de funciones de protección, para garantizar la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la instalación.

Este equipo electrónico es el elemento central de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor también influirán en la conexión de los paneles fotovoltaicos, y son los siguientes:

- **Potencia de salida.** Indica la potencia máxima que suministrará la red eléctrica en condiciones óptimas. Dicha potencia de salida limitará el número de paneles, ya que la potencia de la agrupación de paneles debe estar dentro del rango de funcionamiento de la parte de CC del inversor de conexión a red. En el mercado se encuentran desde microinversores de 50W para sistemas domésticos, a inversores de 400W para pequeños campos fotovoltaicos o potencias de varios kilovatios para campos más grandes.
- **Pico de potencia máxima.** Los inversores son capaces de suministrar hasta el doble de la potencia nominal de salida durante unos pocos segundos para soportar el transitorio de arranque de las cargas más exigentes.
- **Fases.** Los inversores con una potencia inferior a 5 kW son monofásicos. Aquellos con potencias superiores a 15kW suelen ser trifásicos. Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.
- **Rendimiento energético.** Las pérdidas por transformación de corriente continua a corriente alterna, dependen de la curva de eficiencia del inversor utilizado en la instalación y del patrón de generación eléctrica de los módulos fotovoltaicos. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos estamos a su potencia nominal. Los modelos actuales en el mercado tienen rendimientos situados en torno al 90-95%. Una curva típica es la mostrada en la figura 36 (eficiencia frente a Potencia AC/Potencia CC):

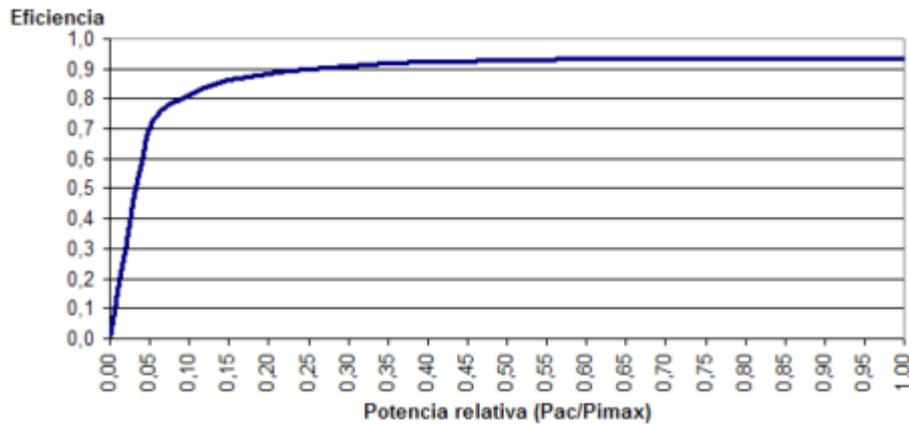


Figura 36. Curva de eficiencia frente a Potencia AC/Potencia CC [4]

Para el rendimiento se debe tener en cuenta que los fabricantes suelen dar dos valores de eficiencia del inversor:

- **Eficiencia máxima.** Máximo valor de la curva de eficiencia.
- **Eficiencia europea.** Media ponderada en distintos puntos de la curva de potencia AC frente a la potencia CC. Suele ser un valor más exacto al ser una media ponderada. Salvo que se conozcan los datos numéricos de cada punto de la curva, normalmente se toma la eficiencia europea del inversor para calcular el coeficiente de rendimiento por pérdidas de conversión CC/CA. La fórmula para calcular este rendimiento será:

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100} \quad (20)$$

3.4. Baterías

La batería o acumulador permite el almacenamiento de la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos, lo cual supone una ventaja, sobre todo para sistemas aislados, porque permite su uso posteriormente a su generación. La batería es un elemento opcional en el circuito del sistema fotovoltaico, ya que hay situaciones en los que no es necesario el almacenamiento o porque el coste de la batería eleva demasiado el coste de la instalación fotovoltaica.

Son dispositivos electroquímicos que cuentan con varios productos químicos como el litio para almacenar y/o liberar electricidad. En las baterías convencionales, los reactivos se introducen durante la fabricación de la batería. Cuando las baterías se agotan, el voltaje se disminuye y la batería debe reemplazarse.



Figura 37. Batería fotovoltaica [19].

Una ventaja de estas baterías es que permite un suministro de energía eléctrica estable para la utilización de aparatos eléctricos. Las baterías proveen electricidad a un voltaje relativamente constante y permite operar algunos aparatos eléctricos que requieren de una corriente mayor que la producida por los paneles. Por otro lado, incrementará la rentabilidad de la instalación de autoconsumo porque toda la energía generada se puede destinar al consumo en lugar de verterla a la red.

La capacidad de una batería se define como la cantidad de electricidad que se obtiene de ella durante una descarga completa, cuando la batería está completamente cargada. La capacidad se mide en amperios/hora (Ah) para un tiempo de descarga. Por ejemplo, una capacidad en C20 indica la cantidad de carga que se extrae de la batería en 20 horas a una temperatura de 20°C. Los fabricantes tratan de dar diferentes tiempos para definir la capacidad de una batería, aunque normalmente para los cálculos se utiliza la capacidad en C100. En la tabla 6 aparecen algunos datos que suele dar el fabricante, aunque suelen incluir muchos más.

Tabla 6. Datos técnicos de la batería monoblock Power 250 [20]

MODELO	TENSION	C100 (Ah)	C20(Ah)
POWER 250	12V	250	210

Dichas baterías para sistemas fotovoltaicos se construyen para trabajar con ciclos de carga/descarga lentos. Además, suelen ser de ciclo profundo, es decir, que pueden descargar una cantidad significativa de la energía cargada antes de que sea necesaria su recarga. Están diseñadas para ser descargadas repetidamente hasta un 80% de su capacidad. La otra opción serían las baterías de ciclo bajo que suplen una cantidad de corriente por un corto período de tiempo y soportar pequeñas sobrecargas sin perder electrolitos.

Un inconveniente que presentan estas baterías es que son sensibles en el proceso de carga/descarga, ya que, si se carga o descarga más de lo debido, ésta se daña. Será muy importante el término **SOC (state of charge)**, que hace mención del estado de la carga de una batería, que describe la diferencia entre una batería completamente cargada y la misma batería durante su uso. Viene a indicar la cantidad restante de electricidad disponible en las celdas. Se define como la relación de la carga restante de la batería, dividida por la carga máxima que puede entregar la batería.

Los fabricantes suelen establecer un SOC mínimo permitido, que será el porcentaje de carga mínimo que debe presentar la batería para no dañarse internamente. En relación al SOC, también se debe considerar el “**round trip efficiency**” que indica la eficiencia de carga y descarga de la batería. Señala el porcentaje de energía que devuelve la batería cuando se ha almacenado y extraído energía en la batería.

Las baterías se pueden clasificar según el tipo de tecnología de fabricación y de los electrolitos que las componen. Se descarta de este conjunto las baterías de litio, pues no son viables económicamente para esta aplicación. De entre los distintos tipos se pueden destacar tres modelos:

- **Baterías de ácido-plomo.** Son las baterías recargables más antiguas y las más comunes en instalaciones solares. Son tan empleadas por su alta eficiencia, oscilando entre el 85% y el 95%, y por su bajo precio en comparación a la calidad que aporta. Una desventaja de las baterías plomo-ácido es que tienen una densidad de energía baja en términos de volumen y peso, por lo que se requieren tamaños grandes baterías para acumular grandes cantidades de energía.

Este tipo de batería falla prematuramente cuando no son recargadas por completo después de cada ciclo. También se debe evitar que estén descargadas varios días, ya que puede producir una pérdida permanente de su capacidad.

- **Baterías líquidas.** Almacenan la energía mediante un electrolito líquido, que es una solución electrolítica en fase líquida, que comprende generalmente una sal disuelta en al menos un disolvente polar líquido no acuoso. El electrolito permite la conducción iónica, transportando los iones entre el cátodo y el ánodo de una celda dentro de la batería.

La producción con estas baterías permite precios económicos y presenta menos problemas de sobrecargas. Sin embargo, suele tener una vida útil corta, alrededor de

400 ciclos de carga y descarga. Además, se ve deteriorado cuando trabajan a temperaturas muy bajas.

Se identifican dos tipos de baterías líquidas: de forma abierta, con tapas que permiten el cambio de agua y de forma sellada que son cerradas con válvulas que permiten la salida de posibles gases durante cargas excesivas.

- **Baterías Absortion GlassMat (AGM).** Características porque el ácido se fija en las fibras de vidrio mejorando su absorción. Casi todas las baterías AGM son de válvula regulada. A diferencia de las baterías líquidas, tienen una vida útil larga y gran resistencia a temperaturas bajas. No presenta fugas de líquido, por lo que se pueden instalar tumbadas. Además, serán baterías de ciclo profundo que se pueden descargar repetidamente hasta el 80% de su capacidad. Todas estas ventajas implican que su precio sea elevado.

Capítulo 4

Paneles bifaciales. Tecnología y estado del arte

En este capítulo se desarrollan distintos aspectos de la tecnología solar bifacial, su principio de funcionamiento y el estudio del estado del arte. La primera parte trata de explicar las características de los paneles bifaciales junto con los factores que afectan a su capacidad de captación solar. La segunda parte del capítulo se centra más en el desarrollo del estado actual de la tecnología bifacial.

4.1. Desarrollo de la tecnología de paneles bifaciales

En el presente capítulo, se plantea el análisis del estado actual de la técnica de los paneles solares bifaciales. Una placa fotovoltaica bifacial se caracteriza por ser sensible a la luz por ambas caras, al contrario que ocurre con las placas solares monofaciales, cuya parte posterior está cubierta con materiales opacos y, por lo tanto, no capta la radiación solar. En cambio, la placa bifacial cuenta con células fotovoltaicas en ambas caras, recubiertas por una lámina transparente de vidrio templado doble.

Por tanto, mientras que los paneles monofaciales reflejan la energía solar que llega a su parte trasera en lugar de almacenarla, los bifaciales son capaces de producir energía a través de sus dos caras, aprovechando la radiación directa y la radiación reflejada.

Para el presente documento se ha elegido estudiar el impacto de implementar placas bifaciales en un parque fotovoltaico porque es una tecnología cada vez más apoyada por los fabricantes, y en los últimos años se ha producido un incremento de modelos bifaciales que han llegado al mercado. El principal motivo es que presentan una mejora de la eficiencia respecto a los paneles monofaciales, pero su desarrollo está limitado aún por el importante impacto económico que conllevan.

La mejora puede ser significativa, por ejemplo, cuando los módulos bifaciales se instalan en una superficie altamente reflectante (como un techo blanco o en el suelo con piedras de colores claros, por ejemplo), se puede producir un aumento de la eficiencia de hasta el 30% sólo por la potencia adicional generada desde la parte posterior.

Para caracterizar los módulos bifaciales, se introducen también, dos nuevos parámetros, conocidos como factor de bifacialidad (bifaciality factor) y ganancia bifacial BG (bifacial gain). El factor de bifacialidad relaciona la respuesta frontal y posterior de las células, definiéndose como el cociente entre la eficiencia de conversión de potencia cuando la luz entra por la cara posterior y cuando entra por la cara superior. El otro parámetro clave de los módulos bifaciales es la ganancia bifacial BG (bifacial gain), que determina el rendimiento entre tecnologías de módulos bifaciales y monofaciales a través de su producción anual de energía.

$$BG = 100 * \frac{Y_b - Y_m}{Y_m} \quad (21)$$

Donde:

Y_b – producción anual de un panel bifacial

Y_m – producción anual de un panel monofacial

4.1.1. Factores que intervienen en la ganancia bifacial

Existen una serie de factores que se deben considerar para mejorar aún más la eficiencia de un panel bifacial. Los factores que influyen en el funcionamiento de los paneles son:

- **El albedo:**

Se trata de una medida de la reflectividad de una superficie, que muestra el porcentaje de radiación solar que refleja una determinada superficie. Cuanto más alta es la cantidad de luz reflejada, más brillante es el color del objeto.

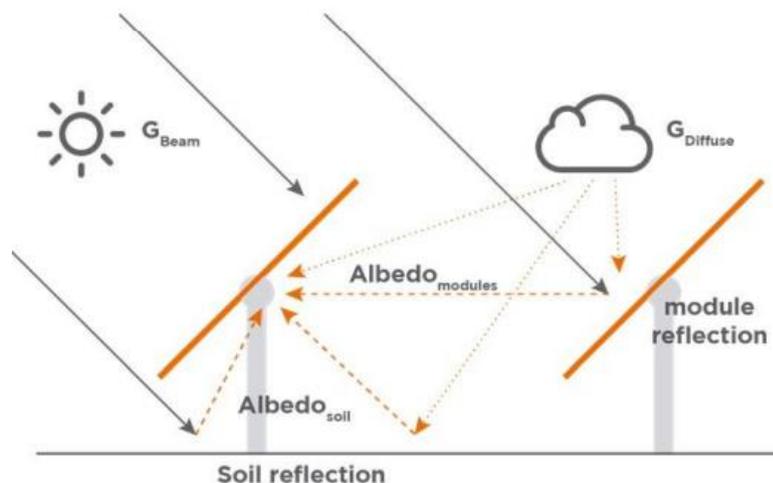


Figura 38. Incidencia sobre un módulo fotovoltaico del albedo del suelo y de otros módulos [21].

El albedo es el factor principal para la tecnología bifacial en cuanto a contribución se refiere, ya que las caras traseras de los módulos (que es elemento diferencial con las monofaciales) aprovechan prácticamente solo la irradiancia reflejada en el suelo y objetos cercanos. A mayor albedo recibido en la cara trasera, mayor será la producción fotovoltaica. De hecho, la empresa LG ha diseñado una guía de diseño de paneles bifaciales, donde indican los resultados de la ganancia de un módulo según el albedo.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

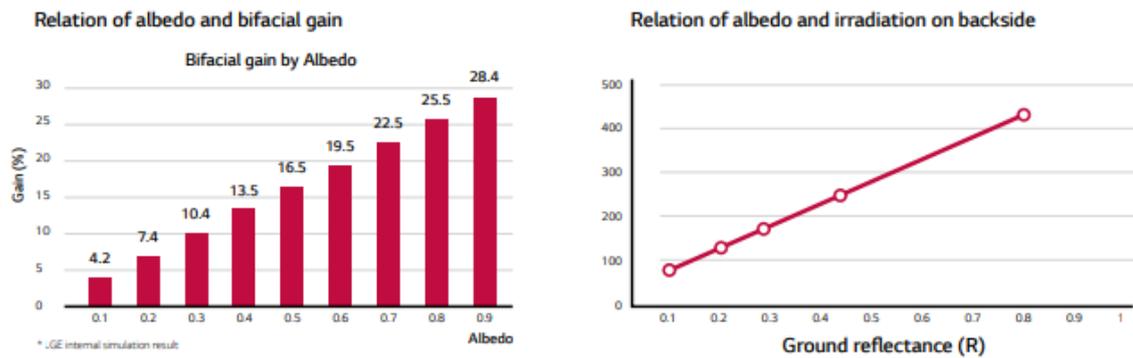


Figura 39. Influencia del albedo en el rendimiento y en la radiación en la cara trasera de un módulo fotovoltaico bifacial de la marca LG [22]

Los resultados mostrados en la figura 39 fueron obtenidos en una simulación interna realizada por LG. Aunque ya con estos resultados se observa que conforme aumenta el albedo, aumentará el rendimiento del módulo, en parte porque aumenta la radiación reflejada en su cara trasera. También se cuantifica la importancia del albedo, pues si disminuye el albedo de 0,8 a 0,7, se tiene un desde del 3% de la eficiencia del módulo, lo cual es significativo.

El albedo se mide en una escala del 0%, que equivale a una superficie sin reflejo de luz, hasta el 100%, que representa un reflejo perfecto de la luz incidente. En el caso de la tierra, su porcentaje de albedo es de aproximadamente un 35% mientras que, si los paneles se colocan en superficies de colores claros y brillantes, el albedo podrá superar el 60%, lo cual aumentará la producción de energía del panel. En la figura 40 se muestran algunos valores de referencia del albedo para algunos tipos de terrenos.

Albedo range for a variety of surface

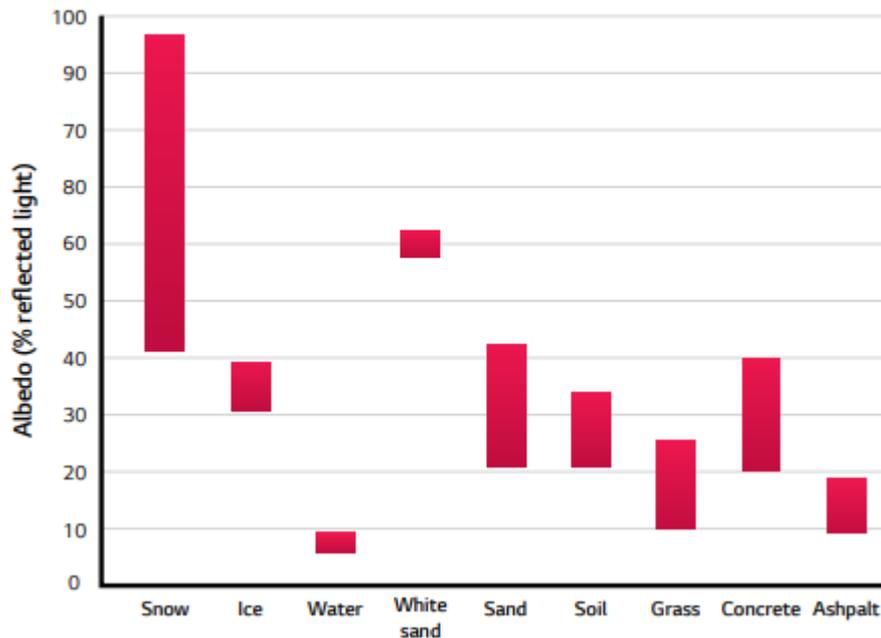


Figura 40. Rangos de valores del albedo para distintas superficies [22]

Según la figura 40 se observa cómo sería recomendable instalar los paneles en la nieve o en la arena blanca, dado que presentan un valor elevado del albedo.

- **Elevación del módulo.**

La altura a la que están las placas solares es un factor importante para el rendimiento de un panel bifacial. A mayor altura, más difusa y clara será la sombra producida por el propio panel, con lo que la radiación que incide en la cara trasera es mayor y la ganancia bifacial será mayor.

La altura o elevación del módulo se define como la distancia entre la parte inferior de la parte más baja del módulo y el suelo. Al igual que para el impacto del albedo, la empresa LG también planteó una simulación interna para evaluar el impacto de la elevación del módulo en su rendimiento, como se muestra en la figura 41.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

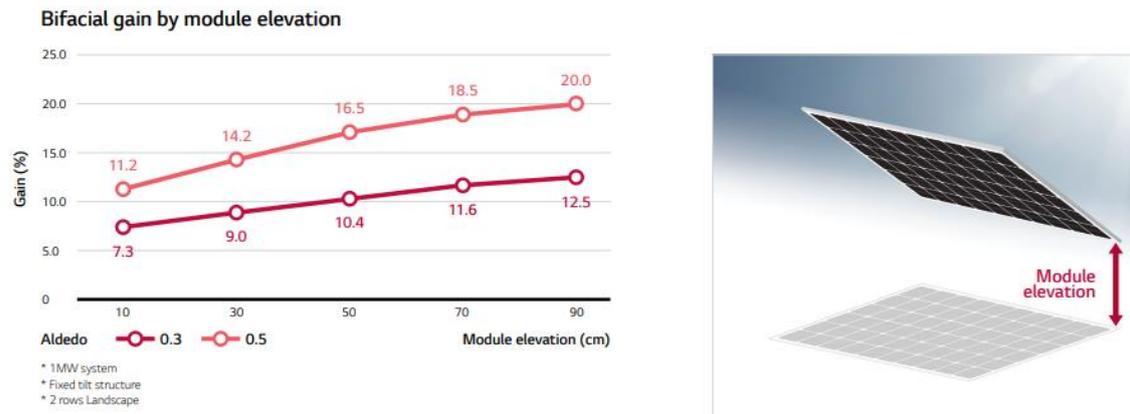


Figura 41. Variación del rendimiento de un módulo fotovoltaico bifacial según su elevación [22].

Los resultados de la simulación concluyen que el aumento de la altura del módulo para valores de hasta 1 metro, producirá aumentos en el rendimiento. Sin embargo, para alturas superiores a 1 metro, la ganancia bifacial se verá saturada y se mantendrá prácticamente constante.

La altura del módulo no solo afecta la irradiancia en su cara trasera, sino que también afectará a la uniformidad de la luz reflejada. Las celdas ubicadas en el borde superior del módulo absorben más luz que las celdas del resto del módulo, cuya irradiancia incidente irá disminuyendo conforme se aproxima al borde inferior. Como se observa en la figura 42, a medida que aumenta la elevación del módulo, los valores de irradiancia son más uniformes a lo largo del módulo. Esta uniformidad de la irradiancia disminuye las pérdidas por desajuste del módulo, que conduce a la pérdida de energía.

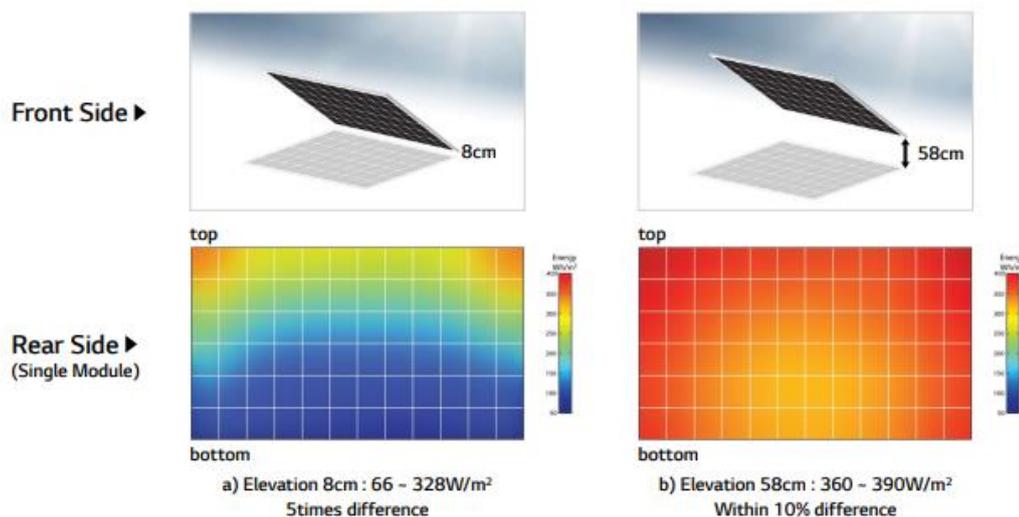


Figura 42. Distribución de irradiación de la parte trasera en un solo módulo según su elevación[22].

Por tanto, se debe tener cuidado porque la ganancia bifacial del módulo fotovoltaico viene determinada por el rendimiento del módulo que reciba la menor irradiancia. Resulta muy útil conocer la distribución de la irradiancia en la cara trasera para planificar como se colocará el cableado.

- **Distancia entre paneles:**

Al utilizar estos paneles es muy importante medir bien la distancia entre el principio de un módulo y el principio de otro módulo colocado detrás, también conocido como pitch. Es importante controlar el pitch para que el módulo colocado delante no cree sombras para el módulo ubicado detrás. Cuanto mayor sea el pitch, menor será la sombra y mayor será la energía producida por el módulo.

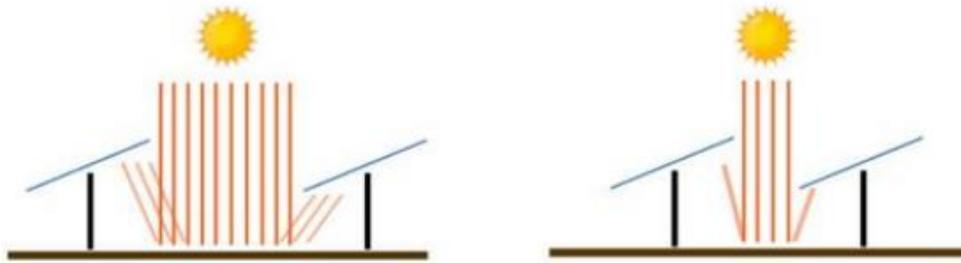


Figura 43. Influencia de la distancia de los paneles o pitch en la irradiancia solar sobre la cara trasera de un módulo fotovoltaico bifacial [21].

El pitch está directamente relacionado con la Ground Coverage Ratio (GCR) o Relación de Cobertura Terrestre. La GCR del suelo es el cociente entre el área del módulo fotovoltaico y el área total de terreno. A medida que aumenta el valor de GCR, tanto el pitch como el área de la instalación disminuye. De modo que interesa un valor de pitch alto, lo que conlleva una mayor producción de energía y una mayor ganancia bifacial, como se observa en la figura 44.

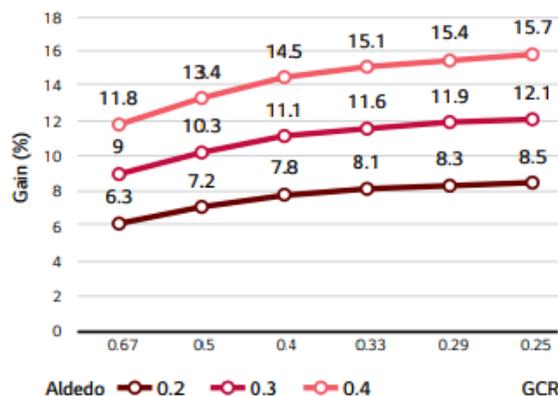


Figura 44. Ganancia bifacial según la GCR [22]

- **Las propias estructuras de los paneles**

Los paneles fotovoltaicos pueden tener elementos, como el cableado o la estructura de montaje, que producen un impacto negativo en la producción de energía, que puede suponer un 20% de pérdida de esta. De hecho, dentro de este grupo destaca principalmente de la estructura el riel de montaje, que bloque la luz solar reflejada que llega a la parte trasera del módulo. El riel es un componente empleado para soportar los paneles solares, normalmente de aluminio.

La pérdida de la ganancia bifacial trasera depende de una serie de factores asociados al módulo y su estructura de montaje:

- Espesor y ancho del riel
- Número de rieles debajo del módulo
- El diseño de los rieles
- Distancia entre rieles

Por tanto, estructuras con menos rieles y de menor espesor, así como diseños de cableados que no interfieran la luz reflejada, producirán un aumento de la producción de energía. Sin embargo, el problema es complejo porque mucho de los factores previamente mencionados son interdependientes. El número de filas, el ángulo de inclinación o la altura del eje están relacionados con estos factores, y siempre se buscará la opción más económica. Ante esta situación, una de las mejores prácticas para minimizar las pérdidas serán optimizar la estructura de montaje como, por ejemplo, colocar el riel en el borde del marco del módulo.

4.1.2. Principales características de la tecnología bifacial

Como se comentó anteriormente, la principal característica de la tecnología bifacial es que permite captar la luz también por su cara posterior y obtener una producción de electricidad de alrededor del 10-15 % más respecto a los paneles tradicionales de una sola cara, con la consiguiente posibilidad de instalar un número menor de paneles y reducir la superficie de un parque solar [23].

Los módulos bifaciales tienen distintos diseños según los materiales empleados. Para la cara posterior o trasera se suele emplear vidrio templado u hojas traseras transparentes. Habrá algunos que estén enmarcadas, mientras que otros no tienen marcos. La única característica común a todos ellos es que la generación de energía se produce desde ambos lados. Hay

módulos de doble vidrio sin marco que exponen la parte posterior de las celdas, pero no son bifaciales. Los verdaderos módulos bifaciales tienen contactos tanto en la parte frontal como en la parte posterior de sus celdas.

Los módulos bifaciales ofrecen una gran serie de ventajas sobre los paneles solares tradicionales y se van a enumerar a continuación.

Ventajas:

- Son perfectos para su utilización en lugares con un albedo elevado como, por ejemplo, en lugares donde nieve mucho, desiertos o edificios o viviendas con techos blancos, gracias a la capacidad de los colores claros de reflejar la luz solar.
- **Menos espacio y paneles requeridos.** Ya que ambas caras están generando electricidad. Por lo tanto, se requieren menos paneles para producir una cierta cantidad de energía. En general, menos paneles conducen a menos espacio.
- **Alta durabilidad.** En comparación con los paneles monofaciales, los bifaciales son más duraderos y pueden proporcionar una mejor protección en caso de tormentas de granizo o cualquier otra condición climática adversa. Es así porque el vidrio templado utilizado en su fabricación es bastante fuerte y los protege por ambos lados. Además, serán más resistentes a los rayos UV (Ultravioleta), mejorando la durabilidad del EVA.
- **Evita la deformación de la célula.** Como se explicó en el punto anterior, los paneles bifaciales tienen vidrio templado a ambos lados, por lo que se evita la deformación a consecuencia de la diferencia de expansión térmica entre aluminio y silicio.
- **Producción de energía durante el mal tiempo.** En el caso de los paneles monofaciales, la producción de energía solar se ve muy afectada por condiciones meteorológicas adversas como la lluvia. Sin embargo, no es el caso de los paneles bifaciales. En estos paneles, un lado se ve afectado por el clima mientras que el otro continúa trabajando.
- **Ángulo de instalación.** El ángulo de inclinación tiene menor influencia que en los solares monofaciales. Sobre todo, para instalaciones que presenten una inclinación pronunciada, donde será mucho más recomendable la tecnología bifacial que absorberá gran parte de la irradiancia solar por su cara trasera.

- **Mayor accesibilidad a los paneles.** Sobre todo, en grandes plantas, como la distancia entre paneles será mayor para la tecnología bifacial, habrá unas mejores condiciones de acceso y movilidad para realizar el mantenimiento de las plantas.
- **Reducción de la pérdida eléctrica** debida a la absorción parásita de luz en el aluminio.

Inconvenientes:

- El inconveniente más importante que tiene la utilización de este tipo de placas solares es la regulación de la normativa por parte del Ministerio para la Transición Ecológica. Según el Ministerio, a través de su Dirección General de Transición Energética han determinado que “la potencia instalada resultaría el sumatorio de la potencia máxima de ambas caras”, por tanto:
 - En caso de que la suma de las potencias supera los 50 MW, se deben rehacer, relucitar y volver a solicitar los permisos del proyecto.
 - Obligación de doblar la financiación de los avales, siendo un inconveniente ya que el rendimiento de las bifaciales no es el doble que las monofaciales. pero desde la normativa todo se trabaja como si así lo fuera.
- **Alto costo asociado.** El coste de instalación en el caso de los paneles solares bifaciales es elevado en comparación con los monofaciales. Se debe a que la tecnología bifacial es nueva y pocas personas conocen su instalación, y su valor de mercado será mayor por los materiales que emplea y porque permite obtener más energía (valor añadido).
- **Elevado peso.** A diferencia de los paneles monofaciales, estos son un poco más pesados. Pero no es tanto, solo 15-20 libras más que los paneles normales. Debido a su gran peso, su instalación requerirá maquinaria específica y contratar un equipo de instalación solar adecuado puede ayudar.

4.2. Estado del arte de la tecnología bifacial

La tecnología solar fotovoltaica se encuentra en constante evolución y crecimiento, sobre todo en los últimos años debido a la necesidad mundial de acometer una transición energética hacia energías renovables, en detrimento de los combustibles fósiles. La tecnología fotovoltaica una de las principales opciones renovables que se encuentran actualmente en el mercado, por eso existe una gran competitividad entre fabricantes, con el fin de obtener un modelo más atractivo en términos de eficiencia. Entre las distintas alternativas estudiadas, una de las más destacadas

es el desarrollo y la búsqueda de la mejora de la tecnología fotovoltaica bifacial, pues permite producir una mayor cantidad de energía en comparación a los paneles estándar, aumentando el rendimiento de la instalación.

La tecnología bifacial, a pesar de estar experimentando en los últimos años un gran crecimiento, se empezó a desarrollar hace varias décadas, en concreto en la década de los 80. Previamente en la década de los setenta, varios grupos de investigación de España publicaron numerosos artículos científicos sobre la investigación de las células fotovoltaicas bifaciales.

Ya en la década de los años ochenta se empezó a comercializar la tecnología bifacial, desarrollándose en Málaga el primer panel bifacial listo para comercializar en los laboratorios de la empresa española Isofotón en el año 1982. Se observó que, para casos convencionales, con un albedo de 0,25m el incremento en la producción anual del panel podía superar el 10%, pero si se elevaba el panel a 1 metro del suelo, dicho aumento de la producción anual pasaba de un 10% a un 30% [23]. A la par se fueron planteando estudios para desarrollar células fotovoltaicas bifaciales de alta eficiencia y alta potencia. Una de las líneas de investigación planteadas por los investigadores A. Cuevas, A. Luque, J. Eguren y J. del Alamo fue la propuesta de una estructura $p^+ - n - n^+$ como una célula bifacial de alta eficiencia, donde para unas condiciones muy específicas llegaron a obtener producción superior al 80%. [24]

4.2.1. Estado actual de la tecnología

Con el transcurso del tiempo tampoco se identificaron grandes avances en la tecnología, por lo menos en módulos fotovoltaicos bifaciales que estuvieran en el mercado. Hasta que en la última década se ha observado una tendencia a nivel mundial, y también a nivel nacional en España, de los fabricantes que apuestan por el desarrollo de la tecnología bifacial. En parte gracias al avance de la tecnología, pues hoy en día hay una amplia gama de tipos de células bifaciales c-Si según su estructura, ya sea PERC, PERL, PERT, IBC o HIT, las cuales se comentarán más adelante.

Son multitud de investigaciones en curso las que tratan de aumentar el rendimiento de las células fotovoltaicas utilizando otro tipo de materiales. Así, por ejemplo, se estudia un material híbrido orgánico-inorgánico denominado perovskitas (plomo, yodo y una molécula inorgánica), o las kesteritas (cobre, zinc, estaño, azufre o selenio). Estos nuevos materiales poseen inconvenientes. En el caso de los perovskitas, contienen plomo, altamente contaminante y peligroso para la salud y en el caso de las kesteritas, bajo rendimiento.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

También se están estudiando que materiales emplear para mejorar su durabilidad. En comparación con los paneles monofaciales, los bifaciales son más duraderos y pueden proporcionar una mejor protección en caso de tormentas de granizo o cualquier otra condición climática adversa. Es así porque el vidrio templado utilizado en su fabricación es bastante fuerte y los protege por ambos lados.

Los otros factores que se pueden mejorar de cara a aumentar la captación de irradiación reflejada será el ángulo de inclinación o la altura de la instalación. Por mostrar un ejemplo, el investigador J. Appelbaum realizó un estudio, donde demostró que un panel bifacial colocado con un ángulo de inclinación óptimo podía producir hasta un 32% más de energía que un panel bifacial completamente vertical bajo las mismas condiciones ambientales [25].

Para ello desplegó múltiples filas de paneles fotovoltaicos separados por una distancia entre las filas, estos tipos de módulos en campos están diseñados para la producción de electricidad solar a gran escala, como el caso del parque fotovoltaico que se va a estudiar. Se calculó la irradiación anual incidente para dos tipos de despliegues:

- Paneles bifaciales instalados con un ángulo de inclinación óptimo orientación sur.
- Paneles bifaciales instalados verticalmente y frente a la dirección este-oeste.

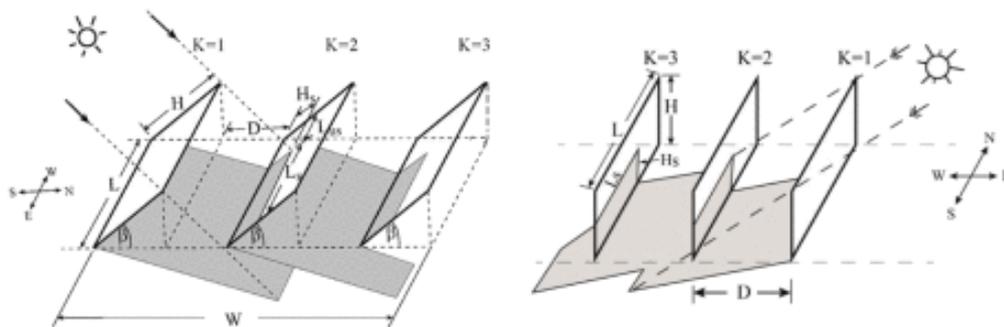


Figura 45. Descripción gráfica del despliegado en múltiples de filas, con diferente ángulo y orientación [25]

Otra prueba del gran avance en los últimos años es la instalación, en Hokuto (Japón) en el año 2013, de la mayor planta solar con paneles bifaciales con una capacidad de planta aproximada de 1.35MW. Se trata de una planta con 5320 paneles bifaciales con una potencia de salida de 254 W cada uno de ellos. Los datos de rendimiento para la planta el primer año mostraban una producción total de 1.730 MWh, lo que suponía un 21,9% de ganancias con respecto a una instalación del mismo tamaño, pero que empleara tecnología monofacial [26].

Actualmente en pleno año 2022, las propuestas de proyectos superan en gran medida en términos de capacidad instalada a la planta solar bifacial en Hokuto, en poco menos de 10 años. Se habla de que en Kozani (Grecia) se inaugurará el mayor parque solar con paneles bifaciales de Europa con una capacidad instalada de 204 MW.

Para entender el porqué del auge de la tecnología bifacial en los últimos años, las palabras de Vincent Ambrose, gerente general de Canadian Solar, son una perfecta justificación: «El desafío con bifacial siempre ha sido la imprevisibilidad de la potencia de salida porque depende del sustrato detrás de los módulos. Es difícil modelar lo que el módulo va a producir. La comunidad financiera se está volviendo bifacial y la estructura de costes se está reduciendo. Escucharemos más acerca de esa tecnología en los próximos dos o tres años» [26].

No obstante, como cualquier tipo de tecnología novedosa que se quiere implementar en el mercado, la tecnología bifacial ha necesitado de un proceso de adaptación al mercado dada la falta de datos en situaciones reales. Cuantos más casos reales haya, los propios fabricantes irán aprendiendo y realizando un proceso de benchmarking donde traten de mejorar su producto adquiriendo ideas de otros fabricantes, o bien desarrollando en su propio I+D. Aun así, las ventajas que se han concluido que tienen los paneles bifaciales en la teoría han incitado a realizar una apuesta fuerte por la tecnología.

Según datos recogidos por el NREL, los paneles bifaciales de 5-10% sobre los paneles monofaciales equivalentes siguen suponiendo un coste superior, pero estos costes se van aproximando. Se espera que se continúe reduciendo la diferencia de costes entre ambas tecnologías, pues los costos de fabricación para las dos tecnologías ahora son muy similares y los volúmenes de producción bifacial continúan aumentando.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

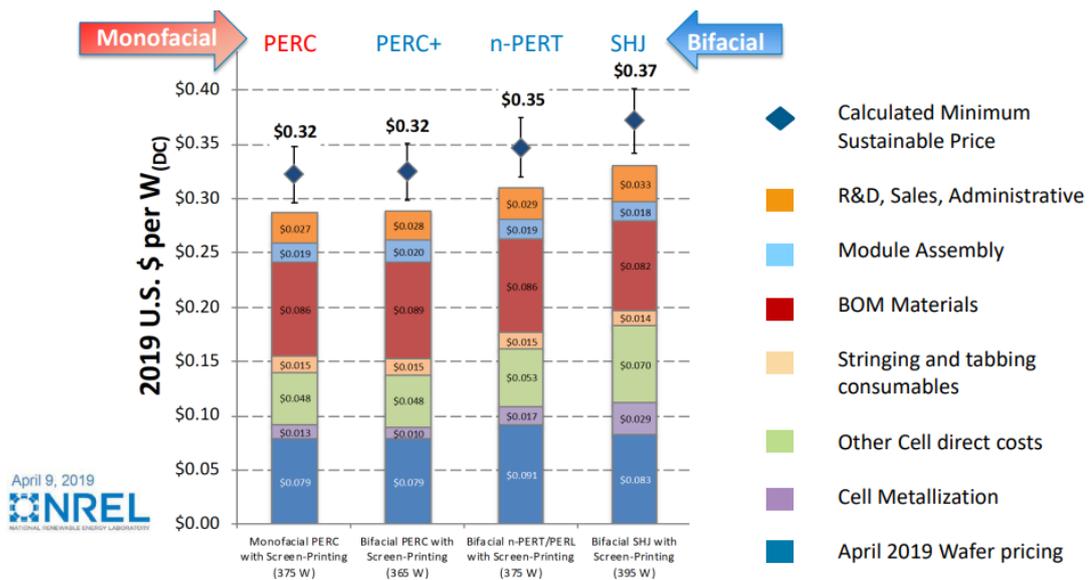


Figura 46. Costes de fabricación de un módulo monofacial vs bifacial [27]

A raíz de todo lo comentado anteriormente, desde el NREL son optimistas sobre la producción con la tecnología bifacial. En el mismo documento pronostican que para el año 2026 la presencia en el mercado de tecnología solar monofacial y bifacial c-Si será igual, y que para el año 2029 la tecnología bifacial ya habrá superado a la monofacial, como se observa en la figura 47.

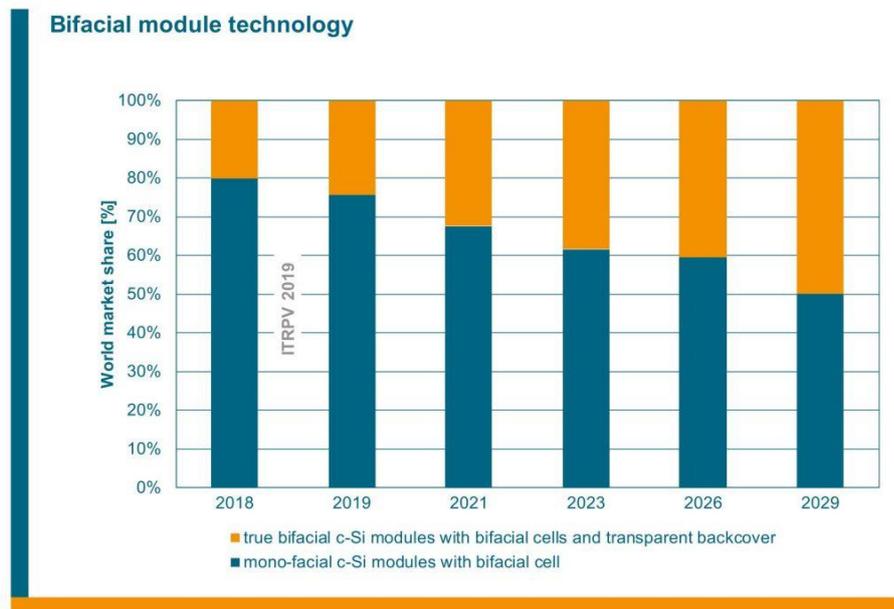


Figura 47. Cuota de mercado mundial tecnología fotovoltaica monofacial vs bifacial [27].

Para comparar la información aportada por el NREL, también se observó la tendencia aportada por la empresa estadounidense Wood Mackenzie Power & Renewables, que se encarga de

realizar pronósticos acerca de la industria. Según las estimaciones, el mercado de la tecnología bifacial crecerá alrededor de 5 veces para el año 2024/2025, con respecto al 2019 que es el año en que se publicó el informe.

En la figura 48 se muestra como en el año 2019 la tecnología solar bifacial instalada era de 5.000 MW a nivel mundial, y la estimación es que en 2024 se encuentre cerca de los 25.000 MW. Sin embargo, las predicciones no son tan optimistas como NREL, ya que solo esperan que la tecnología bifacial represente el 17% de las ventas totales de energía fotovoltaica en 2024.

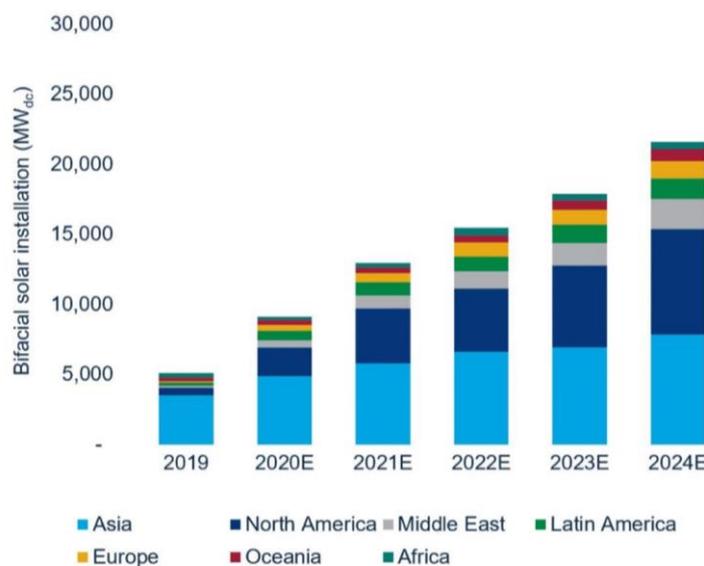


Figura 48. Predicción de la tecnología solar bifacial global instalada anualmente [28].

Por lo tanto, es justo decir que la industria en general es muy optimista en cuanto a la evolución en los próximos años de la tecnología fotovoltaica bifacial en general. La pregunta es qué tan rápida será esta adopción.

4.2.2. La tecnología bifacial en España

Como se comentó anteriormente, desde que se comenzó a estudiar esta tecnología en la década de los setenta y ochenta, España ya era un país pionero a la hora de publicar artículos de investigación relacionados con el tema. Las células y módulos bifaciales se han discutido en el pasado y presente de España, siendo empresas como Enel Green Power, LG y Soltec con sus seguidores solares para este tipo de equipos, las que tratan de implementar esta tecnología bifacial en el territorio nacional.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

La empresa LG menciona que ya están trabajando con aumentos de energía adicionales del 5% al 30% para sus paneles bifaciales comparados con los paneles estándar. Estos datos se han recogido bajo una variedad de escenarios de suelo, de cobertura y de montaje en diferentes configuraciones. Hace que el rendimiento de esta tecnología mediante su albedo sea eficiente.

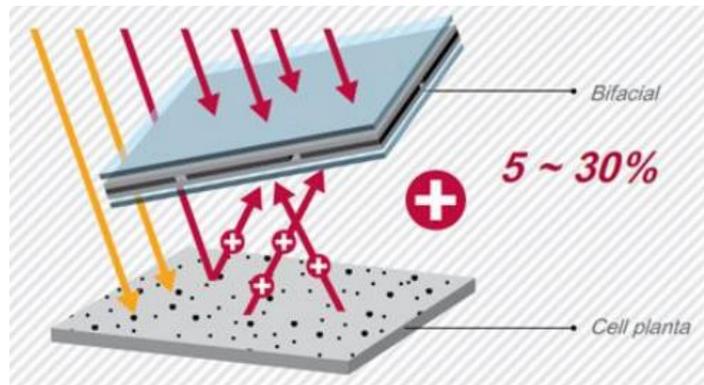


Figura 49. Descripción de la captación de luz solar en paneles bifaciales de manera porcentual [29]

Dentro de las empresas citadas, por ejemplo Enel Green Power ha logrado dar un importante paso adelante en términos de innovación al producir en exclusividad en todo el mundo en su fábrica italiana de 3SUN un nuevo panel fotovoltaico bifacial de última generación con tecnología de heterounión de silicio amorfo y cristalino (Hetero Junction Technology - HJT).

Las células solares de heterounión producidas por Enel Green Power se utilizan en varios parques solares y en febrero de 2020 batieron el récord mundial de eficiencia de esta tecnología, logrando un rendimiento certificado del 24,63 %. La tecnología HJT garantiza un alto rendimiento y una baja degradación del módulo fotovoltaico, consiguiendo unos paneles solares fotovoltaicos más eficientes y competitivos en muchos aspectos.

Desde el punto de vista comercial, en España se encuentran varias plantas fotovoltaicas que emplean la tecnología bifacial. Enel Green Power España se encuentra actualmente construyendo tres plantas fotovoltaicas, cada una de 50 MW que emplean la tecnología bifacial en Veracruz, Puerta Palmas y El Doblón (Badajoz, Extremadura). Otro ejemplo es la planta fotovoltaica de Puertollano, que es el primer gran proyecto en operación comercial de Iberdrola en España con paneles bifaciales y una potencia de 100 W.

En cuanto a la línea de mejora, en el horizonte aparece una situación que puede concadenar en el auge de la tecnología fotovoltaica bifacial en España. Y es que Transición Ecológica ultima

un cambio en el RD-ley 23/2020 de acceso y conexión, actualmente en tramitación, para que la llegada de la tecnología bifacial no suponga un obstáculo.

Desde el punto de vista técnico se aceptará como definición de potencia instalada la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran una instalación. Aunque se aprobará una segunda definición de potencia instalada como la potencia del inversor, o la suma de las potencias de los inversores que configuran la instalación. La norma establece que se tomará la menor de las resultantes de las dos medidas previamente mencionadas [30]

Como se explicó en el apartado de inconvenientes, el RD consideraba antes que la tecnología bifacial doblaría la potencia de la tecnología estándar, lo cual no es real. Ahora, tras admitir como potencia total de la instalación la potencia del inversor, los desarrolladores podrán instalar paneles bifaciales sin prácticamente ninguna modificación sustancial de los permisos y autorizaciones necesarios para llevar los parques adelante

4.2.3. Tipos de paneles bifaciales

Dentro de lo innovadora que son los paneles solares fotovoltaicos bifaciales, existen numerosos diseños de célula que integran los mayores avances tecnológicos descubiertos y usados en laboratorios. A partir de ahí, habrá diferentes niveles de eficiencia y bifacialidad según el material o la configuración de la célula fotovoltaica. Los diferentes tipos de tecnología de célula son:

4.2.3.1. PERC

La tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Contact) es la combinación de pasivación de la superficie de la oblea trasera y los contactos traseros locales. Para ello se inserta una capa dieléctrica con patrón, llamada capa PERC, entre las capas de silicio (capa base) y aluminio, de modo que en la capa PERC rebotan los electrones que no han sido absorbidos hacia la capa superior, generando más electricidad. La capa dieléctrica está compuesta de SiO₂ o Al₂O₃ ya que reducen dicha recombinación. A modo de resumen, esta célula aporta:

- Mejora de la densidad de energía por m² en comparación con células estándar
- Aumento de la absorción de luz
- Mayor reflectividad interna, que se traduce en una reducción de recombinación de electrones

En cuanto a su eficiencia, se estima que en la cara frontal se encuentra sobre el 19.4% y el 21.2%, mientras que en la cara trasera entre un 16.7% y un 18.1%. Tendrá un factor de bifacialidad muy cercano al 80%. Las ganancias absolutas en eficiencia de PERC variarán de un fabricante a otro, pero aproximadamente puede esperar un aumento absoluto del 1% de eficiencia en la celda. Esto significa que si el panel solar fuera 19% eficiente, el uso de PERC podría aumentar ese panel a un 20% de eficiencia.

Esta estructura se propuso inicialmente para estudiar la velocidad de recombinación en la interza Si-SiO₂, y ya se introdujo como nueva célula fotovoltaica en 1996. Posteriormente, empresas como SolarWorld, entre otras, han invertido para la producción en masa de este tipo de célula.

4.2.3.2.PERL

La tecnología PERL (Passivated Emitter Rear Locally-diffused) utiliza técnicas microelectrónicas para conseguir eficiencias elevadas. El emisor pasivado es el óxido de alta calidad en la superficie frontal, el cual reduce el número de portadores recombinados en la superficie. El emisor posterior será boro que se difunde localmente en las áreas de contacto metálico en la parte trasera, minimizando la recombinación y manteniendo un buen contacto eléctrico.

Esta tecnología alcanza en su cara frontal una eficiencia de hasta el 19,8%, mientras que la bifacialidad será mayor del 89%. Al igual que las células PERC están basadas en el wafer c-Si de tipo p.

4.2.3.3.PERT

La tecnología PERT (Passivated Emitter Rear Totally-diffused) son distintas a las células estándar y a las PERC. Ambas utilizan una aleación de aluminio BSF, mientras que las células PERT tienen una superficie trasera difusa. En las p-PERT, el emisor de la oblea de tipo p se forma con difusión de fósforo y la BSF se realiza con dopaje de boro.

Se trata de un tipo de célula que alcanza entre el 19,5% y el 22% en su cara frontal, mientras que en la cara trasera está en torno al 17-19%. PVGS desarrolló una célula PERT tipo n en 2009.

4.2.3.4.BSFC

La tecnología BSF (Back Surface Field) se ha empleado como uno de los medios para mejorar el rendimiento de las células solares, por medio de la reducción de la velocidad de recombinación de la superficie. Para ello se introduce una capa altamente dopada, normalmente de aluminio serigrafiado, en la superficie trasera de la oblea. El aluminio serigrafiado y la aleación térmica se usan juntos para obtener un campo de superficie posterior de aluminio (Al-BSF). Este proceso se ha combinado en una fabricación de laboratorio de alta eficiencia logrando eficiencias superiores al 19% en la cara delantera y del 17% en la cara trasera.

4.2.3.5.IBC

La tecnología IBC (interdigitated back contact), en lugar de realizar la conversión de energía de contacto frontal, tendrá la conversión de energía de contacto posterior. Esto implica que, al no haber sombreado por las bandas de metal, toda la cara frontal de la célula absorba la luz solar. Por el contrario, la cara trasera, que es la única cara con contactos, requiere un dopaje interdigitado. Este tipo de dopaje se realiza por difusión o implantación de iones enmascarados, y las células solares se metalizan formando dedos metálicos a lo largo de cada región difusa.

Hasta el momento, la más eficiente y mucho más resistente que las células convencionales. Aunque goza de una alta eficiencia, su coste también es bastante mayor, lo que provoca que su producción no sea masiva y, por tanto, que no sea posible utilizarlo en diferentes soluciones.

4.2.3.6.HJT

La tecnología de células solares de heterounión (HJT) están formadas por capas alternas de silicio cristalino tradicional y silicio amorfo. Al combinar los dos tipos de capas, las células HJT absorben más longitudes de onda de luz, permitiendo alcanzar eficiencias elevadas. Las células HJT tienen una eficiencia máxima teórica superior al 26,7%, pero en el mercado se pueden encontrar con una eficiencia máxima de 24,7% en compañías como Panasonic.

Su principal inconveniente es su compleja elaboración, ya que requiere un proceso industrial distinto al de las células solares tradicionales. Por eso, los módulos solares HJT son caros y no están más desarrollados, a pesar de tener buena calidad y alto rendimiento.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

Una vez explicados cada uno de los tipos de célula se muestra cual es el impacto de cada uno de ellos dentro del mercado fotovoltaico. La figura 50 muestra para diferentes tecnologías de célula solar cuál es su contribución al mercado global, según datos recogidos por el NREL.

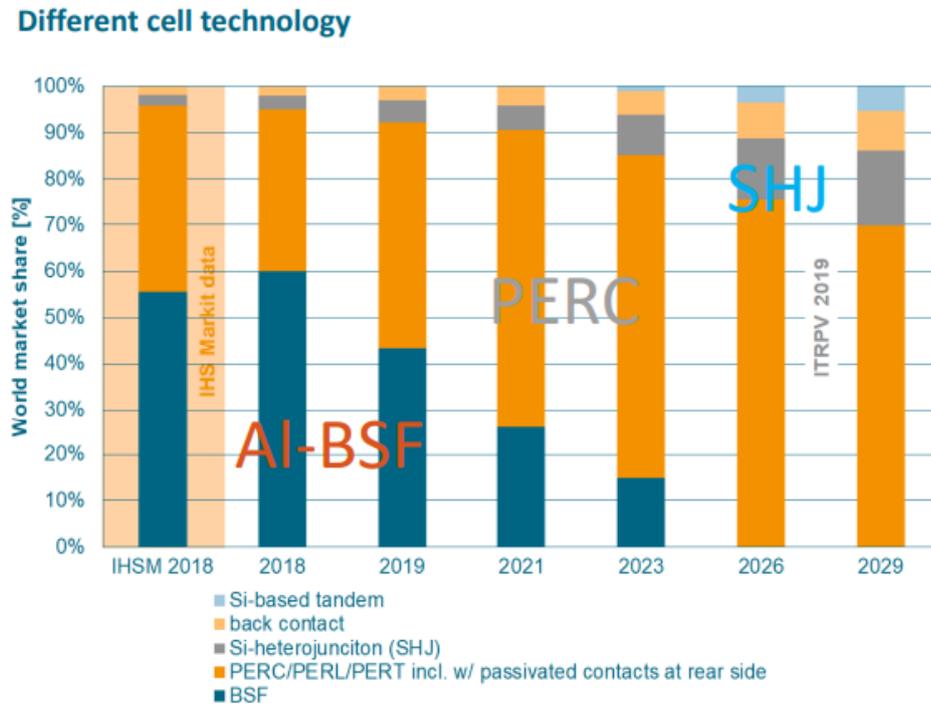


Figura 50. Contribución de diferentes tecnologías de célula fotovoltaica en el mercado global [27].

Capítulo 5

Metodología

En este capítulo se describirán las distintas metodologías empleadas durante el desarrollo del presente documento. Se incluyen una descripción general del procedimiento seguido, así como las técnicas de cálculo y un desarrollo de cómo se simuló y ejecutó el modelo de parque fotovoltaico bifacial.

5.1. Metodología general

La metodología general seguida en este trabajo se muestra en la figura 51. En primer lugar, se realiza una revisión del estado del arte de la tecnología bifacial. Resulta importante entender cuál es el estado actual de la tecnología, para estudiar su impacto y poder defender su proyección futura.

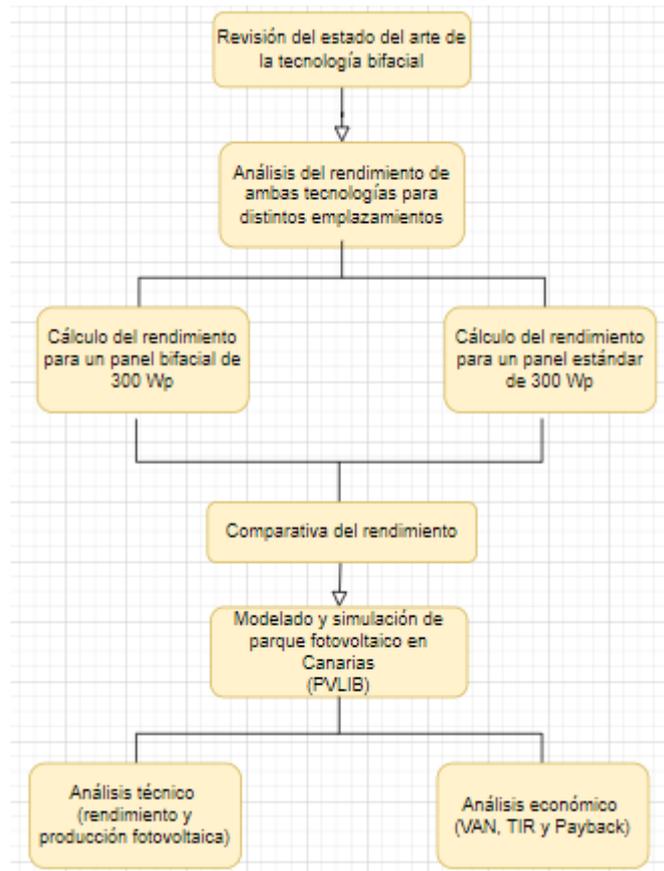


Figura 51. Diagrama de flujo de la metodología general. Fuente propia

De cara al análisis del rendimiento, en primer lugar, se obtienen los datos climatológicos para distintas localizaciones dentro de España. De este modo, se estudian los niveles de irradiancia y de producción fotovoltaica anuales, según la ubicación de los paneles. Para ello, también es necesario simular el modelo de una placa solar estándar, pues la irradiancia es un dato que se puede obtener, pero la producción se debe calcular.

Una vez modelada la producción para una placa estándar, se deberá simular un modelo que calcule, para los mismos niveles de irradiancia, cuanto sería la energía producida por un módulo

solar bifacial. Así se establece una comparativa de rendimientos entre ambos tipos de tecnología.

Tras la comparativa entre tecnologías, se tratan de demostrar las conclusiones, aplicando los modelos definidos para un caso de estudio real. Para ello, se parten de una serie de datos de irradiancia y producción aportados por el departamento de investigación de una empresa que quiere mantenerse anónima, medidos de una planta real que tienen y que usa la tecnología estándar de módulo fotovoltaico monofacial.

Posteriormente, se diseñará una planta con la misma capacidad instalada que la planta real y se simulará su producción al emplear un módulo bifacial. Tras esto, también se plantea una evaluación tecnoeconómica aproximada para la planta bifacial simulada y se compara con la evaluación que también se hará para la planta real, sin conocimiento de los modelos de panel solar e inversor que emplean.

Finalmente, con las conclusiones de todos estos apartados, se planteará una conclusión que dé una respuesta al objetivo final del proyecto, que será analizar y cuantificar el rendimiento de un parque fotovoltaico que emplea paneles bifaciales.

5.2. Variables

El punto de partida para realizar el estudio que se propone es la definición de las variables necesarias para caracterizar el sistema. De entre todas ellas, destacan principalmente las relacionadas con el rendimiento del panel y la producción fotovoltaica del mismo. Asimismo, también será importante la irradiancia solar.

Uno de los parámetros más importantes de una placa fotovoltaica es la potencia pico que puede alcanzar, que es la potencia eléctrica del módulo en el punto de máxima potencia para condiciones estándares de medida. Este valor se obtiene de la ficha técnica de cada modelo que aporta cada uno de los fabricantes. Con el inversor sucede similar, es importante revisar su ficha técnica para obtener su potencia nominal, pues será la máxima potencia de salida del inversor.

Siguiendo un orden de los cálculos, el primer cálculo será la radiación solar que incide sobre el módulo fotovoltaico. Sin embargo, para llegar a este dato se deben calcular una serie de variables afectadas por la localización y el momento del día en el que nos encontremos. Para conocer la radiación solar con el modelo implementado, se precisan de datos climáticos. Por

tanto, una vez determinadas las características del panel fotovoltaico y del inversor, se deben obtener los datos climáticos según su ubicación exacta.

Estos datos climáticos se obtendrán de la base de datos TMY o años típicos meteorológicos (Typical Meteorological Year) que se encuentra dentro de la herramienta web Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). El TMY es una recopilación de datos climatológicos representativos para unas coordenadas específicas, que se estructura en valores horarios de los distintos parámetros en un periodo de un año. Dicho TMY nos dará los siguientes valores de irradiancia:

- Irradiancia normal directa (DNI), $G_{b,N}$. Representa la cantidad de radiación solar recibida por unidad de área por una superficie que siempre se mantiene perpendicular (o normal) a los rayos que vienen en línea recta desde la dirección del sol.
- Irradiancia difusa horizontal (DHI), G_d . Conociendo este parámetro se puede obtener la irradiancia difusa sobre el plano de captación.
- Irradiancia horizontal global (GHI). Mide la irradiancia total del sol incidente sobre una superficie horizontal (m^2).

Los otros parámetros que se obtienen con el TMY y que serán de utilidad en la simulación del módulo fotovoltaico son: Temperatura ambiente del aire_(bulbo seco) [°C], presión ambiente [Pa] y velocidad del viento [m/s].

En este caso, para dotar de flexibilidad a la herramienta desarrollada, se ha decidido implementar el cálculo de ángulos solares para poder tener la posibilidad de realizar simulaciones con distintos ángulos de inclinación del módulo PV y para distintos lugares geográficos. El primer cálculo realizado consiste en obtener el ángulo de incidencia entre el módulo fotovoltaico y los rayos solares θ . Con la temperatura y la presión, junto con las coordenadas de la ubicación, se calcula la posición solar, que posteriormente permitirá calcular el ángulo de incidencia solar.

Este ángulo de incidencia θ es muy importante y representa el ángulo que forma la línea que une el centro del disco solar con un punto de una superficie expuesta al Sol y la normal a esta superficie en dicho punto. Para calcularlo, hace falta conocer también la inclinación del panel y el azimut del panel que es el ángulo que forma una recta perpendicular a su proyección horizontal con el Sur (hemisferio norte) o con el Norte (hemisferio sur). Finalmente, con ese ángulo de incidencia se calcula la irradiancia solar total sobre el captador.

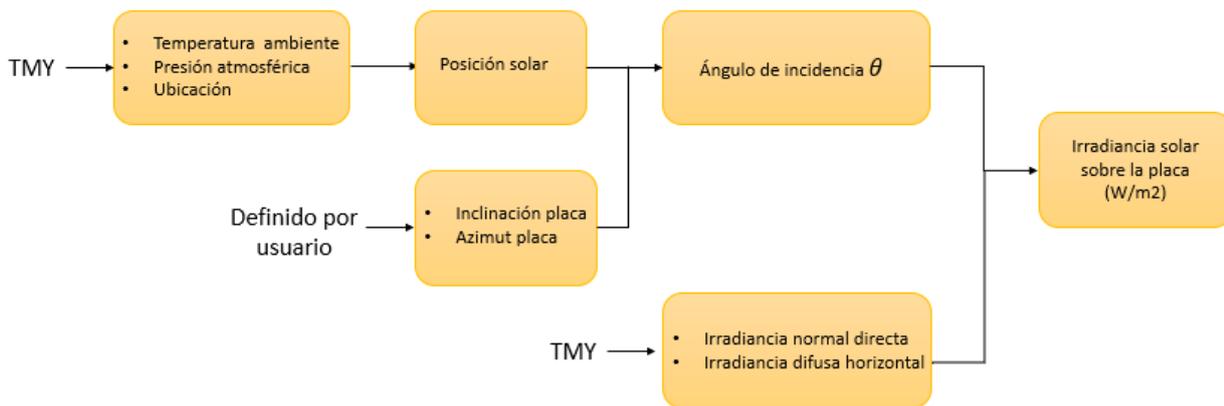


Figura 52. Procedimiento de cálculo irradiancia solar sobre la placa. Fuente propia

Tras conocer la irradiancia solar que incide sobre la placa, el otro parámetro necesario para simular la producción fotovoltaica será la temperatura de la célula. La temperatura de la célula dependerá principalmente de la temperatura del ambiente y de la irradiación solar, así como el modelo de placa, aunque, de todos modos, se empleará una función procedente de la librería de Python que permitirá estimar su valor de manera horaria. Esta temperatura de célula es importante, ya que cuanto mayor sea, menor será la producción de potencia.

Conociendo el modelo de panel fotovoltaico (potencia pico), la irradiancia que incide sobre él y su temperatura de célula, se puede calcular la producción fotovoltaica (kWh).

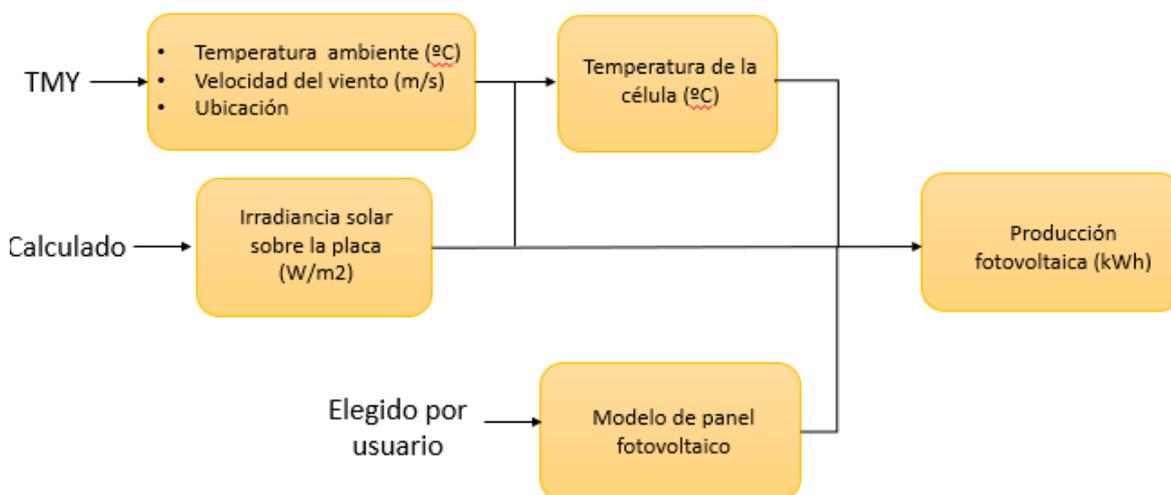


Figura 53. Procedimiento de cálculo producción fotovoltaica de la placa. Fuente propia

En la tabla 7 se recogen todas las variables mencionadas que permiten la caracterización del sistema.

Tabla 7. Variables consideradas en el estudio. Fuente propia

Variable	Unidad
Irradiancia normal directa (DNI)	W/m^2
Irradiancia difusa horizontal (DHI)	W/m^2
Irradiancia horizontal global (GHI)	W/m^2
Irradiancia incidente sobre el panel	W/m^2
Temperatura ambiente del aire	$^{\circ}C$
Presión ambiente	Pa
Velocidad del viento	m/s
Ángulo de incidencia	$^{\circ}$
Temperatura de la célula	$^{\circ}C$
Potencia pico del panel	W
Potencia nominal del inversor	W

5.3. Herramienta de simulación: PVLIB (Python)

Existe una gran variedad de paquetes comerciales o gratuitos (PVSyst, SAM, ...), que implementan distintos modelos de funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y predicen la energía generada a partir de las bases de datos meteorológicos disponibles. Sin embargo, muchos de estos programas no permiten al usuario conocer o decidir qué modelos se utilizarán.

Para la simulación del parque fotovoltaico se ha seleccionado el lenguaje de programación Python, en concreto se utilizará la biblioteca **PVLIB**, que es un software de código abierto para simular la energía solar de sistemas de energía fotovoltaica. Fue promovida por el Sandia National Laboratory de EE.UU y trata de proporcionar una colección de métodos de modelado completa, bien documentada, extensible y adaptable por el usuario para reducir la incertidumbre asociada al uso de estos paquetes software y permitir la incorporación de nuevos métodos por parte de la comunidad científica.

PVLIB Python es una herramienta respaldada por la comunidad energética que proporciona un conjunto de funciones y clases que permitirán modelar y simular el rendimiento de distintos sistemas fotovoltaicos. La implementación en Python está dividida en módulos de programación (no confundir con los fotovoltaicos), a continuación, se resume brevemente el cometido de cada uno de los módulos que emplearemos en este proyecto:

Atmosphere: Contiene las funciones para calcular las características atmosféricas, en nuestro caso se calcula la masa de aire absoluto.

Irradiance: Contiene las funciones que permiten calcular la irradiancia solar y sus componentes sobre un plano determinado.

Location: incluye una clase homónima que sirve de interfaz para acceder a funciones de otros módulos y que incluye información de una localización geográfica particular.

Solarposition: Contiene las funciones necesarias para calcular la posición solar de forma analítica y empírica, que viene definido por la altura solar y el azimut solar.

Tracking: Permite incluir módulos fotovoltaicos con seguimiento en un eje, servirá de interés para estudiar cuánto mejora el rendimiento dicho seguimiento solar.

PVSystem: Es junto a ModelChain, el módulo más importante e interesante. En este módulo se encuentra una clase homónima que define un conjunto estándar de atributos y funciones de modelado de sistemas fotovoltaicos. La clase PVSystem que permite separar los datos que representan un sistema fotovoltaico (intrínsecos), como los parámetros del módulo o el ángulo de inclinación, de los datos que influyen en el sistema fotovoltaico (extrínsecos), como el clima

ModelChain: Contiene las funciones y clases que combinan varios de los pasos de modelado de sistemas fotovoltaicos para facilitar el uso de la herramienta. Permite modelar el conjunto de los paneles con el inversor.

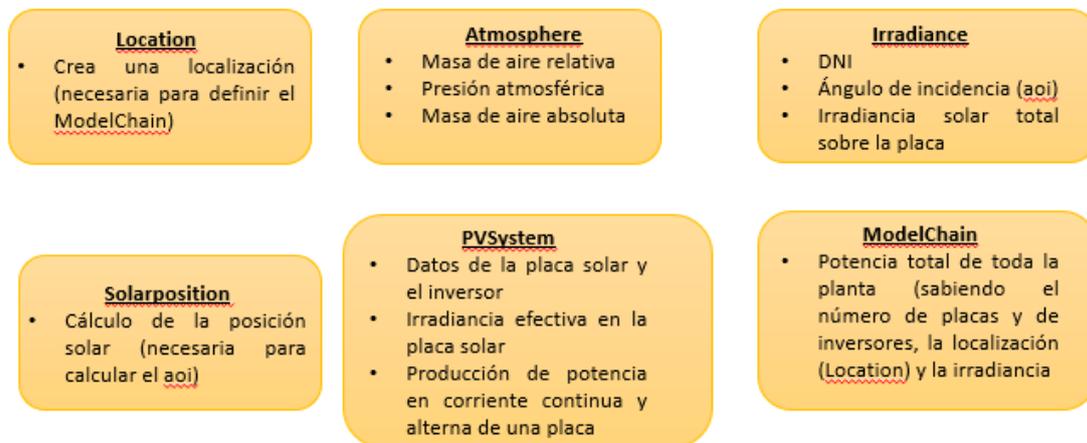


Figura 54. Variables calculadas con cada módulo de PVLIB. Fuente propia

5.4. Modelado y simulación

En este apartado se describirá el procedimiento llevado a cabo con el lenguaje de programación Python, en concreto con la librería PVLIB, para poder simular un sistema fotovoltaico y calcular su producción fotovoltaica. estudiará la producción fotovoltaica para una placa solar convencional (monofacial) y una placa solar bifacial.

El primer paso será el modelado de los sistemas fotovoltaicos que se quieren estudiar, definiendo el módulo fotovoltaico y el inversor. Los parámetros característicos tanto del módulo como del inversor se obtienen de una base de datos que contiene la propia librería de PVLIB con una amplia selección de marcas y modelos comerciales.

Para ambas tecnologías se usará la clase PVSystem que representa un inversor y los módulos fotovoltaicos que suministran energía de CC al inversor. Usar PVsystem no será mejor ni peor que usar las funciones que envuelve, sino que será una forma alternativa de organizar los cálculos.

Con todos estos parámetros se calcula la irradiancia solar global que incidirá sobre el módulo fotovoltaico, que no será igual para los dos sistemas fotovoltaicos. Para los módulos monofaciales solo se tendrá en cuenta la irradiancia directa y la difusa que incida sobre su cara frontal, en cambio para el módulo bifacial también se considerará la irradiancia reflejada en la cara trasera. Por último, se calculará la producción fotovoltaica para ambos sistemas fotovoltaicos y se compararán los resultados.

Para los cálculos del proyecto se deben considerar una serie de variables necesarias. De entre todas ellas, destacan principalmente el rendimiento de un panel y la producción fotovoltaicos del mismo. Asimismo, también será importante la irradiancia solar. Se debe tener en cuenta que el procedimiento empleado para calcular la producción de un módulo fotovoltaico estándar no es el mismo que el correspondiente a un módulo bifacial.

Desafortunadamente ModelChain aún no es compatible con la simulación bifacial directamente, por lo que se tiene que simular la irradiancia bifacial por otro lado. Una vez conocida la irradiancia total incidente sobre un módulo, se puede adaptar para un ModelChain y obtener la producción del sistema fotovoltaico.

5.4.1. Cálculo de la producción de un módulo estándar

5.4.1.1. Selección del inversor y módulo fotovoltaico empleado

Una vez conocidas las ubicaciones, se debe estandarizar el tipo de instalación para todos ellos y así poder comparar la producción fotovoltaica en distintos lugares, pero usando el mismo equipo. Por tanto, se debe definir el módulo y el inversor que se emplearán.

En este caso se ha especificado al llamar a la función “pvsystem.retrieve_sam” dentro de la librería PVLIB, que devuelva la base de datos del inversor CEC (California Energy Commission) y la base de datos del módulo Sandia para el módulo fotovoltaico. La base de datos del módulo Sandia contiene valores de parámetros, que son necesarios para el cálculo de la potencia generada por el módulo con la librería empleada, para un conjunto limitado de módulos. La base de datos del módulo CEC no contiene estos parámetros requeridos en la función de la librería PVLIB.

El mismo procedimiento se debe seguir para elegir el modelo de inversor fotovoltaico. Se utiliza el mismo comando que en el caso de los módulos fotovoltaicos para acceder a los modelos disponibles en la librería de SAM, pero especificando que busque en la base de datos de inversores CEC.

De la base de datos se obtienen una serie de datos característicos del módulo fotovoltaico que definen su rendimiento. Los parámetros de SAPM que se han obtenido se enumeran en la tabla 8 y se han obtenido de la base de datos del módulo Sandia con la función “**retrieve_sam()**”

Tabla 8. Parámetros de rendimiento de SAPM necesarios para el cálculo de la potencia DC del módulo fotovoltaico [31].

Llave	Descripción
A0-A4	Los coeficientes de masa de aire utilizados para calcular la irradiancia efectiva
B0-B5	El ángulo de los coeficientes de incidencia utilizados en el cálculo de la irradiancia efectiva
C0-C7	Los coeficientes determinados empíricamente que relacionan I_{mp} , V_{mp} , I_x e I_{xx} con la irradiancia efectiva
isco	Corriente de cortocircuito en condiciones de referencia (amperios)
impo	Corriente de potencia máxima en condiciones de referencia (amperios)
Voco	Voltaje de circuito abierto en la condición de referencia (amperios)
Vmpo	Tensión de alimentación máxima en condiciones de referencia (amperios)
Aisc	Coefficiente de temperatura de corriente de cortocircuito en condiciones de referencia (1/C)
objetivo	Coefficiente de temperatura de corriente de potencia máxima en condiciones de referencia (1/C)
Bvoco	Coefficiente de temperatura de tensión de circuito abierto en condiciones de referencia (V/C)
Mbvoc	Coefficiente que proporciona la dependencia de la irradiancia para el coeficiente de temperatura β_{Voc} en la irradiancia de referencia (V/C)
Bvmpo	Coefficiente de temperatura de tensión de alimentación máxima en condiciones de referencia
mbvmp	Coefficiente que proporciona la dependencia de la irradiancia para el coeficiente de temperatura β_{Vmp} en la irradiancia de referencia (V/C)
norte	“Factor de diodo” determinado empíricamente (adimensional)
Células_en_serie	Número de celdas en serie en la(s) cadena(s) de celdas de un módulo
IXO	I_x en condiciones de referencia
IXXO	I_{xx} en condiciones de referencia
DF	Fracción de irradiancia difusa utilizada por módulo

5.4.1.2. Obtención de parámetros ambientales

Una vez conocidas las coordenadas de las ubicaciones, el primer paso será la obtención de los parámetros ambientales. Se obtienen de un TMY por medio de las coordenadas (latitud y longitud) así como la altitud de la ubicación. El TMY o años típicos meteorológicos (Typical Meteorological Year) es una recopilación de datos climatológicos representativos para unas coordenadas específicas, que se estructura en valores horarios de los distintos parámetros en un periodo de un año. Dicha recopilación de datos englobará 9 parámetros que se mencionan a continuación:

- Temperatura ambiente del aire
- Humedad relativa
- Irradiancia normal directa (DNI), $G_{b,N}$.
- Irradiancia difusa horizontal (DHI), G_d .
- Irradiancia horizontal global (GHI).
- IR (h). Refleja la irradiancia infrarroja superficial en un plano horizontal (W/m^2)
- Velocidad y dirección del viento. Representa la velocidad del viento en m/s. Por otro lado, indica la dirección del viento siendo un valor de 0° el que representa el Norte y un valor de 90° el que representa el Este.
- Presión ambiental. Aporta los valores de presión en Pascales (Pa).

5.4.1.3. Cálculo de la irradiancia solar

Tanto para un módulo estándar monofacial como para un módulo bifacial, el principal desafío al modelar el sistema fotovoltaico será determinar la irradiancia incidente en su superficie. La diferencia radica en que, para los módulos bifaciales, además de la irradiancia en la superficie frontal, debe estimar la irradiancia que llega a la superficie posterior del módulo, la cual se orienta en dirección opuesta a la fuente de luz principal.

Por tanto, el primer paso para conocer la producción fotovoltaica consiste en calcular la irradiancia solar incidente y la irradiación sobre un plano estático en una localización determinada. Para ello se dispone de la serie temporal de datos de irradiancia solar directa normal y difusa horizontal del TMY y será necesario determinar la posición solar para cada instante.

Dicha posición solar se calcula con el comando de PVLIB “**pvlib.solarposition.get_solarposition**”. Introduciendo los valores de fecha, latitud, longitud, altitud, temperatura ambiente y presión (todos ellos obtenidos del TMY), permite calcular una serie de parámetros que definen la posición solar. Finalmente, los outputs interés para calcular la irradiancia serán el ángulo cenital (θ_z) y el ángulo azimutal solar (γ_s). Estos ángulos junto con el ángulo de inclinación de la superficie (β) y el azimut de la superficie, permitirán obtener el ángulo de incidencia en grados, por medio de la ecuación x del presente documento.

Existe una función de la librería de pvlib que, introduciendo estos cuatro ángulos como inputs, puede calcular el ángulo de incidencia: “**pvlib.irradiance.aoi**”.

Conociendo el ángulo de incidencia de la radiación solar directa, se podrá calcular la irradiancia solar hemisférica que incide sobre una superficie plana fija. Se va a calcular la irradiancia efectiva usando las funciones de pérdida espectral de SAPM y el ángulo de incidencia de SAPM. La función empleada se llama **“pvlib.pvsystem.sapm_effective_irradiance”**.

El modelo SAPM para irradiancia efectiva traduce la irradiancia directa y difusa de banda ancha en el plano de la matriz a la irradiancia absorbida por las celdas de un módulo. Se trata de un modelo matemático definido como:

$$E_e = f_1(AM_a) \times (E_b \times f_2(AOI) + f_2 \times E_d) \quad (22)$$

Donde:

E_e – Irradiancia efectiva (W/m^2)

f_1 – Polinomio de cuarto grado en masa de aire (AM_a)

f_2 – Polinomio de quinto grado en el ángulo de incidencia (AOI)

E_b – Irradiancia directa en el plano de la matriz

E_d – Irradiancia difusa en el plano de la matriz

f_D – Fracción de irradiancia difusa en el plano de la matriz que no se refleja

De todos estos valores, solo queda por conocer la masa de aire absoluto. Para ello se calcula la masa de aire relativa al nivel del mar con el ángulo cenital del Sol (función: **“pvlib.atmosphere.get_relative_airmass”**) y la presión del sitio a partir de la altitud (función: **“pvlib.atmosphere.alt2pres”**).

De este modo, se obtiene la masa de aire absoluto ajustada según la masa de aire y la presión ambiental relativa en la ubicación con la función **“pvlib.atmosphere.get_absolute_airmass”**.

El cálculo realizado será:

$$AM_a = AM_r \times \frac{P [Pa]}{101325} \quad (23)$$

Finalmente, con algunos de los datos ya mencionados se podrá calcular la irradiancia efectiva sobre el módulo solar. Los parámetros de entrada o inputs del modelo serán:

- Irradiancia directa solar que incide sobre el módulo (G_b) [W/m^2]
- Irradiancia solar difusa que incide sobre el módulo (G_d) [W/m^2]
- Masa de aire absoluta (AM_a) [sin unidad]
- Ángulo de incidencia (θ) [°]
- Datos característicos del módulo fotovoltaico

El resultado u output de la función será el valor de irradiancia efectiva considerando los reflejos y el contenido espectral. A modo de ejemplo se ha seleccionado la irradiancia solar global para el día 1 de enero, y de este modo, comprender la diferencia de irradiación que puede recibir un módulo según la ubicación en la que se encuentre.

5.4.1.4. Cálculo de la producción fotovoltaica

Conocida la irradiancia global que incide sobre el módulo fotovoltaico se tiene uno de los inputs necesarios para calcular la producción fotovoltaica. El modelo de estimación de la producción de potencia de sistemas solares fotovoltaicos incorpora las predicciones climáticas, pero también requiere el cálculo de la temperatura a la que se encontrará la célula y una serie de características del módulo fotovoltaico. La función empleada para calcular la potencia DC del sistema proviene de la librería pvlib y se declara como “pvlib.pvsystem.sapm” cuyos inputs serán:

- La irradiancia solar global incidente sobre el módulo (W/m^2)
- La temperatura de la célula. Se puede calcular conociendo la temperatura del ambiente (T_{cell}), la velocidad del viento y la irradiancia global incidente (G). Se emplea la función “**pvlib.pvsystem.sapm_celltemp**” introduciendo los tres inputs previamente mencionados y el modelo que tiene por defecto, que será el de bastidor abierto con respaldo de vidrio. Finalmente devuelve el valor de temperatura de la célula.
- Los datos característicos del módulo fotovoltaico empleado que definen su rendimiento en formato DataFrame. Los parámetros de SAPM que se requieren se enumeran en la tabla 8 y se han obtenido de la base de datos del módulo Sandia con la función “**retrieve_sam()**”.

La función dará como resultado una serie de parámetros en corriente continua, que permiten caracterizar el funcionamiento del módulo fotovoltaico y serán:

- Corriente de cortocircuito, I_{sc} [A]
- Corriente en el punto de máxima potencia, I_{mp} [A]
- Tensión de circuito abierto, V_{oc} [V]
- Tensión en el punto de máxima potencia, V_{mp} [V]
- Potencia en el punto de máxima potencia, P_{mp} [W]
- I_x : Corriente en el módulo $V = 0.5V_{oc}$ que define el cuarto punto en la curva IV para el modelado de su forma
- I_{xx} : Corriente en el módulo $V = 0.5(V_{oc} + V_{mp})$ que define el quinto punto en la curva IV para el modelado de su forma

El último paso sería conseguir la potencia en AC que produce cada módulo fotovoltaico. Para ello se llamará a la función “**pvlib.pvsystem.snlinverter**” que convierte la potencia de CC en potencia de CA utilizando el modelo de inversor fotovoltaico conectado a la red de Sandia. Para ello requiere del voltaje CC de entrada al inversor, la potencia CC de entrada al inversor y los parámetros apropiados del modelo de inversor fotovoltaico, que se obtuvieron con la función “**retrieve_sam()**”.

5.4.2. Cálculo de la producción de un módulo bifacial

La metodología para modelar el módulo fotovoltaico bifacial fue un poco distinto al caso del módulo estándar. En este caso se aplicará el paradigma orientado a objetos que está compuesto por tres conceptos principales:

- 1) El diseño del sistema (definición del módulo e inversor), que al igual que para la tecnología estándar, se representará por objetos PVSystem. En este caso se selecciona el mismo inversor, pero se elige un modelo de panel fotovoltaico bifacial de la base de datos.
- 2) Definición de un lugar particular del planeta, por medio de la definición del objeto Location, que incluye la latitud, longitud, zona horaria y altitud asociada a la localización.
- 3) La cadena de modelado o “ModelChain” que permite calcular la potencia de salida para un sistema y ubicación determinados. En este caso se usa la clase “ModelChain” que proporciona una interfaz de alto nivel para el modelado fotovoltaico estandarizado

Un ModelChain se compone de un objeto PVSystem y un objeto Location. El objeto PVSystem representa una colección ensamblada de módulos e inversores, que ya fueron definidos al

principio del código según los datos obtenidos de la librería de SAM, mientras que el objeto Location ya se explicó que representa una ubicación en concreto. Por último, el objetivo final es tener definido el objeto ModelChain que permite calcular la potencia de salida de un sistema seleccionado en esa ubicación.

Desafortunadamente ModelChain aún no es compatible con la simulación bifacial directamente, por lo que se tiene que simular la irradiancia bifacial por otro lado. Una vez conocida la irradiancia total incidente sobre un módulo, se puede adaptar para un ModelChain y obtener la producción del sistema fotovoltaico.

5.4.2.1. Definición de los elementos del sistema fotovoltaico

Una vez conocidas las ubicaciones, al igual que para los módulos estándar, se deberá definir el modelo de módulo fotovoltaico e inversor que se quiera usar. En este caso, también se llamará a la función “pvsystem.retrieve_sam” para que devuelva la base de datos del inversor CEC (California Energy Commission) y la base de datos del módulo Sandia para el módulo fotovoltaico.

5.4.2.2. Obtención de parámetros ambientales

Una vez conocidas las coordenadas de las ubicaciones, el primer paso será la obtención de los parámetros ambientales. Se obtienen de un TMY por medio de las coordenadas (latitud y longitud) así como la altitud de la ubicación. Realmente en el modelo lo que se plantea es la creación de una clase u objeto ubicación o “Location”. Para ello se usará la clase de pvlib “location.Location”.

Los objetos “Location” se emplean como contenedores de una serie de variables asociadas con una determinada ubicación, al cual se le puede añadir un nombre. A continuación, se describen los cinco parámetros que definen un objeto de ubicación:

- **Latitud.** Se considera que positivo es al norte del ecuador
- **Longitud.** Positivo es al este del primer meridiano
- **Zona horaria.** Tienen dos atributos de zona horaria, pero para el caso se ha seleccionado tz que es una cadena representada por IANA Time Zone Database. Esta es una compilación de información sobre los horarios en el mundo realizada en forma cooperativa. La base de datos intenta registrar todos los cambios en zonas horarias, sus

ajustes verano/invierno e inclusive las correcciones de segundos astronómicas desde 1970

- **Altitud.** Sería la altitud desde el nivel del mar en metros
- **Nombre.** Establece un nombre para el objeto Location, lo cual es necesario para diferenciar las distintas ubicaciones.

5.4.2.3. Definición de la orientación del módulo

Con el objeto Location creado se usará la función “Location.get_solarposition” lo que permitirá conocer la posición solar. La ventaja es que no hay que definir de nuevo las variables que definen la ubicación del panel fotovoltaico, sino que simplemente se debe definir el intervalo de tiempo para el que se quiere conocer dicha posición del Sol. Se define una variable “DatetimeIndex” con la función “date_range” dentro de la librería de pandas para que, de los valores a lo largo de un año completo, con una frecuencia horaria (cada hora genera un valor de posición solar).

Introduciendo el rango de fechas, la función permite calcular una serie de parámetros que definen la posición solar, generando como outputs.

- Ángulo cenital (θ_z)
- Ángulo azimutal solar (γ_s)

También se deberán definir cómo será el sistema de seguimiento de los módulos fotovoltaicos. Para este caso se definirá primero el ángulo de inclinación y el ángulo acimutal del panel. Posteriormente se incluyen estos dos ángulos para definir un sistema fotovoltaico con estructura fija, es decir, sin seguidor solar, mediante la función “pvsystem.FixedMount”.

Dicha orientación del módulo se debe calcular necesariamente con el ángulo cenital y el ángulo azimutal solar calculados previamente. Dentro de la función empleada para calcular la posición solar, se encuentra la función “pvsystem.FixedMount.get_orientation” que calcula y guarda en un diccionario:

- Ángulo de inclinación de la superficie (β)
- Azimut de la superficie (γ).

Una vez se conozcan estos dos ángulos junto con los dos ángulos que definían la posición solar, quedará perfectamente definido el ángulo de incidencia en grados, por medio de la ecuación 9 se podría calcular.

5.4.2.4. Irradiancia solar sobre el módulo fotovoltaico

Una vez definido el sistema fotovoltaico, así como la posición solar y la orientación del módulo, se dispondrá a calcular la irradiancia sobre el panel. En concreto, se calculará la irradiancia frontal y trasera en la superficie del panel para la configuración de matriz fotovoltaica. Para ello se empleará la función “pvfactors_timeseries” para calcular la irradiancia en el plano de la superficie (módulo fotovoltaico) con inclinación fija, y utilizando el paquete “pvfactors” de código abierto.

La biblioteca de Python de código abierto **pvfactors** facilita el cálculo de la irradiancia incidente en varias superficies de un conjunto fotovoltaico, incluidas las superficies fotovoltaicas de la parte trasera. Este se transfirió originalmente del paquete vf_model desarrollado por SunPower [32]. A pesar de ser una función descrita para módulos bifaciales, se puede emplear también para módulos estándar si se considera únicamente la irradiancia frontal calculada.

Se trata de una función que requiere de varios parámetros de entrada o inputs para poder calcular la irradiancia incidente:

- **Posición solar.** Se debe definir cuál será el ángulo cenital (θ_z) y el ángulo acimutal solar (γ_s) que ya fueron previamente calculados.
- **Orientación del módulo.** Se calculó también previamente y viene definida por el ángulo de inclinación de la superficie (β) y el azimut de la superficie (γ).
- **Un timestamp o marca de tiempo.** Se trata de una lista que contiene los distintos instantes de tiempo para los que se tienen los datos y que serán los mismos instantes para los que se obtendrá la irradiancia solar. En este caso se definen intervalos de 1 hora a lo largo de un año completo.
- **Irradiancia solar directa normal ($G_{b,N}$) y la irradiancia solar difusa horizontal ($G_{d,h}$).** Ambos valores de irradiancia se calcularán a partir del objeto Location creado previamente. La función “Location.get_clearsky” permite calcular las estimaciones de cielo despejado de GHI, el DNI y el DHI para una ubicación en concreto. Como input solo será necesario incluir cual será el timestamp y la función devuelve los valores de las tres irradiancias mencionadas.

El modelo de cielo despejado será el empleado por defecto ‘ineichen’. El modelo de Ineichen se basa en un conjunto de datos cuadrículados que varían según el mes y la

ubicación, pero el modelo no necesita otros datos específicos del sitio y, por tanto, es bastante fácil de implementar en cualquier lugar. Debido a esta facilidad de aplicación y alto grado de rendimiento se recomienda su uso.

Se ha escogido este modelo también apoyado en los resultados obtenidos de un estudio donde se medía el error cuadrático medio (RMSE) de distintos modelos de cielo abierto. El RMSE es la desviación estándar de los valores residuales que son una medida de la distancia de los puntos de datos de la línea de regresión. Si tiene un valor menor, significa que los valores pronosticados están cerca de los valores observados, indicando una mejor precisión del modelo. En el estudio se muestra un diagrama de caja y bigotes o boxplot que resume el rango de RMSE observados para cada modelo, obteniendo los mejores resultados para el modelo de Inechin [33]

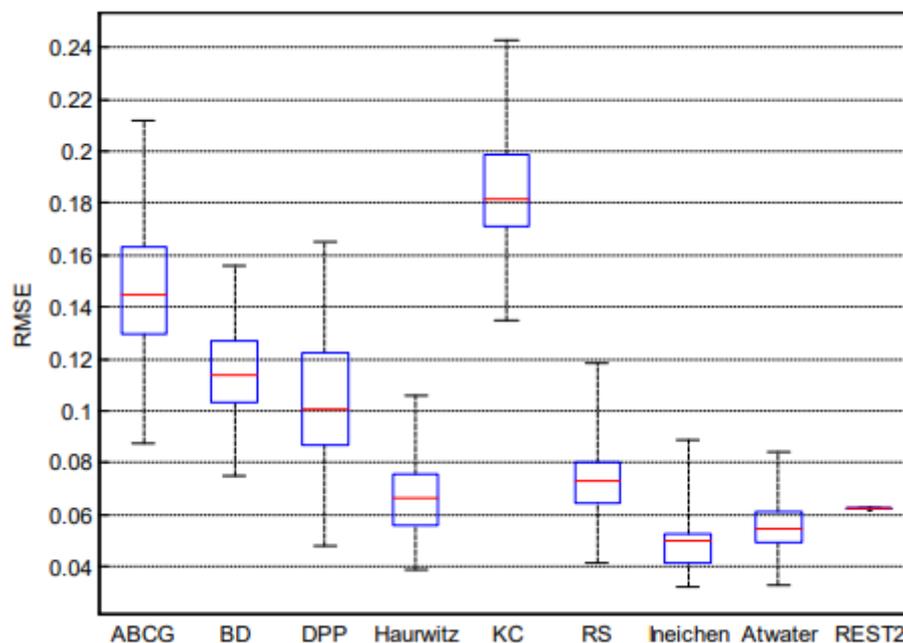


Figura 55. RMSE para modelos de cielo despejado [33].

- **Ground Coverage Ratio (gcr).** Indica el cociente entre el área del módulo fotovoltaico y el área de terreno. En el caso de los paneles bifaciales un mayor GCR conducirá a una menor producción específica anual, debido al sombreado generado en la estructura fija. Tomando como referencia el valor de gcr usado en algunos modelos de ejemplo mostrados en la web de PVLIB, se decide que su valor será igual a 0,1.
- **Altura y anchura de las filas de módulos fotovoltaicos.** Para el estudio inicial de un único módulo fotovoltaico no será necesario, aunque sí se debe definir para la

simulación de la planta fotovoltaica. La altura de las filas de pv (`pvrow_height`) se mide desde el centro y se ha tomado como valor de referencia 2,5 metros. Mientras que la anchura de las filas de pv (`pvrow_width`) se considera en un plano 2D y tendrá un valor de 1,5 metros. Ambos se han seleccionado en base a las referencias tomadas de otros ejemplos.

- **Albedo.** Se ha tomado un valor estándar del albedo para el suelo de 0,3
- **Número de filas de módulos** en el sistema fotovoltaico.
- Índice de la fila fotovoltaica cuya irradiancia incidente se devolverá. Dicho índice va de 0 a 1, y para este caso de estudio se ha considerado un valor de 0, pues no se conoce la irradiancia que se devolverá.

Con todos estos parámetros se obtendrán los valores de irradiancia incidente en la cara frontal y trasera de los módulos fotovoltaicos. Ambos valores se deben sumar, aunque la irradiancia en la cara trasera estará afectada por un factor de bifacialidad de 0,8 y así se obtendrá la irradiancia total efectiva sobre el módulo.

5.4.2.5. Producción fotovoltaica de un módulo bifacial

Se plantea el modelado de los módulos fotovoltaicos usando la clase “`pvlib.modelchain.ModelChain`” que proporciona un interfaz de alto nivel para el modelado fotovoltaico estandarizado. Esta clase tiene como objetivo automatizar gran parte del proceso de modelado mientras proporciona control de usuario y sigue siendo extensible.

Un `ModelChain` se compone de un objeto `PVSystem` y un objeto `Location`. El objeto `PVSystem` representa una colección ensamblada de módulos e inversores, que ya fueron definidos al principio del código según los datos obtenidos de la librería de SAM, mientras que el objeto `Location` ya se explicó que representa una ubicación en concreto. Por último, el objetivo final es tener definido el objeto `ModelChain` que permite calcular la potencia de salida de un sistema seleccionado en esa ubicación.

5.4.2.5.1. Definición del PVSystem

Una de las ventajas de la clase `PVSystem` es que permite separar los datos que representan un sistema fotovoltaico (intrínsecos), como los parámetros del módulo o el ángulo de inclinación, de los datos que influyen en el sistema fotovoltaico (extrínsecos), como el clima. Los datos intrínsecos se almacenan en atributos de objetos. Por ejemplo, los parámetros que describen los

módulos y el inversor de un sistema fotovoltaico se almacenan en `PVSystem.module_parameters` y `PVSystem.inverter_parameters`.

Para definir el objeto `PVSystem`, primero se debe definir una matriz o `Array`, que representa el conjunto de módulos en la misma orientación. Específicamente el `Array` se define por su montaje, los parámetros del módulo, el número de módulos conectados por cadena y el número de cadenas conectadas en paralelo.

- **Montaje.** Se definió previamente un conjunto de módulos fotovoltaicos con inclinación fija sin sistema de seguimiento solar.
- **Módulo fotovoltaico.** Se especifica el nombre del modelo del módulo que se ha obtenido de la base de datos de SAM con las propiedades extraídas.
- **Temperature_model_parameters.** Indica los parámetros para el modelo de temperatura del módulo. Se tomará el modelo térmico del Modelo de Rendimiento de Matriz de Sandia (**SAPM**) para estimar la temperatura de la célula, a partir de las condiciones ambientales. El modelo térmico de SAPM solo toma la irradiación directa en un panel (POA), la temperatura ambiente y la velocidad del viento como entradas meteorológicas, pero también requiere un conjunto de parámetros que caracterizan las propiedades térmicas del módulo [34].
 - Los valores de los parámetros que cubren los diseños de sistemas comunes se proporcionan con `pvlib.temperature.TEMPERATURE_MODEL_PARAMETERS`. En concreto se elige el parámetro **open_rack_glass_glass**, ya que tiene una estructura abierta con las láminas de ambas caras de vidrio y no tendrán láminas de polímero.
- **Número de módulos por cadena**
- **Número de cadenas conectadas en paralelo**

El objeto `PVSystem` define un conjunto estándar de atributos del sistema fotovoltaico y de las funciones de modelado. Los atributos del `PVSystem` son aspectos que no cambian en el sistema, como el tipo de módulo y el tipo de inversor. Aunque los métodos de instancia aceptan argumentos para valores que sí pueden cambiar como la irradiancia y la temperatura.

Se define el PVSystem con un módulo y un inversor de la base de datos CEC. Los inputs serán el pvsystem.Array definido previamente, junto con el modelo de inversor de la base de datos, mediante la función “pvlib.pvsystem.PVSystem”

5.4.2.5.2. Modelado con la clase ModelChain

a) Creación del objeto ModelChain.

Se utilizará la clase experimental “pvlib.modelchain.ModelChain” que representará todos los pasos de modelado necesarios para calcular la potencia o la energía generada de un sistema fotovoltaico en una ubicación determinada utilizando SAPM.

Como se explicó anteriormente los inputs para definir el ModelChain serán necesarios tener definidos el objeto PVSystem que representa el conjunto conectado de módulos con inversores y el object Location que representa la ubicación donde se evalúa el modelo.

Adicionalmente el objeto ModelChain requiere que el parámetro de modelo de ángulo de incidencia **aoi_model** tenga un valor. La clase pvfactors empleada anteriormente para calcular la irradiancia, ya aplica modelos de reflexión superficial en el cálculo de la irradiancia. Por tanto, se asigna que el modelo no tendrá pérdidas (aoi_model = ‘no_loss’) para evitar la doble contabilización de reflexiones.

b) Ejecutar el método “ModelChain.run_model” con los datos ambientales preparados.

La clase ModelChain dispone de muchas opciones de código para simplificar su uso, pero la mayoría de usuarios, como en este caso, solo interactuarán con el método run_model(). Dicho método, llama a su vez a otros métodos que permiten completar el modelado del sistema fotovoltaico. De los distintos métodos que puede llamar, en este caso de estudio se llamará a la irradiancia efectiva, que ya se tiene calculada.

De este modo, se ejecuta el modelo con la irradiancia efectiva en el plano de la matriz “ModelChain.run_model_from_effective_irradiance”. La irradiancia efectiva será aquella en el plano de la matriz después de cualquier ajuste de suciedad, reflejos y espectro. En esta función el único dato de entrada será la irradiancia efectiva ya calculada previamente con pvfactors.

Otras opciones posibles para ejecutar el modelo, pero que no han sido usadas en este caso serían conociendo la temperatura de la célula o la irradiancia que incide en el plano de la matriz (POA).

c) Examinar los resultados del modelo almacenados en los atributos del ModelChain.

Se asignarán los atributos a los resultados, de modo que una vez ejecutado el ModelChain podemos extraer la información que resulte necesaria. Por ejemplo, en el código se usan los datos de potencia AC calculados para el modelo con la función “run_model_from_effective_irradiance.results.ac”.

Se podrían estudiar otros valores como la potencia DC generada por los módulos, la irradiancia efectiva anual o la temperatura de la célula.

5.4.3. Comparativa del rendimiento de paneles bifaciales frente a paneles estándar

El procedimiento para la obtención de resultados será el ya explicado a lo largo de este capítulo, en el que se explicaba el cálculo con el lenguaje de programación Python de la producción fotovoltaica para un módulo fotovoltaico. En cuanto al procedimiento, se seguirán los mismos pasos para ambas tecnologías, aunque la metodología de cálculo será distinta para cada uno de ellos.



Figura 56. Procedimiento seguido en el capítulo del análisis del rendimiento de la tecnología fotovoltaica. Fuente propia

La diferencia entre ambas tecnologías viene en la metodología empleada para el cálculo de la irradiancia solar global y el cálculo de la producción fotovoltaica. La otra diferencia será que el modelo de módulo fotovoltaico no será el mismo, pero sí lo será la potencia pico de ambos.

Para la comparativa del rendimiento entre ambas tecnologías se han tomado distintos emplazamientos, añadiendo el interés al estudio de poder determinar la influencia de la localización geográfica en la producción fotovoltaica. El siguiente paso será decidir los modelos de módulo fotovoltaico e inversor que se van a emplear en el estudio. Para el caso del inversor se tomará el mismo modelo para ambos estudios.

Con las coordenadas de las ubicaciones y seleccionado el equipo a utilizar, se plantea el cálculo de la irradiancia solar incidente sobre el módulo. Los datos meteorológicos se descargarán del TMY y se emplearán las funciones de la librería PVLIB para calcular la irradiancia y, en última instancia, la producción fotovoltaica de cada módulo.

Conociendo la irradiancia que incide en los módulos y la potencia producida se calcula el rendimiento para cada panel. De modo que posteriormente se puede plantear la comparativa.

fotovoltaico y la irradiancia solar sobre él se calcula la producción fotovoltaica de un módulo estándar.

5.5. Estudio de un parque fotovoltaico con tecnología bifacial en Canarias

En primer lugar, se deberá elegir y justificar el emplazamiento del parque fotovoltaico que se quiere simular. Para posteriormente realizar una propuesta de la configuración de la planta, en varios pasos:

- Propuesta de los modelos empleados de módulo fotovoltaico, estructura de soporte e inversores fotovoltaicos.
- Especificar la conexión en serie y en paralelo en las asociaciones de módulos fotovoltaicos.
- Determinar la conexión de dichas asociaciones de paneles con los inversores fotovoltaicos.

El procedimiento para la simulación del modelo será el mismo que en el apartado 5.4. del documento, en el que se calculaba la producción fotovoltaica para la placa bifacial. Sin embargo, en este caso habrá modificaciones en el uso de la clase Array que permite definir toda una matriz de módulos fotovoltaicos. Una instancia de la clase Array representa un conjunto de módulos con la misma orientación y el mismo número y tipo de módulos.

Incluye los atributos que se han definido para una placa fotovoltaico, y permite añadir los atributos que definan una matriz compuesta todo por el mismo modelo de placa ya definido por PVSystem. De este modo, si se define un Array no se debe pasar ningún atributo de matriz a los atributos de PVSystem, ya que estos son ignorados si hay conflicto.

De este modo, como se quiere definir un parque fotovoltaico compuesto por varios módulos fotovoltaicos se deberá especificar: el número de módulos conectados por string y el número de filas o strings conectados en paralelo, todo ello referenciado para un inversor. Se tratará de que todos los inversores tengan el mismo número de strings y de módulos fotovoltaicos conectados.

El resto del procedimiento de cálculo será igual, es decir, definir un objeto Location y un objeto PVSystem (que incluye la matriz o Array) para construir el ModelChain. Posteriormente se ejecuta el modelo según los valores de irradiación efectiva para la ubicación seleccionada, para obtener los resultados de producción de potencia DC y AC.

Por último, se pueden comparar una serie de resultados guardados en el propio modelo ejecutado con los datos disponibles sobre una planta real que emplea tecnología estándar. De este modo, se puede cuantificar el aumento de producción fotovoltaica y rendimiento si se cambia la tecnología estándar de la planta real por tecnología bifacial.

5.6. Análisis tecnoeconómico

Una vez obtenidos los resultados de producción fotovoltaica y rendimiento de la simulación del parque bifacial se plantea un análisis tecnoeconómico. El primer paso consiste en identificar las distintas variables financieras necesarias para definir el proyecto, en concreto son:

- Capital invertido o coste inicial
- Financiación del proyecto
- Gastos de explotación y mantenimiento
- Ingresos de explotación
- Flujos netos de caja

Por tanto, para el cálculo del coste inicial se establecerá un valor económico para los distintos activos materiales de la planta, según los modelos elegidos. Se deben considerar otros aspectos como los informes y licencias necesarios, la constitución de la empresa o el importe de la construcción. También se identifican los gastos de explotación como alquiler de terreno, personal técnico o la vigilancia y seguridad de la planta.

Tras esto se determinan los ingresos de explotación de la planta para dos escenarios posibles. El primer caso de estudio será tomar el precio medio del mercado diario en España para el año

2021, que es un dato que proporciona OMIE. El segundo caso de estudio consiste en tomar el precio de la electricidad mensual para el último año y multiplicarlo por la producción fotovoltaica mensual.

Con todos estos datos se plantea el flujo neto de caja para la planta en un período de 25 años para ambas plantas, la bifacial simulada y la monofacial real. Con los resultados del flujo neto de caja se calculan tres variables que permiten estudiar la rentabilidad del proyecto:

- Pay-Back descontado
- Valor Actual Neto (VAN)
- La Tasa Interna de retorno (TIR)

Por último, se analizan los resultados obtenidos para cada planta, de modo que se pueda determinar si resulta rentable o no instalar un parque fotovoltaico bifacial en detrimento de uno con tecnología estándar.

Capítulo 6

Análisis del rendimiento de parques fotovoltaicos con tecnología bifacial

En este capítulo se planteará la comparativa de rendimiento entre la tecnología estándar y bifacial. Para ello se ha desarrollado un código en el lenguaje de programación Python, donde con el uso de la librería PVLIB, se ha podido simular la producción fotovoltaica de una placa estándar y una bifacial. Además, para la comparativas de rendimiento se han tomado datos genéricos de diferentes emplazamientos, de modo que se observe también cual sería la mejor ubicación para su instalación.

6.1. Emplazamientos elegidos para el estudio

Resulta interesante para el estudio tomar los datos genéricos de diferentes emplazamientos para la comparativa de rendimiento entre ambas tecnologías fotovoltaicas. De este modo, se puede estudiar que localización geográfica tiene mayor aceptación para la tecnología bifacial frente a la monofacial en términos de producción fotovoltaica.

Las ubicaciones seleccionadas son para distintas localizaciones en el archipiélago canario y en la península ibérica. En la tabla 9 se muestra las ubicaciones seleccionadas con sus respectivas latitudes y longitudes de la localización.

Tabla 9. Ubicaciones, con su longitud y latitud, seleccionadas para el estudio de la tecnología fotovoltaica. Fuente propia

UBICACIÓN	LATITUD	LONGITUD
Tajao (Tenerife)	28.114°	-16.475°
Las Maretas (Tenerife)	28.098°	-16.486°
Telde (Gran Canaria)	27.979°	-15.387°
Puerto del Rosario (Fuerteventura)	28.499°	-13.855°
Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	37.386°	-6.202°
Samper de Calanda (Teruel)	38.982°	-1.857°

Se han tomado para el caso de estudio dos ubicaciones en la isla de Tenerife como son los pueblos de Tajao y Las Maretas donde hay presencia de placas fotovoltaicas. Siguiendo el mismo criterio, se han seleccionado otras ubicaciones de las Islas Canarias, donde actualmente se encuentren plantas fotovoltaicas. En el municipio de Telde, concretamente se ha escogido como ubicación el polígono industrial de las Salinetas. Otra de las ubicaciones seleccionadas es Puerto del Rosario que es la capital de la isla de Fuerteventura.

Para realizar una comparativa, se escogen dos ubicaciones en la península ibérica. La primera de ellas será la localidad sevillana de Sanlúcar la Mayor donde actualmente se encuentra la planta fotovoltaica Sol de Casquemada. Por otro lado, se ha seleccionado el municipio de Samper de Calanda, en Teruel, donde se ubican 3 plantas del complejo fotovoltaico de Aragón 3.

6.2. Cálculo de la producción fotovoltaica para una placa estándar

6.2.1. Selección del módulo fotovoltaico y el inversor

Una vez conocidas las ubicaciones, se deberá elegir los modelos de panel fotovoltaico e inversor que se van a emplear para el análisis de la producción fotovoltaica. Para ambos casos, se ha acudido a una base de datos que dispone la propia librería de PVLIB y se han descargado los datos de uno de los modelos que mostraba.

En este caso se ha especificado al llamar a la función “pvsystem.retrieve_sam”, que devuelva la base de datos del inversor CEC (California Energy Commission) y la misma base de datos para el módulo fotovoltaico. La ventaja de descargar el modelo de la base de datos es que ya tiene incluidos todos los parámetros técnicos y no es necesario consultar su ficha técnica.

Para este caso se ha tratado de buscar un modelo lo más actualizado posible para el módulo fotovoltaico. Por este motivo se ha seleccionado el módulo solar Canadian Solar CS6X-300M cuyos parámetros se obtienen de CFV Solar Test Laboratory y fueron testeados en el año 2020.

En la figura 57 se muestra visualmente como será el modelo empleado:



Figura 57. Esquema con las dimensiones del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6X-300M [35]

El mismo procedimiento se debe seguir para elegir el modelo de inversor fotovoltaico. Se utiliza el mismo comando que en el caso de los módulos fotovoltaicos para acceder a los modelos disponibles en la librería de SAM. En este caso, se trabaja con microinversores que son más

pequeños que los grandes inversores centrales dedicados a gestionar la energía de todo un sistema. Se ha escogido el modelo de microinversor ABB_MICRO-0.3HV-I-OUTD_US_208/240 que permite el control de la potencia generada por cada panel de manera flexible y modulable.

El diagrama de bloque del inversor consiste en la serie de elementos mostrados en la figura 58.

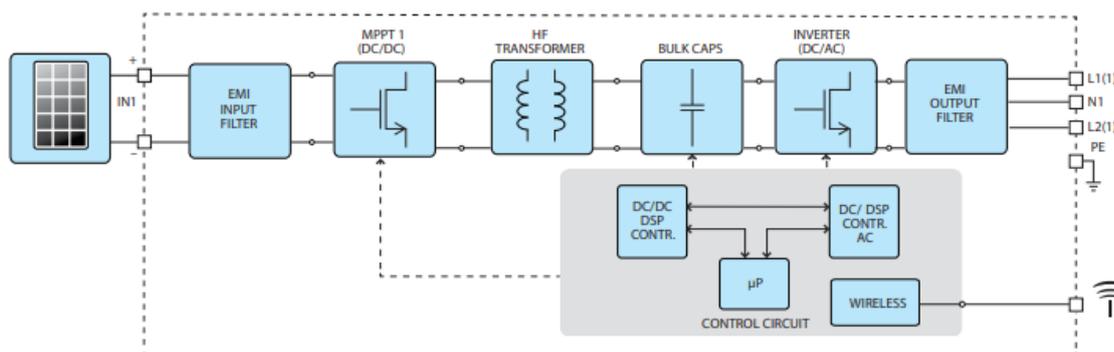


Figura 58. Diagrama de bloque del inversor ABB_MICRO-0.3HV-I-OUTD_US_208 [36].

Se trata de un modelo de inversor que disminuye el efecto del sombreado y de las pérdidas por dispersión por el control de salida de los paneles individualmente. El cableado de CA es compatible con 60, 72 o 96 módulos de celda tanto en conexión vertical como paisajística.

Tabla 10. Datos característicos del inversor solar ABB_MICRO-0.3/OUTD_US_208 [36].

DATOS CARACTERÍSTICOS DEL MÓDULO SOLAR	
Potencia CC máxima de entrada al inversor	310 W
Tensión CC máxima de entrada al inversor	79 V
Tensión de arranque del inversor	25 V
Rango de tensión de operación del inversor	30 – 75 V
Intensidad de cortocircuito máxima del inversor	12,5 A
Intensidad asignada de entrada del inversor	10,5 A

Se debe tener en cuenta que la potencia pico (máxima potencia) que puede generar el panel es de 300W, mientras que la potencia de corriente continua (CC) máxima a la entrada será de 310W, por lo que se podrá transferir en todo momento toda la potencia generada. Sin embargo, la potencia nominal o potencia de salida de dicho inversor es de máximo 300W, valor que no se alcanzará porque el inversor nunca tendrá a su entrada 310W procedentes del módulo.

6.2.2. Cálculo de la irradiancia solar global sobre el módulo

Tanto para un módulo estándar monofacial como para un módulo bifacial, el principal desafío al modelar el sistema fotovoltaico será determinar la irradiancia incidente en su superficie. Como ya se explicó anteriormente, la diferencia radica en que, para los módulos bifaciales, además de la irradiancia en la superficie frontal, debe estimar la irradiancia que llega a la superficie posterior del módulo, la cual se orienta en dirección opuesta a la fuente de luz principal.

Por tanto, para ambos el primer paso para conocer la producción fotovoltaica consiste en calcular la irradiancia solar incidente y la irradiación sobre un plano estático en una localización determinada. Para ello se dispone de la serie temporal de datos de irradiancia solar directa normal y difusa horizontal del TMY y será necesario determinar la posición solar para cada instante.

Este procedimiento ya se explicó en el capítulo 3 del presente documento, por tanto, simplemente se va a mostrar el resultado u output de la función será el valor de irradiancia efectiva considerando los reflejos y el contenido espectral. A modo de ejemplo se ha seleccionado la irradiancia solar global para el día 1 de enero, y de este modo, comprender la diferencia de irradiación que puede recibir un módulo según la ubicación en la que se encuentre, como se muestra en la figura 59.

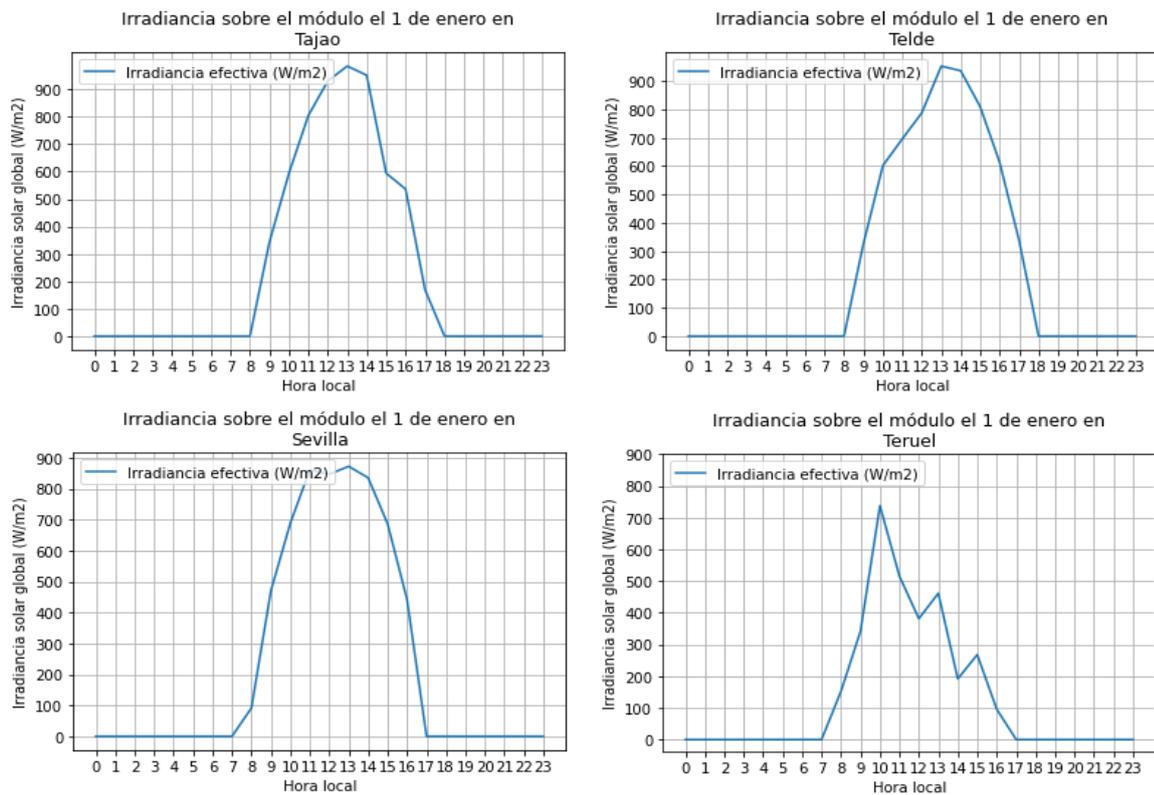


Figura 59. Irradiancia solar global calculada que incidirá sobre el módulo solar el día 1 de enero para distintas ubicaciones. Fuente propia.

Para analizar las variaciones de irradiancia, se debe tener en cuenta los parámetros de entrada o inputs del modelo, pues de ellos dependerán dichas variaciones:

- Irradiancia directa solar que incide sobre el módulo (G_b) [W/m^2]
- Irradiancia solar difusa que incide sobre el módulo (G_d) [W/m^2]
- Masa de aire absoluta (AM_a) [sin unidad]
- Ángulo de incidencia (θ) [$^\circ$]
- Datos característicos del módulo fotovoltaico

En primer lugar, se debe aclarar que se ha elegido el 1 de enero, que corresponde a los meses de invierno, pues en los meses de verano los valores de irradiancia son altos para prácticamente todo el territorio español, por lo que sería menos concluyente la comparativa. Por otro lado, se debe tener en cuenta que los datos del módulo fotovoltaico son los mismos para todas las ubicaciones.

Como se observa la irradiancia solar que llega al módulo será mayor en las horas próximas al mediodía solar e inferior al amanecer y anochecer, independientemente de la ubicación. Si bien es cierto, que en función de donde se encuentre el módulo, los niveles de irradiancia aumentarán

o disminuirán. Por ejemplo, de las cuatro ubicaciones, los menores niveles de irradiancia se identifican en la ciudad de Teruel debido a su localización geográfica. A diferencia del resto de curvas, en el caso de Teruel no se alcanza la irradiancia máxima en el mediodía solar. Se observa que el valor de irradiancia en Teruel fluctúa mucho, en función de la hora del día, pero siempre hablando de valores considerablemente menores que el resto de los lugares estudiados.

Se observa para este caso que conforme la ubicación se acerca al Ecuador, la irradiancia será mayor, siendo en Sevilla (alcanza los 900 W/m^2) mayor que en Teruel, pero a su vez en Sevilla será menor que en los municipios canarios de Tajao y Telde, que alcanzan hasta cerca de 950 W/m^2 . Esta afirmación no se basa solo en el valor de la irradiancia solar máxima alcanzada, sino que se ve en la evolución de la curva con el paso de las horas. Si se compara la irradiancia en Sevilla antes del mediodía es ligeramente mayor que en Canarias, pero una vez pasado el mediodía la radiación será mayor en las islas.

Se confirma de esta forma que cuanto más cerca se esté del Ecuador de la Tierra, menor será el ángulo de incidencia de la radiación solar (incide mayor irradiancia solar), pero además durará más horas con un ángulo de incidencia bajo.

Comprobación de los valores de irradiancia obtenidos

En este modelo del módulo fotovoltaico será muy importante que los valores de irradiancia solar estén bien calculados, ya que de este valor dependerá en gran medida la producción fotovoltaica. Se realizará una comprobación de resultados para Teruel para un día en específico.

Para obtener datos reales de irradiación, se acudió a la página oficial de tiempo “Tutiempo.net” que nos daba los valores de irradiancia solar para el día de 16 de Julio de 2022 [37]. Se comparan dichos valores con los obtenidos de la base de datos de TMY, que siempre toma el mes más caluroso comparando entre 2005 y 2020. Esto quiere decir, que, para el mes de julio, se calcula cual tuvo una mayor irradiación, y se elegirá justo ese año, por ejemplo 2017. Sin embargo, para el mes de junio, el año con mayor irradiación puede ser 2015.

Tabla 11. Comparativa de irradiancia en Teruel según datos reales y la simulación. Fuente propia.

Hora	Irradiancia real [W/m ²]	Irradiancia TMY [W/m ²]	Porcentaje error [%]
08:00:00 h	171	119	30,1
09:00:00 h	353	307	13,2
10:00:00 h	526	496	5,7
11:00:00 h	677	664	1,9
12:00:00 h	795	796	0,1
13:00:00 h	873	883	1,1
14:00:00 h	906	917	1,2
15:00:00 h	890	897	0,8
16:00:00 h	824	823	0,1
17:00:00 h	721	702	2,6
18:00:00 h	558	541	3,1
19:00:00 h	352	355	0,8
20:00:00 h	232	197	13,8
Total:	7878	7697	2,3

Se observa en la tabla 11 que la irradiancia solar global obtenido con el TMY es muy similar a los datos reales. La desviación media de los datos es del 2,3% por lo que se confirma que los valores del TMY son aceptables para el cálculo de la producción fotovoltaica.

6.2.3. Producción fotovoltaica usando tecnología estándar

El primer modelo simulado fue el módulo fotovoltaico monofacial Silevo Triex-U300. Conocida la irradiancia global que incide sobre el módulo fotovoltaico se tiene uno de los inputs necesarios para calcular la producción fotovoltaica. El modelo de estimación de la producción de potencia de sistemas solares fotovoltaicos incorpora las predicciones climáticas, pero también requiere el cálculo de la temperatura a la que se encontrará la célula y una serie de características del módulo fotovoltaico. La temperatura de la célula se puede calcular conociendo la temperatura del ambiente (T_{cell}), la velocidad del viento y la irradiancia global incidente (G).

Retomando el concepto de producción fotovoltaica, que será el objetivo final del modelo, se debe considerar que el paso previo será la obtención de dos parámetros de CC fundamentales para calcular la potencia en CA que generará el sistema panel solar-inversor:

- Tensión en el punto de máxima potencia o tensión de entrada al inversor, V_{mp} [V]
- Potencia en el punto de máxima potencia o potencia de entrada al inversor, P_{mp} [W]

Ambos parámetros se han calculado de manera horaria, por lo que se obtendrá la potencia de salida de CA del inversor, siempre limitada por su potencia nominal de 300W. A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos de irradiancia solar y producción fotovoltaica para cada uno de los emplazamientos, de modo que se pueda calcular también su rendimiento. Se debe tener en cuenta que el área del módulo es de 1,87 m² (obtenido de la ficha técnica). Se mostrarán los resultados con figura 60 y la tabla 12:

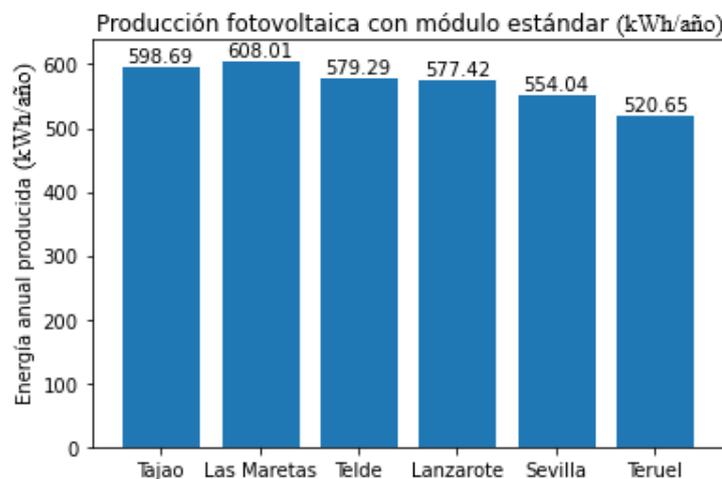


Figura 60. Producción fotovoltaica con la tecnología estándar para distintas localizaciones. Fuente propia.

Tabla 12. Irradiancia solar, producción fotovoltaica y rendimiento del conjunto panel solar-inversor con la tecnología estándar para distintas localizaciones. Fuente propia.

Localización	Irradiancia solar anual (kW/m ² /año)	Producción fotovoltaica anual (kWh/año)	Rendimiento del módulo (%)
Tajao	2229,69	595,79	14,29%
Las Maretas	2230,00	595,90	14,29%
Telde	2214,06	591,94	14,30%
Puerto del Rosario	2191,21	586,56	14,31%
Sanlúcar la Mayor	2062,13	555,78	14,41%
Samper de Calanda	1844,59	500,70	14,52%

Lo primero que destaca es la diferencia de irradiancia solar y producción fotovoltaica si se compara entre Teruel y alguna de las ubicaciones de Canarias. Si es verdad que entre las distintas islas de Canarias se muestra una pequeña variación de producción, pero no es mucho menor que con la península Ibérica. Para el caso de Teruel, la producción fotovoltaica será de 479,75 kW/año con un solo panel solar, siendo más de 90 kW/año más que en Las Maretas. Esto en porcentaje indica que el módulo será capaz de producir hasta un 17% más de energía eléctrica si se instala en la isla de Tenerife, concretamente el municipio de Las Maretas.

Los resultados de los rendimientos obtenidos son lógicos y coherentes. De la ficha técnica del módulo fotovoltaico, se obtiene que la eficiencia del módulo es del 15,8% mientras que los rendimientos que hemos obtenido son menores. El motivo del descenso de cerca del 1% del rendimiento para casi todos los módulos será que hay un rango de radiación solar que por más que aumente, la producción fotovoltaica permanecerá igual. El módulo tiene una potencia pico que puede desarrollar que sucede para un valor de irradiancia concreto, si se supera ese valor, el panel seguirá produciendo la misma energía siendo la energía recibida mayor.

6.3. Producción fotovoltaica usando tecnología fotovoltaica bifacial

El procedimiento de cálculo de la producción fotovoltaica no es el mismo que para la tecnología estándar. Sin embargo, la metodología para obtener las características de un módulo fotovoltaico sí es el mismo. Para este caso se tomó el módulo fotovoltaico bifacial LR6-60BP 300W de la marca LONGISolar. El motivo de selección se debe a que la potencia nominal STC en la cara frontal de esta placa será de 300W, que será la misma potencia nominal STC para el módulo estándar Canadian_Solar_CS6X_300M. El modelo de microinversor empleado sí será el mismo que para la tecnología estándar.

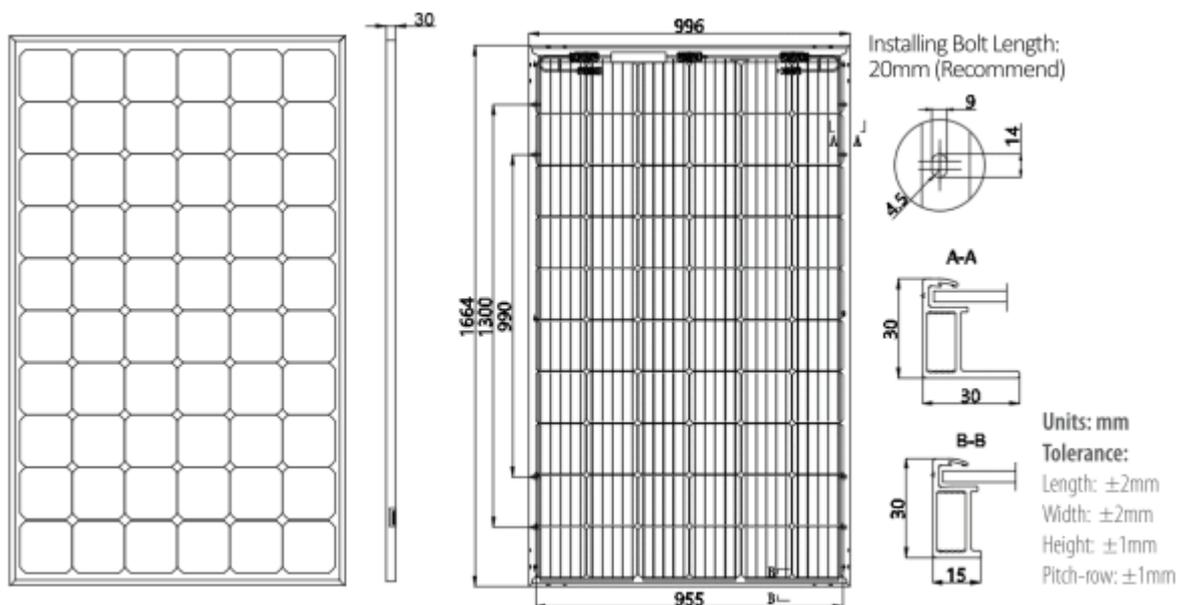


Figura 61. Módulo fotovoltaico LONGISolar LR6-60BP 300W [38]

Se definirá un sistema como un objeto ModelChain, aunque será importante tener en consideración que, en los cálculos de este capítulo, el sistema será únicamente un módulo fotovoltaico y un inversor (no habrá una matriz o Array de módulos). El objeto ModelChain estará compuesto por tres componentes:

- Un objeto Location que representa la ubicación seleccionada. Para ello se usa la función “location.Location” y se introduce los valores de latitud, longitud, zona horaria y altitud que ya conocíamos.

- Un objeto PVSystem que representa el módulo e inversor empleado. Se emplea la función “retrieve_sam()” para tomar de la base de datos de SAM el modelo de módulo e inversor.
- Valores específicos del modelo que se utilizarán para cada paso en el proceso de modelado PV.

Una vez definidos estos tres componentes se podrá ejecutar el objeto ModelChain. Además, para este caso se ejecutará el modelo según los valores de irradiancia efectiva en el plano del módulo fotovoltaico, que se ha obtenido con el paquete de código abierto pvfactors.

Por tanto, a pesar de que el modelo sea diferente, los parámetros a calcular son los mismos: irradiancia, temperatura de la célula y, en última instancia, la potencia AC producida por el módulo. Aunque como se explicó en el capítulo de revisión del estado del arte de la tecnología bifacial, en este caso se deben definir más parámetros como son el albedo o la relación de parte del suelo cubierta por los paneles (gcr)

La mayoría de las áreas de tierra están en un rango del albedo de 0,1 a 0,4. El albedo promedio de la Tierra es aproximadamente 0,3 y se tomará este valor para la simulación. En cuanto al gcr, se tomará un valor pequeño, en torno a 0,1. El factor de conversión de bifacialidad indica la eficiencia con la que la radiación reflejada es absorbida por el módulo fotovoltaico, siendo en este caso del 80%.

En cuanto a los resultados, se pretende corroborar que con un módulo bifacial la producción fotovoltaica será más prolongada a lo largo de un día, con respecto a un módulo estándar. El motivo es que en las primeras y en las últimas horas de Sol, gran parte de la radiación solar no incidirá en la cara frontal del módulo, pero sí que se suele reflejar en la cara trasera.

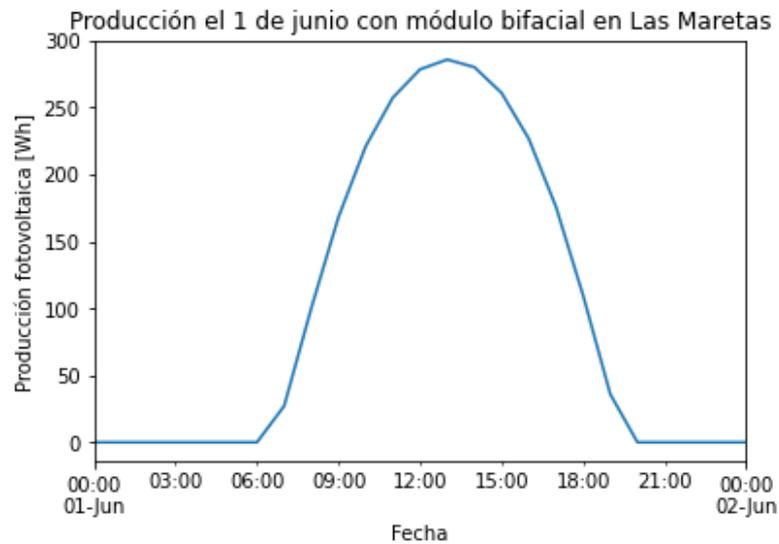


Figura 62. Potencia AC generada por el módulo bifacial LONGISolar LR6-60BP 300W el día 1 de junio en Las Maretas. Fuente propia

Se observa como el módulo bifacial comienza a producir energía fotovoltaica desde las 6:00h de la mañana hasta las 20:00h de la tarde. Siendo notoria la producción, no solo en el mediodía sino también por la mañana y por la tarde. Al haber evaluado la producción en un día de verano, se aprecia como en las horas donde la radiación solar es mayor, se llega a alcanzar la producción pico del panel y la potencia AC máxima que puede convertir el inversor.

También resulta interesante observar cómo varía la producción a lo largo del año, según el lugar en el que nos encontramos. Por eso la figura 63 muestra una comparativa de cómo es dicha producción en Las Maretas frente a Albacete.

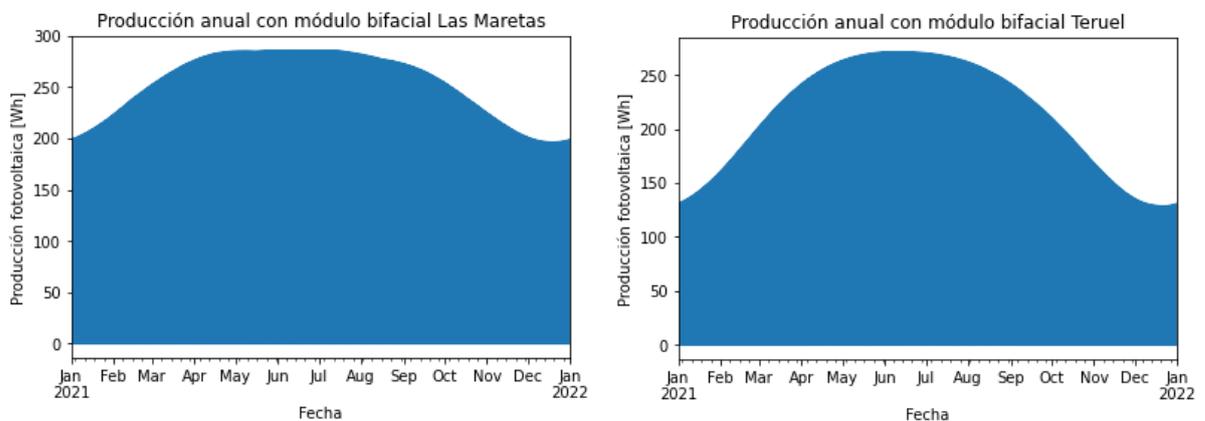


Figura 63. Comparativa de la producción anual con el módulo bifacial LONGISolar LR6-60BP 300W, tomando como ubicaciones Las Maretas y Albacete. Fuente propia

En la figura 63 se aprecia como, sobre todo en los meses de invierno, la producción en un lugar más cercano al Ecuador como es Las Maretas, ubicado en Tenerife, tiene una producción fotovoltaica mayor que en Albacete. En los meses de verano se alcanza prácticamente la misma producción en ambos lugares. Sin embargo, sí que se observa que en Las Maretas la producción fotovoltaica es más constante a lo largo de todo el año y que en los meses más calurosos, alcanza la potencia AC máxima que puede producir con el módulo y el inversor empleado.

6.4. Comparativa entre la producción con el módulo estándar vs módulo bifacial

En este apartado se plantea la comparación con los resultados obtenidos anteriormente. Se pretende comparar como será la producción fotovoltaica para unas situaciones ambientales determinadas, según si se estudia un módulo fotovoltaico estándar o un módulo bifacial.

La tabla 13 muestra como es la producción de potencia AC anual para el modelo de módulo fotovoltaico estándar y el modelo de módulo bifacial. El objetivo es comprobar si al aprovechar la radiación reflejada, el aumento de producción es considerable.

Tabla 133. Comparativa de la producción fotovoltaica con la tecnología estándar y con la tecnología bifacial para distintas localizaciones. Fuente propia.

Localización	Producción fotovoltaica con panel estándar (kWh/año)	Producción fotovoltaica con panel bifacial (kWh/año)	Aumento de la producción fotovoltaica (%)
Tajao	595,79	735,05	18,95%
Las Maretas	595,90	735,17	18,94%
Telde	591,94	730,29	18,94%
Puerto del Rosario	586,56	723,44	18,92%
Sanlúcar la Mayor	555,78	684,64	18,82%
Samper de Calanda	500,70	617,18	18,87%

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

De la propia ficha técnica del módulo bifacial se puede leer, que puede absorber radiación en la cara trasera, de modo que puede aumentar la potencia generada hasta un 20%. Tras la simulación se comprueba que se alcanza un aumento en la producción prácticamente del 19%, lo que representa un valor cercano y próximo a lo establecido por el fabricante. También será importante observar cómo afecta esto al rendimiento del módulo fotovoltaico, tal como se muestra en la tabla 14. El área de este panel será de 1,61 m².

Tabla 14. Irradiancia solar, producción fotovoltaica y rendimiento del conjunto panel solar-inversor con la tecnología estándar para distintas localizaciones. Fuente propia.

Localización	Irradiancia solar anual (kW/m²/año)	Producción fotovoltaica anual (kWh/año)	Rendimiento del módulo-inversor(%)
Tajao	2229,69	735,05	20,48%
Las Maretas	2230,00	735,17	20,48%
Telde	2214,06	730,29	20,49%
Puerto del Rosario	2191,21	723,44	20,51%
Sanlúcar la Mayor	2062,13	684,64	20,62%
Samper de Calanda	1844,59	617,18	20,78%

Los rendimientos obtenidos considerando la potencia de salida del inversor se encuentran alrededor del 20,5% y teniendo en cuenta que en la ficha técnica indica que puede llegar hasta el 22%, se observa una diferencia significativa de valores. Al igual que para el módulo monofacial, el rendimiento del módulo fotovoltaico no será exactamente el mismo que la eficiencia del panel dada por el fabricante. Cuando se tiene una placa bifacial dicha diferencia será mayor, ya que, al aprovechar la radiación reflejada, habrá más instantes de tiempo en los que la placa esté produciendo su potencia pico, y que por mucho que aumente la irradiancia, la energía producida no podrá aumentar.

Capítulo 7

Caso de estudio: Parque fotovoltaico en Tenerife

Este capítulo engloba el análisis completo de un parque fotovoltaico ubicado en Tenerife, incluyendo la propuesta de distribución y estructura de la planta. El objetivo del capítulo será proponer una configuración de planta que tenga la misma potencia nominal instalada que la planta real, que solo emplea tecnología monofacial, de la que se disponen datos, para la obtención con la herramienta PVLIB, de la producción y el rendimiento de dicha planta propuesta. Posteriormente, se compararán dichos resultados con los datos reales de una planta fotovoltaica, cuyo propietario y ubicación serán anónimos.

En primer lugar, se planteará una descripción de la planta, donde se indicará su emplazamiento, así como la solución adoptada, incluyendo los elementos que la componen y su configuración. En segundo lugar, se propone el modelado y simulación de la planta con el módulo bifacial, con el fin último de obtener su producción y rendimiento para comparar con la planta de generación estándar. Por último, se planteará el estudio tecnoeconómico relativo a esta planta para evaluar su viabilidad económica.

7.1. Descripción de la planta

7.1.1. Localización de la planta

La ubicación de la planta fotovoltaica con tecnología estándar, de la cual se conocen datos reales, será desconocida. Por otro lado, de acuerdo con el propósito del presente estudio, para el parque fotovoltaico con tecnología bifacial, que se va a simular, se ubicará en el municipio de Arico en las islas Canarias.

Se ha empleado como herramienta el visor Grafcan para localizar un terreno donde se pudiera llevar a cabo la instalación. Se estima que para una planta de 1,1 MW se puede necesitar un área de entre 10.000-15.000 m². Por ello, se ha buscado una ubicación con una superficie superior, en concreto se ha encontrado un área aproximada de 45.911 m², o lo que es lo mismo a 4,59 hectáreas, que se encuentra libre y que incluso se podría ampliar. El parque fotovoltaico se ubicará entre el Porís y la Punta de Abona, ambos pueblos dentro del municipio de Arico de la provincia de Santa Cruz de Tenerife —Canarias, España.

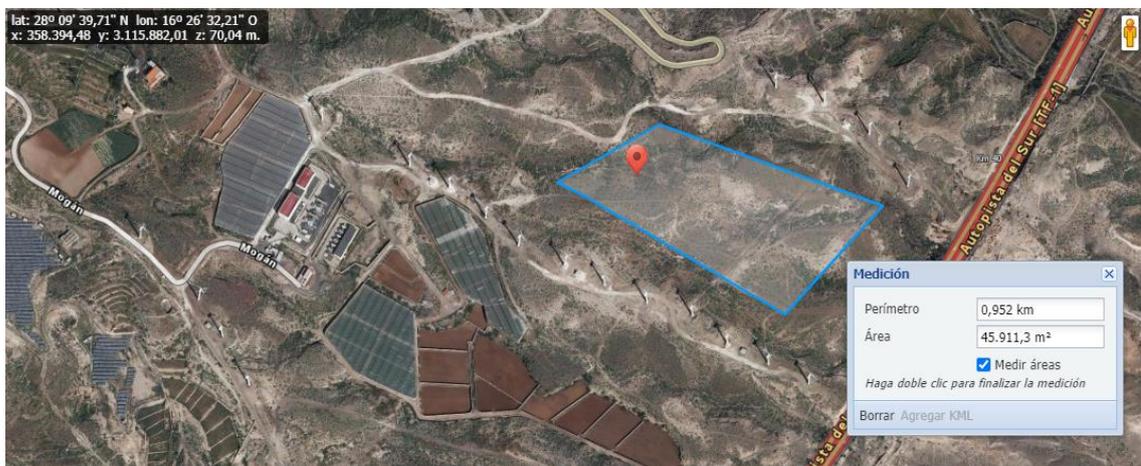


Figura 64. Emplazamiento para el parque bifacial simulado obtenida con el visor Grafcan [39]

Para la selección de la ubicación ha sido importante tener en consideración los aerogeneradores cercanos, pues pueden producir una sombra en los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, al tenerlo en cuenta, se ha escogido un área suficientemente grande como para no preocuparse por ello.

Por otro lado, es muy importante considerar la inclinación del terreno, y se recomienda que no supere los 15°. El visor Grafcan permite el acceso a el visor LIDAR, y con esta herramienta podremos visualizar una imagen 3D basada en los datos LIDAR. El LIDAR (Light Detection

and Ranging) es un sensor láser aerotransportado que permite obtener una nube de puntos georreferenciada del territorio. El sensor mide el tiempo desde que se emite el láser hasta que toca el suelo y regresa al sensor y conociendo con exactitud la posición y orientación del avión se pueden calcular las coordenadas (x, y, z) de cada uno de los puntos.

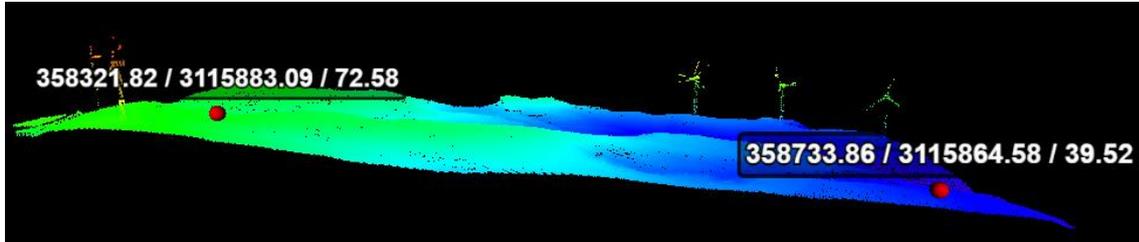


Figura 65. Terreno donde se instalará el parque bifacial mostrado con el visor LIDAR [40].

Para comprobar el ángulo de inclinación del terreno, se tomará la altura y la longitud entre los dos puntos mostrados. La distancia horizontal es de 412 m y la vertical de aproximadamente 19 m, lo que implica un ángulo de 2,6°. Se han estudiado otros puntos y los ángulos obtenidos se encuentran entre 2-3°, por lo que será una buena ubicación, ya que el terreno no superará los 15°.

Concretamente las coordenadas y la altitud de la ubicación seleccionada serán las mostradas en la tabla 15:

Tabla 15. Coordenadas del emplazamiento seleccionado para la simulación del parque fotovoltaico.

Fuente propia.

Ubicación: LAS MARETAS	
Latitud	28,161 °
Longitud	-16,442 °
Altitud	57,46 m

Se ha seleccionado como ubicación la isla de Tenerife porque fue, de las ubicaciones estudiadas, en la que se obtuvo una mayor producción fotovoltaica para el mismo módulo fotovoltaico. Esto se debe a que no presenta temperaturas muy elevadas que produzcan pérdida de eficiencia por una temperatura de célula muy alta y, por otra parte, debido a las buenas condiciones climatológicas en la isla de Tenerife, sobre todo en la zona sur. Estos factores son muy beneficiosos porque la irradiación solar es elevada, y la temperatura ambiente no alcanza temperaturas muy elevadas, siendo menor la temperatura de la célula, y ambos benefician un aumento de la producción.

En el atlas de radiación de la Aemet se recopilaron los datos de irradiancia global media diaria desde el año 1983 hasta el 2005. En este documento figura que la capital española que recibe mayor cantidad de radiación global es Santa Cruz de Tenerife con $5,40 \text{ kWh} \cdot \text{m}^2 / \text{día}$, lo cual refuerza la idea de tomar la isla de Tenerife como emplazamiento para el estudio [41]

7.1.2. Elementos de la planta

El objetivo en este apartado será proponer una configuración de planta que tenga la misma potencia nominal instalada que la planta de la que se tienen datos proporcionados por una empresa del sector renovable, es decir, una potencia nominal de 1100 kW. El primer paso será decidir el modelo de módulo fotovoltaico y el inversor que se desean instalar. Se ha escogido un módulo fotovoltaico y un inversor distintos a los empleados en el capítulo anterior. Aun así, ambos modelos son obtenidos de la base de datos que suministra la librería PVLIB.

7.1.2.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico será el elemento principal de la instalación fotovoltaica, y será importante el modelo escogido. En los proyectos de parques fotovoltaicos, los módulos fotovoltaicos, sobre todo si son bifaciales, suponen una parte importante de la inversión inicial. Para su selección en este estudio, se han considerado cuatro características:

- Su relación calidad-precio, ya que los módulos demasiado baratos pueden incurrir en problemas de rendimiento del panel a largo plazo.
- Se han buscado paneles con una potencia elevada, entendiéndose elevada entre 400-550Wp, dado que se trata de un parque fotovoltaico de 1,1MW y se quería acotar un poco el número de módulos empleados para alcanzar dicha potencia de la planta.
- Módulos con tecnología bifacial
- Por último, y de gran importancia, todos los modelos que se han estudiado para incluir en el modelo se encuentran dentro de la base de datos de SAM, pues sus datos se descargarán con PVLIB.

Al final de todos los modelos, se ha elegido el módulo Fotovoltaico Sunpreme Maxima GxB de 510Wp. Se trata de un módulo bifacial compuesto por 96 células y con vidrio doble sin marco diseñado con cristal templado. El módulo tiene una eficiencia del 19,3% en STC, pero con el aumento de potencia de alrededor del 20% en la cara trasera, logra alcanzar el 22,0% de eficiencia.

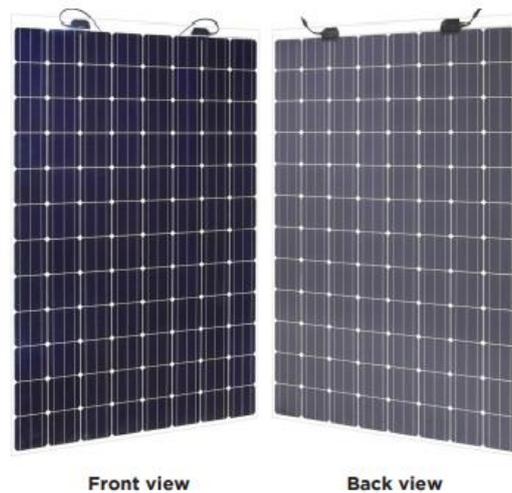


Figura 66. Módulo Fotovoltaico Sunprime Maxima GxB de 510Wp [42]

7.1.2.2. Estructura para módulos fotovoltaicos

Una vez seleccionados los módulos, el siguiente paso será hacer un pequeño estudio sobre la inclinación óptima de los mismos para producir la mayor cantidad de energía posible. Para establecer el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal se estudiaron distintos modelos de estructuras y se pidió presupuesto a distintas empresas. Los ángulos de inclinación se encontraban mayoritariamente entre 0-10° porque la mayoría de las estructuras comerciales son para paneles estándar. Sin embargo, la opción tomada será una estructura soporte con contrapeso para suelo que alcanza una orientación de 25°, y ese aumento de inclinación beneficia la ganancia bifacial, por la mayor incidencia solar reflejada en la cara trasera del módulo. El modelo de estructura pertenece a INSO Engineering & Solar Supports.



Figura 67. Estructura de apoyo de módulos fotovoltaicos propuesta para el parque fotovoltaico.

Fuente propia.

La estructura estará compuesta por diferentes pórticos separados una distancia aproximada de +- 3,2 m. La estructura está dimensionada para una inclinación de 25°. Está configurada para módulos dispuestos en vertical 2Vx36, pudiendo colocarse 72 paneles. Como en total se tienen 2160 paneles, harán falta 30 mesas 2Vx36.

Los módulos se fijarían mediante grapas finales e intermedias por el lado largo, apoyando en todos los casos cada módulo sobre dos correas. La estructura se compone dos apoyos por pórticos mediante base fijación doble y 4 varillas M10, incluyendo tuerca/contratuerca para nivelar la estructura. Cada pilar está fijado mediante doble regleta en ambas caras opuestas del perfil S-7402.

La estructura tendrá una disposición de módulos 2V fijados con grapas y está compuesta de perfilería de aluminio y tornillería de acero inoxidable AISI 304 con inclinación de 25° respecto a la horizontal.

Por otro lado, se puede plantear un cálculo sencillo para determinar el número de pórticos para la estructura. Se considera el total de paneles fotovoltaicos que se colocan en una de las filas de la mesa, que en este caso serán 36 paneles. Por otro lado, se considerará el ancho de un panel que es de 1,3 metros y, por otro lado, la distancia que hay entre zapatas, que es de 3 metros para esta propuesta de estructura. Por tanto, el número de pórticos por estructura será:

$$n^{\circ} \text{ pórticos} = \frac{\text{ancho panel} \times n^{\circ} \text{ paneles en fila}}{\text{distancia entre pórticos}} = \frac{1,3m \times 36}{3m} = 15,6$$

Por tanto, se tendrán que disponer 16 pórticos para soportar la estructura.

7.1.2.3. Inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico será otro de los elementos fundamentales dentro de una instalación fotovoltaica, dada su importancia para transformar la corriente continua en alterna. Para este caso de estudio, al igual que para determinar el modelo de módulo fotovoltaico, se ha buscado un modelo de inversor comercial que esté registrado en la base de datos de SAM. Por otro lado, se ha tratado buscar un inversor con una potencia de salida relativamente alta considerando que debe alcanzar 1,1 MW.

Tras comparar varios modelos, se ha escogido el inversor de conexión a red SG110CX - V11, que pertenece a la serie CX de la marca Sungrow. Este modelo trae una serie de características como su función de refrigeración activa inteligente o la tecnología de interrupción de circuito

en caso de arco eléctrico. De este modo, el equipo identificará un fallo de arco e interrumpirá el circuito en menos de 200ms.

Se trata de un inversor que tiene un alto rendimiento, alcanzando una eficiencia máxima del 98,7%. Cuenta con 9 entradas MPPT independientes, que a su vez permitirá 2 strings FV por MPPT. Además, en su descripción indica que es compatible con módulos bifaciales.



Figura 68. Inversor SG110CX - V11 [43]

Otra de las razones radica en que se trata de un inversor centralizado, de modo que, aunque no se pueda llevar a cabo un seguimiento individual de cada panel el coste de la instalación será mucho más barato y, además, el acceso a ellos será mucho más fácil, lo que implica que el mantenimiento será más sencillo también. Para ello el inversor incluirá un sistema de comunicaciones.

7.1.3. Configuración de la planta

El siguiente paso será realizar una serie de cálculos para ver cómo se conectan los paneles entre ellos y cuantos paneles se conectan a cada inversor. Es importante el concepto de string, que es el conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados en serie, por lo que cada fila de paneles será un string.

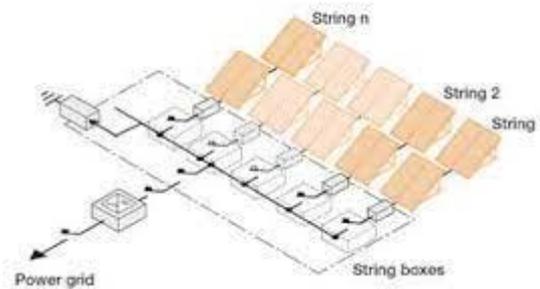


Figura 69. Sistema fotovoltaico con múltiples string [44].

Por otro lado, se debe proponer un valor del pitch, es decir, la distancia entre el final de un módulo y el inicio del siguiente módulo fotovoltaico. Una distancia reducida podrá crear sombras en los módulos. Considerando que el área donde se quiere simular la planta es bastante grande (más de 4,5 hectáreas), no habrá inconveniente para colocar con separación suficiente a los módulos.

Si se deberá especificar la altura ($pvrow_height$) de la fila de paneles, medidas desde el punto medio y el ancho ($pvrow_width$) del propio panel. Para este caso la altura será de 1 metro y el ancho de 2 metros.

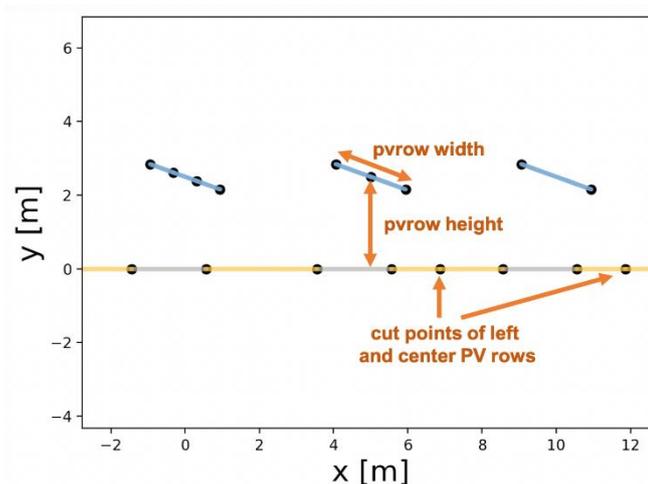


Figura 70. Parámetros de las filas de módulos fotovoltaicos [44].

De cara a proponer un diseño de la planta fotovoltaica, hay otro parámetro que se debe tener en cuenta, que es el número de entradas del inversor (“Number of MPP trackers”). De la ficha técnica del inversor se obtiene el número de entradas en el inversor. La función de un MPPT (Maximum Power Point Tracker) es maximizar la energía disponible de una matriz de módulos fotovoltaicos en cualquier momento durante su operación. Como se comentó en el apartado del

inversor, en este caso se tendrán 9 entradas independientes, y para cada una de ellas se pueden conectar como máximo dos strings FV.

Cada módulo fotovoltaico producirá un voltaje y una corriente ligeramente diferente a los demás, por eso se define una tolerancia para el modelo de placa, pero una matriz de paneles en serie solo puede tener un valor de corriente que se basa en el módulo de peor rendimiento. Por tanto, el MPPT trata de mejorar la cantidad de energía de salida del circuito variando su resistencia. Para el caso de una central fotovoltaica, que es un diseño más grande y complejo, se recomienda emplear un inversor con varios MPPT, que ayudarán a sectorizar la producción por strings.

Los cálculos para verificar el número mínimo y máximo de paneles, que se pueden conectar en serie y en paralelo, se encuentran en el anexo A del presente documento. Las conclusiones son que se deben conectar como mínimo 4 paneles en serie y como máximo 14 paneles. En cambio, no se podrán conectar varias asociaciones de paneles en paralelo para una misma entrada del inversor. Por eso también, se ha elegido un modelo de inversor con varias entradas, pues permite la conexión de varias asociaciones de paneles con este inversor hasta alcanzar una potencia de 1100kW.

Sabiendo que la potencia total de la planta es de 1,1MW, para poder alcanzar dicha potencia, se colocarán hasta 10 inversores cada uno con una potencia nominal de 110 kW, de modo que será prácticamente la misma potencia nominal. La justificación de colocar varios inversores es que, a mayor número de entradas independientes, se tendrá una mayor regulación y fraccionamiento del campo solar. De este modo, si por ejemplo en un momento del día incide sombra sobre una de las cubiertas, los paneles colocados en la otra cubierta seguirán funcionando con normalidad y no verán un descenso en su producción debido a la sombra.

Por tanto, se propondrán asociaciones de 12 módulos fotovoltaicos, cada uno con una potencia pico de 510 Wp, en serie, para conseguir una potencia pico de 6120Wp. Asimismo, teniendo en cuenta que cada uno de los inversores tendrá 18 entradas, cada una de ellas con una asociación de 12 módulos en serie, de modo que la potencia pico en CC a la entrada del inversor sería de 110,16kWp.

Tabla 16. Configuración propuesta para el parque fotovoltaico de 1,1MW que se simulará. Fuente propia.

Configuración de la planta	
Nº de inversores en la planta	10
Nº de strings conectados a cada inversor	18
Nº de paneles por string	12
Nº total de paneles en la planta	2160
Potencia pico instalada (parque)	1,102 MW
Potencia nominal (Parque)	1,1 MW

De este modo, cada inversor recibiría una potencia de 110,16 kW, pero el inversor acepta como máximo 110 kW, por lo que habría una parte, prácticamente despreciable, de la potencia que directamente no podría transformarse. Aunque no supone un inconveniente, de carácter habitual se suele recomendar que la potencia instalada en módulos fotovoltaicos sea superior a la potencia nominal de un inversor. El motivo es que se habla de potencia pico de los módulos, pero la realidad es que, durante gran parte del día, y sobre todo con el paso de los años y su deterioro, los módulos no producen su potencia pico, también por cuestiones de irradiancia o sombreado.

De hecho, se recomendaría que la potencia fuera incluso un poco mayor, pero al ser el estudio de un modelo simulado, se ha tratado de conseguir una combinación de paneles que suministrara justamente 110 kWp.

A modo de resumen, el parque fotovoltaico estará formado por 2160 módulos cristalinos de la empresa Ningbo Ginlong Technologies, modelo Sunprime Maxima GxB 510, que estarán asociados en strings de 12 módulos conectados en serie. Por otro lado, se tendrán 11 inversores del modelo SG110CX - V11, cada uno tendrá conectado 18 strings con 12 módulos en serie. De modo que la potencia pico del parque sería de 1,21MW, aunque la potencia nominal llegaría hasta 1,1 MW.

7.2. Modelado y simulación del parque fotovoltaico

A la hora de modelar la planta fotovoltaica, se seguirá el mismo procedimiento que se empleó en el cálculo de la producción fotovoltaica para un módulo bifacial en el capítulo 5 del documento. A continuación, se resume el procedimiento a seguir para su modelado y simulación:

- Definición de la ubicación (objeto Location) a partir de la latitud, longitud, zona horaria, altura y nombre de la zona.
- Se selecciona el modelo de módulo fotovoltaico

La configuración recogida en la tabla 16 resulta fundamental para poner definir el Array, que a su vez será necesario para definir el sistema con el objeto PVSystem.

Se estudiará en primer lugar como es el comportamiento del modelo a lo largo del año. Se prevé que, en los meses de verano, donde la irradiancia solar sobre el módulo suele ser mayor, la producción fotovoltaica del módulo también lo sea, respecto al resto del año.

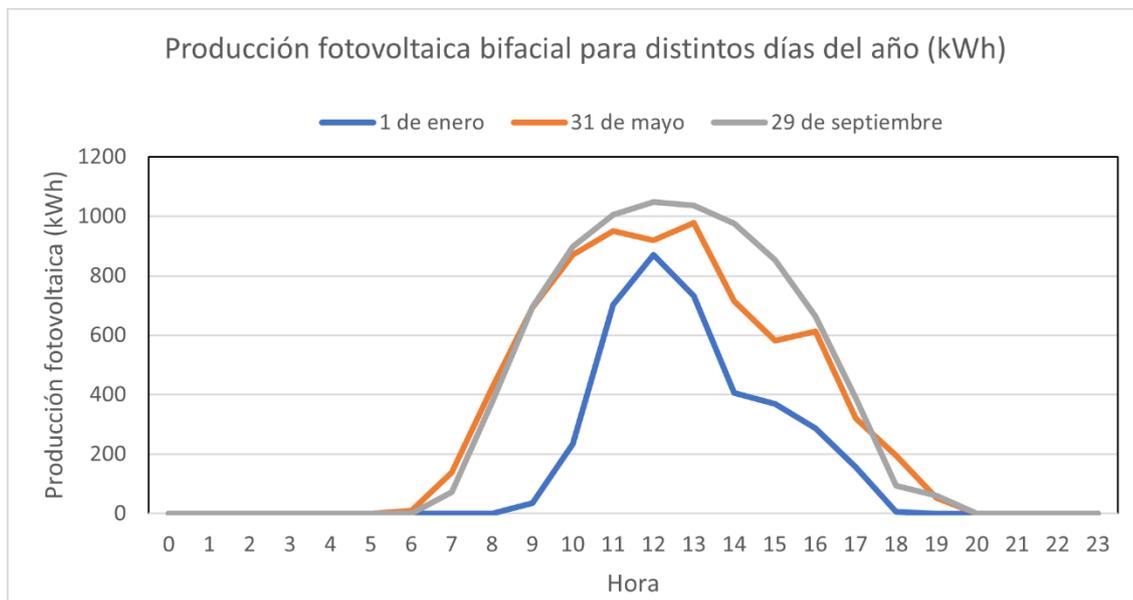


Figura 71. Comparativa de la producción fotovoltaica del parque bifacial para distintos días del año.

Fuente propia

En la figura 71 se muestra la producción fotovoltaica para tres días distintos del mismo año. Se tomó un día de invierno (1 de enero), otro de Primavera (31 de mayo) y otro de Verano (29 de septiembre). Se observa como en los meses de invierno la producción de energía es menor que en meses más calurosos como mayo o septiembre. Además, en invierno la producción se

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

produce durante menos horas porque hay menos horas de Sol. En invierno la producción fotovoltaica se produce desde las 9h de la mañana hasta las 17h de la tarde. Mientras que, en los otros dos días seleccionados, el módulo comienza a generar electricidad a las 7h de la mañana y continuará generando hasta las 19h de la tarde.

Ahora comparando el mes de mayo con el mes de septiembre, se observa que en septiembre (verano) la producción fotovoltaica total a lo largo del día será mayor. En septiembre el módulo produce en el mediodía potencias pico superiores a las obtenidas en mayo. Sin embargo, cabe destacar que a las 7h de la mañana y a las 18h de la tarde, la producción es mayor en el mes de mayo. Se produce en el amanecer y en el atardecer, que son los momentos donde la generación en la cara trasera del módulo puede tener una mayor importancia que su cara delantera.

En líneas generales, se observa que con la orientación propuesta de la planta y según su ubicación, para gran parte del año, la irradiancia solar incide en el módulo bifacial hasta las 18-19 horas de la tarde.

Se considera de interés también observar las oscilaciones de la producción fotovoltaica durante varios días seguidos. En concreto, se muestra gráficamente en la figura 72 la producción durante los meses completos de enero y septiembre.

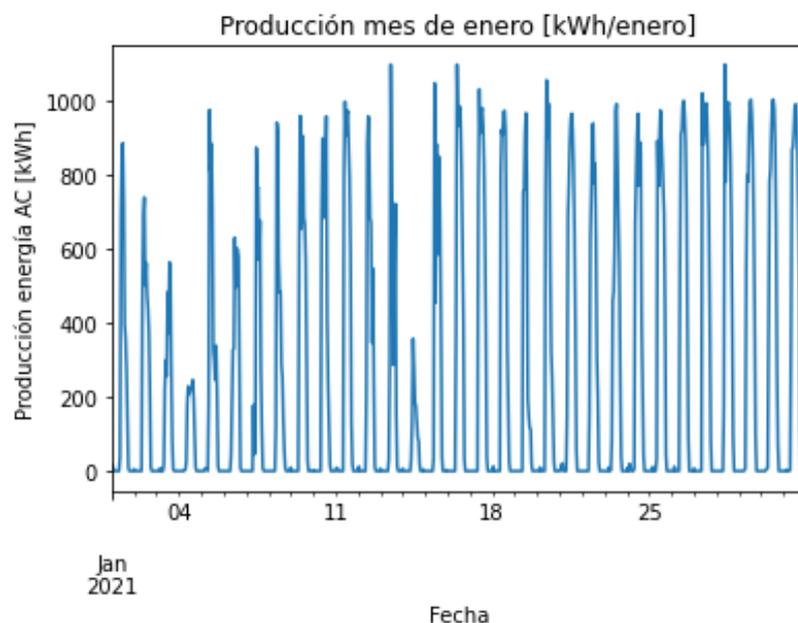


Figura 72. Producción fotovoltaica del sistema fotovoltaico bifacial simulado en el mes de enero.

Fuente propia

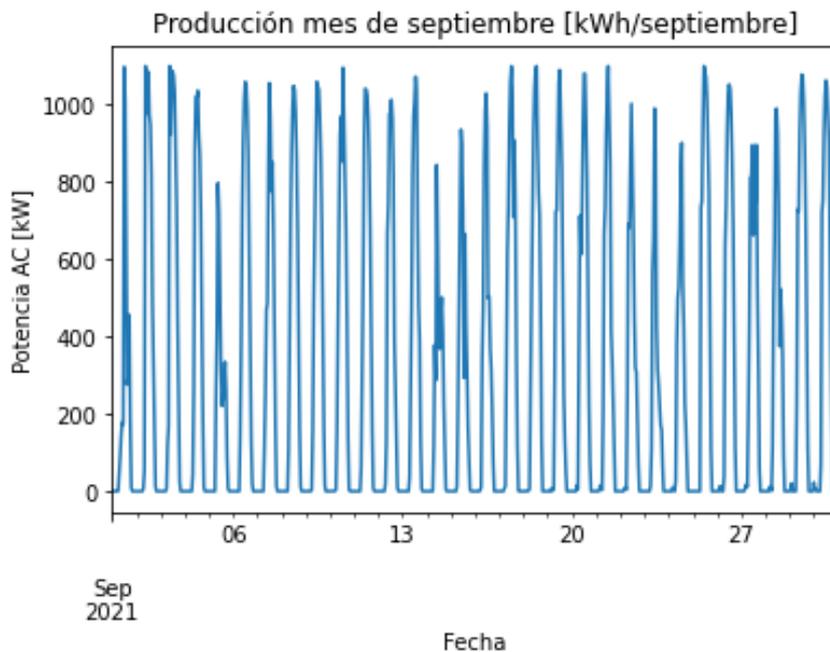


Figura 73. Producción fotovoltaica del sistema fotovoltaico bifacial simulado en el mes de septiembre. Fuente propia

Para el mes de enero, al ser un mes característico por tener algunos días muy nublados, se aprecia en la figura 72 que la curva de producción fotovoltaica diaria varía mucho entre dos días consecutivos. Por ejemplo, hay algún día donde en algún momento inclusive se supera una producción de 1000 kWh, y hay otros días donde la potencia fotovoltaica máxima desarrollada no alcanza ni los 400 kWh.

En cambio, en la figura 73 se observa que para el mes de septiembre si se muestra una producción fotovoltaica más uniforme a lo largo de todo el año. Si bien es cierto que los valores máximos diarios oscilarán, pues es imposible que las condiciones meteorológicas se mantengan intactas durante un mes. Pero si es cierto que, a diferencia de enero, el día en el que se alcanza una menor potencia fotovoltaica pico, se habla de un pico de 800 kWh, más del doble de producción que varios días de enero.

Por otro lado, se querrá estudiar la producción fotovoltaica obtenida para el modelo simulado con paneles bifaciales, y así compararlo con los datos de producción conocidos para la planta real. Antes se mostrará gráficamente las diferencias de la irradiación efectiva sobre un módulo estándar y un módulo bifacial, que será el motivo de las variaciones en la producción fotovoltaica.

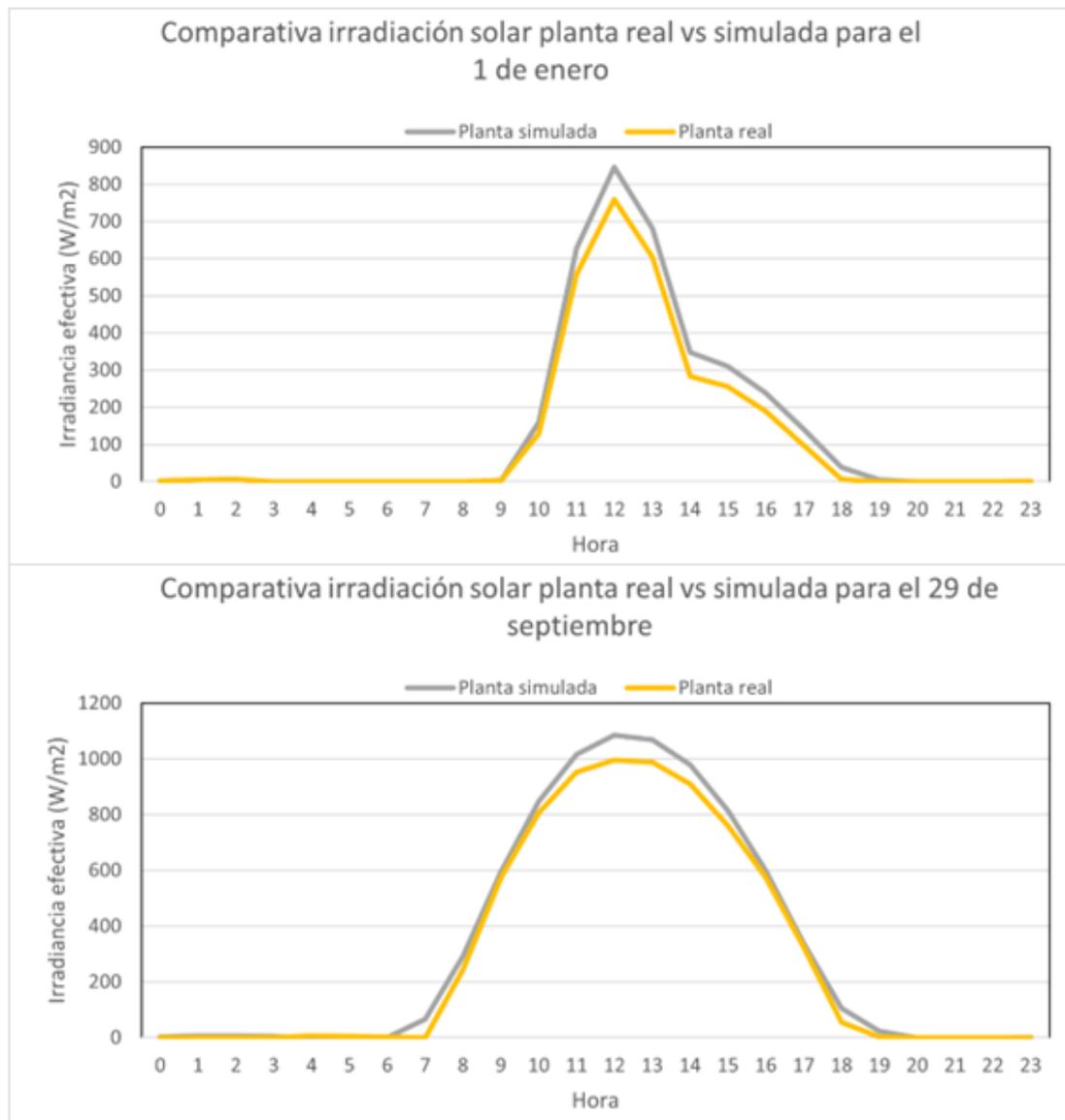


Figura 74. Irradiancia efectiva que incide en la planta real vs en la planta simulada para los días 1 de enero y 29 de septiembre. Fuente propia.

Para ambos casos se aprecia en la figura 74 que, tanto al amanecer como al atardecer, la irradiación solar que incide sobre la placa estándar será casi la misma que en la placa bifacial. Si bien es cierto que será ligeramente superior para el módulo bifacial por la radiación reflejada, afectada por el factor de bifacialidad del 70%.

Sin embargo, en el mediodía solar sí que se aprecia una mayor producción fotovoltaica, también porque los valores de irradiación reflejada en la cara trasera alcanzan sus máximos. En concreto, para el día 1 de enero, entre las 12-13h se alcanza el valor máximo de irradiación reflejada en

la cara trasera, con un valor de 124 W/m². Sucede lo mismo para el mes de septiembre, alcanzando en la cara trasera una irradiancia de 150 W/m².

En cuanto a la producción fotovoltaica, la figura 75 muestra la comparativa de producción fotovoltaica entre los datos de la planta real y los obtenidos de la planta simulada.

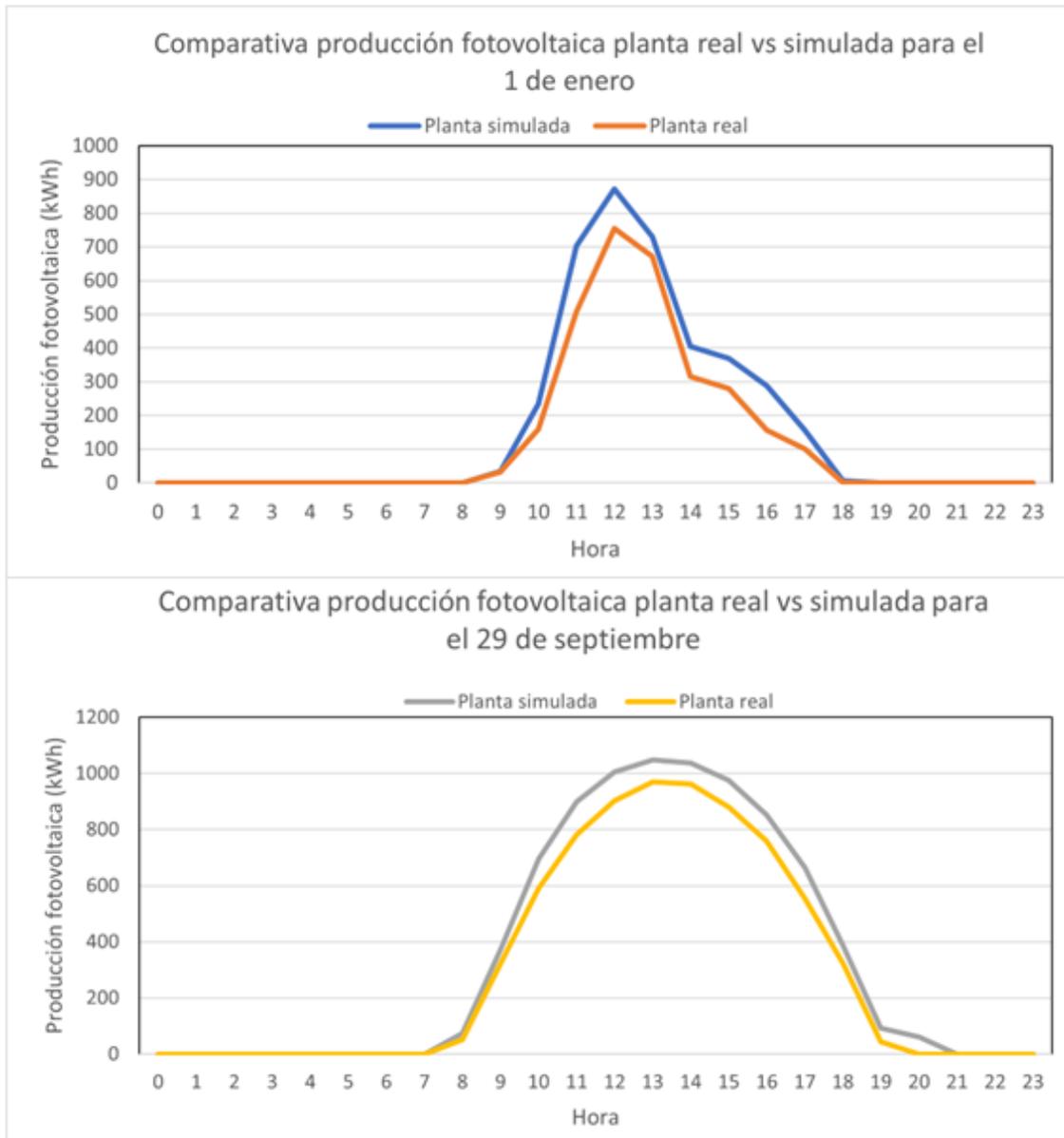


Figura 75. Producción fotovoltaica que incide en la planta real vs en la planta simulada para los días 1 de enero y 29 de septiembre. Fuente propia.

Análisis del rendimiento de paneles bifaciales en parques PV de Canarias

Las curvas de producción fotovoltaica tienen la misma tendencia que las curvas de irradiancia solar efectiva sobre el módulo. Esto demuestra que mejorando la irradiancia que incide sobre el módulo con un módulo bifacial, mejorará de manera casi proporcional la producción fotovoltaica del parque.

En la figura 75 se observa claramente la ventaja de emplear un módulo bifacial. En las primeras horas de la mañana, el impacto de la bifacial no es muy significativo frente a los paneles monofaciales. Esto se debe a la orientación de los paneles que es Norte-Sur, y que además no dispone de sistema de seguimiento. En las horas del mediodía, el módulo bifacial permite mantener una producción superior a 1000 kWh a lo largo de 4 horas, mientras que en la planta real no alcanza esa energía producida.

Al igual que con la irradiancia solar, la gran diferencia entre tecnologías se observa sobre todo en una mayor producción de la bifacial en las horas de mayor irradiancia (mediodía). Añadir que, para el caso de la comparativa en septiembre, la planta bifacial seguirá generando electricidad al atardecer/anocheecer, entre las 19-21, cuando la planta estándar ya no produce.

Se debe estudiar cómo será el impacto de estas modificaciones a lo largo de todo el año. A continuación, se muestran los resultados de producción fotovoltaica obtenidos para la planta para el año 2021 completo.

Tabla 177. Comparativa de la producción fotovoltaica para una tecnología estándar vs tecnología bifacial. Fuente propia.

Caso planteado	Irradiancia solar total por captador (kW/m2/año)	Producción fotovoltaica (MWh/año)	Aumento de la producción con el módulo bifacial (%)
Planta real (monofacial)	1977,02	1.915,04	18,09
Planta simulada (bifacial)	2335,40	2.337,89	

En primer lugar, en referencia a la irradiancia solar efectiva sobre el módulo solar fotovoltaico, se observa que, al aprovechar la radiación reflejada, la irradiancia total aumenta casi 400 kW/m2 a lo largo del año, lo que implica un incremento del 14,30% en la radiación efectiva que recibirá el panel fotovoltaico. Esto se traduce en un aumento de la potencia producida por el parque fotovoltaico.

Para obtener la diferencia de producción según la tecnología se aplica el concepto de la variación porcentual, que se utiliza para describir la relación entre un valor inicial (planta real) y uno presente (planta simulada). Se observa que se va a experimentar un incremento de la producción cercano al 20% que indica el fabricante, concretamente el 18%, gracias a la instalación de módulos fotovoltaicos bifaciales.

Por otro lado, se debe evaluar el rendimiento de la planta propuesta con tecnología bifacial. Aunque no se podrá comparar con la planta real. Al no conocer la configuración de la planta, no se puede conocer cuál es el rendimiento de la planta real, dado que se conoce la producción total de la planta, pero no la irradiancia solar total sobre el parque fotovoltaico, sino solo sobre un panel solar. Si se conociera el número de paneles se podría multiplicar la irradiancia y calcular posteriormente el rendimiento.

Para el caso de simulación si se puede calcular el rendimiento del parque fotovoltaico, teniendo en cuenta que la irradiancia efectiva anual sobre un panel es de 2335,4 kW/m², y además se conoce el área de captación del panel, que será de 2,59 m². Como se tienen 2160 módulos fotovoltaicos, el rendimiento de la planta será:

$$\begin{aligned} \text{rendimiento}(\%) &= \frac{\text{Producción Fotovoltaica}}{\text{Irradiancia efectiva} \times n^{\circ} \text{ paneles} \times \text{Área paneles}} \\ &= \frac{2.337,89 \frac{\text{MW}}{\text{año}}}{2,335 \frac{\text{MW} * \text{año}}{\text{m}^2} \times 2160 \times 2,591 \text{ m}^2} = 17,9\% \end{aligned}$$

Se ha obtenido un rendimiento para la planta del 17,9% lo cual parece ser un resultado coherente y bastante bueno, teniendo en cuenta que la eficiencia de los módulos fotovoltaicos es del 23,6% cuando la producción bifacial aumenta en un 20% la producción monofacial. Además, se debe considerar la eficiencia del inversor empleado, que para este caso será del 98,3%.

Se han buscado en distintos artículos cuáles son los valores promedios de rendimiento en un parque fotovoltaico. Por tener una referencia, según la multinacional del sector fotovoltaico Tamesol, apunta que hoy en día los rendimientos alcanzados por las plantas fotovoltaicas alcanzan desde el 10 hasta el 15%, empleando con paneles monofaciales.

Otro estudio fue planteado por la empresa TÜV Rheinland, que tuvo en cuenta el impacto de la implementación de la tecnología bifacial en el rendimiento. Los resultados obtenidos muestran que el conjunto bifacial produjo entre un 15,4% y un 23,3% más de energía en comparación

con los conjuntos monofaciales de diferente tecnología de inclinación e inversor, resultados que, según JA Solar, demostraron el «excelente rendimiento de generación de energía» de los módulos bifaciales sobre los monofaciales.

Se debe considerar que no hay mucha información acerca de los rendimientos obtenidos para parques fotovoltaicos, dado que su presencia es mucho menor que los parques con tecnología estándar. Además, las empresas prefieren guardar dichos datos de rendimiento para ellos, pues puede beneficiar a las investigaciones de los competidores.

Aun así, se puede concluir que la implementación de la tecnología bifacial supone un aumento considerable de la producción fotovoltaica. Para este caso se estima que será un aumento del 18,09%, que se traduce en una ganancia de casi 3500 MWh/año, lo cual es una cantidad considerable. En términos de rendimiento, tomando algunas referencias, se observa que con la tecnología bifacial se obtiene un rendimiento del 17,9% que mejorará al rango de entre 10-15% sobre el que oscilan los parques fotovoltaicos con tecnología estándar.

7.3. Estudio tecnoeconómico

7.3.1. Identificación de las variables financieras a considerar

Una vez planteado el estudio técnico de la planta fotovoltaica, y tras haber propuesto un esquema final de dicha planta, se realizará una evaluación económico-financiera de la propuesta. Para llevar a cabo la evaluación, el primer paso será identificar cuáles son las variables que definen la dimensión financiera del proyecto.

Por tanto, se identificarán las variables y se deberán cuantificar, atendiendo a su definición, es decir, a los componentes o conceptos a incluir en la misma. De este modo, se pueden clasificar las variables que van a definir el proyecto económicamente:

- Capital invertido o coste inicial
- Financiación del proyecto
- Gastos de explotación y mantenimiento
- Ingresos de explotación
- Flujo neto de caja

7.3.1.1. Capital invertido o coste inicial

El capital invertido representa la cuantía de recursos financieros que la empresa destina a la realización del proyecto. El importe debe estar referido al momento inicial de la inversión o momento cero.

Para su estimación se debe considerar el valor de mercado del capital corriente necesario para el proyecto (productos en curso, materias primas necesarias para la puesta en funcionamiento, etc.), el valor de mercado de los activos fijos (terrenos, módulos fotovoltaicos, transformadores, etc.) y el valor de otros gastos complementarios que también sean necesarios, tales como estudios de seguridad y salud o un estudio de impacto medioambiental.

Se ha tenido en cuenta la cuantía económica que supone realizar la reserva de los terrenos, (medida como coste año por hectárea), la inversión en activos (medida como € que hace referencia a todos los elementos que componen la planta fotovoltaica), el importe de la construcción (establecido como un porcentaje de la inversión en activos (en este caso se estimará un 20%), la inversión correspondiente a las instalaciones eléctricas y técnicas (que para este proyecto se estimará en un 15% de la inversión en activos) así como otros gastos complementarios que hacen referencia a gastos de constitución e informes previos como pueden ser los de seguridad y salud y los informes de impacto medioambiental.

➤ **Activos materiales**

Ya en el capítulo 5 se describió como iba a ser la propuesta de la configuración del parque fotovoltaico para que su producción pico fuera de 1.100 kWp, o lo que es lo mismo 1,1 MW. A todos estos activos materiales se les añadirá posteriormente un coste por la mano de obra que debe instalar tanto el módulo, como la estructura como el inversor, considerando un oficial electricista y un peón. Se considera que el coste horario por mano de obra será de 12,30 euros/hora/persona.

• **Módulos fotovoltaicos**

Dada la falta de precios para los modelos más actuales de módulos fotovoltaicos, se tuvo que pedir presupuesto a un fabricante para tener datos orientativos. Las fichas técnicas de los paneles se adjuntan en el anexo x. Se debe tener en cuenta que el presupuesto se pidió desde una instaladora, por lo que al precio estimativo se le debe asignar un sobrecoste del 30%, que es el porcentaje de descuento que suelen hacer los fabricantes.

Se instalarán paneles solares compuestos por silicio monocristalino para alcanzar un rendimiento alto, en concreto el modelo de panel solar bifacial monocristalino Maxima GxB 510 de la marca SUNPREME. Como se necesitarán 2160 paneles solares, y el precio de cada panel será de 345€, por lo que la inversión total en paneles será de **745.200 €**.

En el caso de estudio con un módulo fotovoltaico estándar, no se conoce el modelo de placa empleado o el precio de una de esas placas. Por tanto, se elegirá un panel con una potencia nominal de 510 W monofacial para mantener el esquema de la planta propuesto con el módulo bifacial. Se pidió el presupuesto. Se ha tomado como ejemplo un módulo monofacial de la empresa TRINASOLAR, considerado uno de los fabricantes más fiables del mundo. Concretamente, se ha elegido el modelo Vertex TSM-DE18M.08(II), cuyo precio será de 239 € por módulo. Como se deben emplear 2160 paneles solares, el precio total asciende a **516.240 €**.

- **Soporte estructural de los módulos fotovoltaicos**

Ya se describió la estructura que se iba a emplear de 30 mesas 2Vx36 que permitirán soportar 72 paneles cada uno de ellos, para llegar al total de 2160 paneles en el parque. Sin embargo, el precio proporcionado por el fabricante fue por módulo. El coste por estructura para cada panel era de 55,82€/módulo, de modo que el coste total de la estructura de soporte será de **120.571 €**.

Esta estructura fue considerada explícitamente para los módulos bifaciales, pero se tomará el mismo modelo para los módulos estándar.

- **Inversor fotovoltaico**

Los inversores transforman la energía de corriente continua producida por la recepción solar de los paneles, en energía de corriente alterna, inyectándola a la red eléctrica y habilitando su uso comercial. Además, permite desconectar la red en el caso de que surja algún problema. Para producir los 1.100 kW esperados, se compran un total de 10 inversores de la marca Sungrow, en concreto el modelo SG110CX - V11480V, de 5.645€ cada uno.

Además, se debe considerar el coste del dispositivo de monitorización e inyección del inversor Sungrow. Incluye el cuadro de modulación, cableado eléctrico y conexionado, pero requiere de un punto de acceso a internet. Será un dispositivo con un coste 3.900 €. Por tanto, el coste total del inversor será de **60.350 €**.

Si se suma el coste asociado a cada uno de los elementos se obtiene que el coste total del capital activo será:

- Módulo estándar → **697.161 €**
- Módulo bifacial → **926.121 €**

➤ **Reserva del terreno**

Las empresas negocian el contrato entre 18 y 36 meses antes del inicio de las obras para asegurarse de que dispondrán del terreno, y así poder realizar los estudios y catas. Por ello, tienen que dar una contraprestación durante el tiempo previo al inicio de las obras. Estas cantidades oscilan entre 40-50 €/hectárea al año, y en este caso se fijarán en 50 €/hectárea.

Se debe obtener el terreno necesario para cubrir una potencia de 1,1 MW. En relación a la superficie requerida, los ratios que manejan los promotores solares para instalaciones solares de 1 MW sobre estructura fija rondan las 1,5 o 2 hectáreas/MW. Se tratará de ir por el lado de la seguridad y como en la capacidad instalada de la planta será de 1,1 MW, la superficie de los terrenos requerida se considerará de 2 hectáreas [45].

A este precio se le multiplica los años estimados necesarios de reserva, que se estima en 2 años, por lo que la reserva del terreno se estimará en **100 €** para los dos primeros años.

➤ **Informes y licencias**

Para comenzar una obra de esta envergadura se requieren una serie de estudios e informes que garanticen la calidad y seguridad del proyecto. El conjunto de informes y de permisos administrativos que se pueden necesitar son:

- Estudio de Seguridad y Salud.
- Estudio de impacto ambiental.
- Estudio topográfico y técnico del terreno.
- Licencia de Actividad
- Declaración de Impacto medioambiental

Todo esto se englobaría como parte de la redacción de proyecto y su valor se estima como un 2% de la potencia pico instalada. En este caso se habla de 1,1MW, que son 1.100.000W, por tanto, el coste de redacción y tramitación del proyecto serán **22.000 €**.

Pero hay otra serie de informes y autorizaciones cuyo coste no se ha incluido y se menciona a continuación:

- Visado del Colegio de Ingenieros. En realidad, son dos visados, cada uno de ellos tiene un coste aproximado, para una planta de cerca de 1MW, de 1.500 € por cada visado. Por tanto, el precio será de 3000 €.
- Acreditación de la OCA. Para un parque fotovoltaico de estas características se estima que esté en torno a los 400 €.
- Certificado de estabilidad estructural. La certificación la tiene que redactar una empresa ajena a la ingeniería que lleve el proyecto. Su coste se estima en 500 €.

El coste total de informes y licencias para el proyecto será de **25.900 €**

➤ **Constitución de la empresa**

La empresa se establece como una Sociedad de Responsabilidad Limitada (S.L.). En términos económicos, para crear una Sociedad Ilimitada tienes que ingresar el mínimo del capital social, que son **3.000 €**, en una entidad financiera, para que te emitan el certificado de ingreso [46].

➤ **Importe de la construcción**

Dentro de este apartado se puede incluir el transporte de los materiales, y en segundo lugar la ejecución de la obra, incluyendo el acondicionamiento del terreno, de cableado y de instalaciones mecánicas. Se establece como un porcentaje de la inversión en activos, estimado como un 20% del total del activo. Por tanto, el importe debido a la construcción para la planta bifacial simulada es de **185.224,2 €**.

➤ **Instalaciones eléctricas y técnicas (conexiones)**

Una vez se haya construido toda la infraestructura del proyecto, es necesario conectarlo a la red. Para ello es necesario la construcción de una Línea de Alta tensión que conecte el parque a la subestación más cercana. También se debe considerar la presencia de centros de transformación que transformen la energía recibida en alta tensión, en baja tensión y así poder volcarla posteriormente en la subestación más cercana. Se estimará en un 10% de la inversión en activos, entonces serán **92.612,1 €** para la planta simulada con tecnología bifacial.

Tras haber calculado el coste individual de cada uno de estos elementos, se suman para obtener el coste inicial o capital inicial invertido total, que será de **1.233.077,2 €**.

7.3.1.2. Financiación del proyecto

Dentro del estudio de la inversión inicial que se requiere, será importante determinar la forma de financiación del proyecto. Se deberá definir las fuentes financieras por sus retribuciones, así como por sus devoluciones en forma de cuotas de amortización financiera. Hasta un 70% de esta inversión inicial podría ser financiada por Fondos Europeos si el proyecto cumple con una serie de requisitos establecidos por la UE, y posteriormente se acepta la propuesta.

Sin embargo, se prefiere plantear el estudio para el caso más desfavorable, en el que no se pudiera recibir financiación alguna por parte de los Fondos Europeos. De este modo, se recurrirá a un préstamo bancario para financiar el proyecto.

Las condiciones establecidas por los bancos para realizar un préstamo a largo plazo para la construcción del proyecto serían las siguientes:

- La deuda se amortizará en 25 años.
- Se establecerá un periodo de carencia de 1 año en el cual no será necesario amortizar la deuda.
- Se acordará una tasa de interés del 2-3%.

Habrán elementos para los gastos anuales financieros que vendrán determinados por la financiación externa necesaria para el desarrollo del proyecto. Se calculan las cuotas de amortización correspondientes al activo fijo invertido ya que representan un gasto fiscalmente deducible.

Por tanto, una vez conocida la inversión inicial, se establece que la vida útil del proyecto será de 25 años. La instalación fotovoltaica es un activo material que se irá depreciando a lo largo de toda su vida útil. Se ha tomado la decisión de utilizar el método de la amortización lineal que será el resultado de dividir la inversión inicial entre los años de vida útil y así obtener cuanto se depreciará la instalación cada año.

7.3.1.3. Gastos de explotación

Se consideran todas las partidas que tienen asociados costes necesarios para asegurar el mantenimiento y correcto funcionamiento del parque.

➤ Alquiler del terreno

El ratio de ocupación se multiplica por el precio medio por la hectárea. En este proyecto, se optará por arrendar el terreno en lugar de comprar, puesto que la inversión a la larga será más beneficiosa para nuestro proyecto. El precio orientativo del arrendamiento dependerá de las características de los terrenos y de la zona solar en la que se ubican los terrenos. Por tanto, para Tenerife que será zona V, el precio del alquiler se puede estimar en 1.850 €/hectárea. Como se necesitan 2 hectáreas, el coste mensual será de 3.700 €/hectárea. Al ser un arrendamiento, lo trataremos como un gasto de explotación [45].

➤ Personal técnico

Se asume un agregado total por año. Se asigna un coste para contratación de empleados que se encargarán de supervisar los aspectos técnicos y financieros, supervisados por un jefe de planta. El gasto de personal ascenderá a 80.000 €.

➤ Vigilancia y seguridad

A parte del personal técnico, se deberá contratar personal de seguridad encargado de la vigilancia y control de entradas y salidas en la planta las 24 horas del día, durante todo el año. El coste en concepto de vigilancia y seguridad también incluye la instalación de equipos de seguridad, por lo que la cuantía total asciende a 20.000 €.

➤ Seguros

Se debe gestionar un seguro para este tipo de proyectos con una vida útil tan larga, ya que irán apareciendo fallos o problemas que afecten a la producción. Se ha calculado la propuesta de valor de la prima de seguro con la empresa Milk the Sun, en la que especificando el año de construcción y el tamaño en kWp, ha propuesto una prima de seguro de 1.500 €/mes. Lo que asciende a 18.000 €/año.

Tabla 18. Parámetros de cálculo estudio económico-financiero para una planta con módulos fotovoltaicos bifaciales. Fuente propia.

Tipo de gasto	Variables del flujo de caja	Cuantía
Capital invertido o coste inicial	Activos materiales	926.121 €
	Reserva del terreno	100 €
	Informes y licencias	25.900 €
	Constitución de la empresa	3.000 €
	Construcción de la planta	185.224,2 €
	Instalaciones eléctricas y técnicas	92.612,1 €
Gastos de explotación	Alquiler del terreno	44.440 €
	Personal técnico	80.000 €
	Vigilancia y seguridad	20.000 €
	Seguro	18.000 €
Gastos anuales financieros	Financiación	100% financiado por el banco
	TOTAL:	1.395.397,3€

Tabla 19. Parámetros de cálculo estudio económico-financiero para una planta con módulos fotovoltaicos estándar. Fuente propia.

Tipo de gasto	Variables del flujo de caja	Cuantía
Capital invertido o coste inicial	Activos materiales	697.161 €
	Reserva del terreno	100 €
	Informes y licencias	25.900 €
	Constitución de la empresa	3.000 €
	Construcción de la planta	139.432,2 €
	Instalaciones eléctricas y técnicas	34.858,05 €
Gastos de explotación	Alquiler del terreno	44.440 €
	Personal técnico	80.000 €
	Vigilancia y seguridad	20.000 €
	Seguro	18.000 €
Gastos anuales financieros	Financiación	100% financiado por el banco
	TOTAL:	1.062.891,3 €

Con respecto a los costes totales de inversión obtenidos para ambas tecnologías, como era de esperar por todo lo tratado en el presente proyecto, la inversión para llevar a cabo un parque fotovoltaico con tecnología bifacial será mayor que si se emplea tecnología estándar.

Ahora se dispone de valores numéricos para cuantificar cuánto es esa diferencia económica. La inversión inicial para llevar a cabo la planta bifacial es de 1.395.397,3€, mientras que la inversión inicial para llevar a cabo la planta real monofacial se estima en 1.062.891,3 €. Se trata de un coste adicional de 332.000 €, aproximadamente, por plantear un parque fotovoltaico con paneles bifaciales, en lugar de paneles estándar.

Si bien es cierto que, a cambio de una mayor inversión, se obtiene mayor producción fotovoltaica con la planta bifacial, lo que se traduce en mayores ingresos anuales por generación de energía eléctrica. Se debe evaluar y cuantificar los ingresos de explotación, para así posteriormente, evaluar la rentabilidad de la planta fotovoltaica.

7.3.1.4. Ingresos de explotación:

Los ingresos provenientes de las entregas de energía producidas en la planta son el otro componente principal para el cálculo de los flujos de caja anuales. Estos ingresos serán los que generen un retorno económico que permita rentabilizar la inversión, y justo estos ingresos determinarán en cuánto tiempo será rentable la instalación.

Los ingresos vendrán definidos por el precio del mercado horario ($P_{mercado}$), multiplicado por la energía puesta en red por parte de la planta fotovoltaica ($E_{fotovoltaica}$), tal y como se detalla en la Ecuación 1.

$$I_{economico}(\text{€}) = P_{mercado} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \times E_{fotovoltaica}(\text{MWh}) \quad (24)$$

La situación actual generada por el conflicto de Ucrania-Rusia y por todas las consecuencias derivadas de la pandemia producida por el Covid-19, llevan consigo grandes fluctuaciones en el precio del mercado eléctrico. En los últimos meses, y por la crisis del gas natural, el coste del MWh aumentó considerablemente. Por ello, para evaluar la rentabilidad del proyecto, se plantearán dos posibles escenarios:

- Escenario 1. Tomar el precio medio del mercado diario en España para el año 2021, cuyos datos son proporcionados por OMIE.

- Escenario 2. Tener en cuenta las actuales fluctuaciones del precio medio del mercado eléctrico y tomar el precio de la electricidad mensual para el último año y multiplicarlo por la producción fotovoltaica mensual obtenida de la simulación.

CASO DE ESTUDIO 1. PRECIO MEDIO ELECTRICIDAD AÑO 2021

Para este caso se tomará un precio medio del mercado eléctrico diario y será el que se considere para todo el año. Por tanto, los ingresos serán el producto de la producción fotovoltaica anual del módulo fotovoltaico por el precio tomado que, en este caso, para el año 2021 en España se tuvo un precio medio de electricidad de 111,93 €/MWh.[47]

Como ya se conocen los valores de producción, los ingresos de explotación para cada tecnología serán:

Tabla 20. Ingresos de explotación para la planta real (monofacial) vs la planta simulada (bifacial).

Fuente propia.

	Planta monofacial	Planta bifacial
Precio electricidad (€/MWh)	111,93	111,93
Producción Fotovoltaica (MWh)	1.915,04	2.337,89
Ingresos de Explotación (€)	214.350,43	261.680,03

Se observa que la planta propuesta con tecnología bifacial produciría casi 50.000 € más de beneficio al año, en comparación con la planta real que usa módulos monofaciales. Quedaría por evaluar si este aumento de los ingresos por explotación compensa la mayor inversión inicial que supone la tecnología bifacial.

■ Precios medios mensuales en Europa

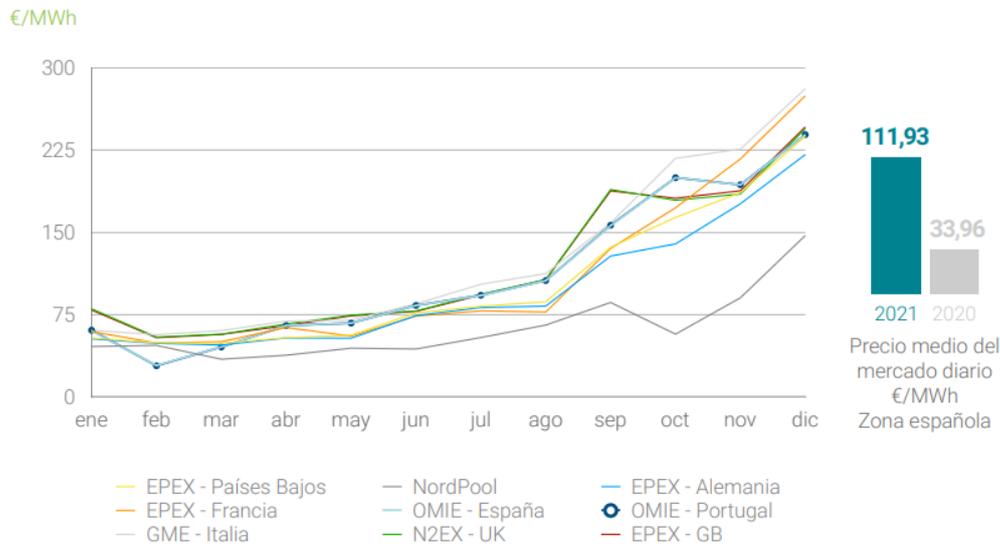


Figura 76. Precios medios mensuales del mercado eléctrico en Europa para el año 2021 [47].

En la figura 76 se muestra como han sido los precios medios mensuales de la electricidad en distintos países europeos. A principios de año, España era uno de los países con un precio medio más bajo. En cambio, a finales de año España se situó como uno de los países con un precio medio más elevado, junto con Francia, Italia o Gran Bretaña.

CASO DE ESTUDIO 2. PRECIO MENSUAL DE LOS ÚLTIMOS 12 MESES

Para la estimación del precio de mercado se han tomado los datos aportados por OMIE que es el operador de mercado eléctrico designado para la gestión del mercado diario de electricidad. Se han tomado los datos para los 12 últimos meses (julio de 2021 hasta junio de 2022). Para el precio eléctrico de cada mes, se multiplicará la producción fotovoltaica correspondiente al parque fotovoltaico con tecnología bifacial.

Tabla 21. Ingresos de explotación para el parque fotovoltaico con tecnología bifacial simulado.

Fuente propia.

Mes del año	Precio electricidad (€/MWh)	Producción estándar (MWh)	Ingresos estándar (€)	Producción bifacial (MWh)	Ingresos bifacial (€)
Julio 2021	92,68	213,05	19.745,47	238,07	22.064,33
Agosto 2021	106,56	199,74	21.284,29	232,89	24.816,76
Septiembre 2021	157,61	133,57	21.051,97	197,70	31.159,50
Octubre 2021	197,67	156,08	30.852,3336	201,94	39.917,48
Noviembre 2021	194,19	119,28	23.162,98	140,67	27.316,71
Diciembre 2021	238,06	133,50	31.781,01	149,15	35506,6
Enero 2022	202,79	134,03	27.179,94	162,63	32.979,7
Febrero 2022	202,65	146,22	29.631,48	161,55	32.738,11
Marzo 2022	282,43	175,67	49.614,48	215,76	60.937,10
Abril 2022	192,74	128,92	24.848,04	192,37	37.077,39
Mayo 2022	187,76	203,01	38.117,16	231,53	43.472,07
Junio 2022	168,69	182,66	30.812,92	213,52	36.018,69
	TOTAL:	1925,73	348.082,07	2.337,78	392.844,94

Los ingresos debidos a la generación de electricidad del parque fotovoltaico con tecnología bifacial alcanzarán los 392.844,94 € anuales. Para la planta real con tecnología estándar se estiman unos ingresos de explotación de 348.082,07 € anuales. Se observa, que al igual que en el caso de estudio 1, el uso de la tecnología bifacial aumentará los ingresos por explotación cerca de 50.000 € más que la estándar, en este caso un poco más de 44.000€ para ser exactos.

Sin embargo, el orden de magnitud de esos ingresos no son los mismos en los dos casos de estudio. En el primer caso, al considerar un precio medio de 111 €/MWh los ingresos por explotación serán mucho menores que para este segundo caso de estudio. Considerando el precio medio de 111 €/MWh, se obtienen ingresos 261.680,03€, que frente a los 348.082,07 € obtenidos al coger el valor mensual, se trata de una diferencia de más de 86.000 €/año. Este factor resulta determinante para determinar la rentabilidad del proyecto

De este modo, la producción anual del parque fotovoltaico será de 2.337,78 MWh/año para el primer año de funcionamiento de la planta (2022). Se debe tener en cuenta que el rendimiento de los paneles fotovoltaicos irá disminuyendo, por desgaste, con el paso del tiempo. Se estima, según las estimaciones del fabricante, que la degradación será del 0,5% anualmente durante los siguientes 25 años, e igual pasará con el parque fotovoltaico estándar.

Retomando las 5 variables que se mencionaron previamente que permitirían definir la evaluación económica del proyecto. A parte del capital invertido, se encuentra como variable los flujos netos de caja. Dichos flujos de caja son los recursos monetarios que generan los activos afectos al proyecto. Los flujos netos se calculan para cada año, por medio de la diferencia entre el importe de los cobros por las ventas y los pagos en los que es necesario incurrir para lograr dichos ingresos.⁴

7.3.2. Estimación de la rentabilidad del proyecto

Existen diversos métodos o modelos de valoración de inversiones que servirán como instrumentos financieros para evaluar la rentabilidad de un proyecto. Se dividen básicamente entre métodos estáticos y métodos dinámicos, aunque en este proyecto solo se consideran los métodos dinámicos. Se tratan de tres métodos que, a diferencia de los estáticos, sí consideran el momento en que se produce la salida o entrada de dinero. Estos tres métodos son complementarios, pues cada uno abarca un aspecto diferente, y serán:

- Pay-Back descontado
- Valor Actual Neto (VAN)
- La Tasa Interna de retorno (TIR)

7.3.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto de una inversión, representa la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja que se esperan generar a lo largo de la vida del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

El flujo neto de caja representa los recursos monetarios que, de manera periódica, generan los activos afectos al proyecto. Dicho en otras palabras, se entiende como la suma de todos los cobros menos los pagos efectuados durante la vida útil del proyecto. Es considerado como el método más simple de todos, y de poca utilidad práctica. Sin embargo, resulta de utilidad si se incluye como una de las variables dentro de un método de evaluación económico.

La ecuación empleada para determinar el VAN es:

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+k)} + \frac{Q_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+k)^n} \dots = -A + \sum_{j=1}^n \left[\frac{Q_j}{(1+k)^j} \right] \quad (25)$$

Donde:

k – tipo de descuento

n – número de años de vida de la inversión

A – desembolso inicial

$Q_1, Q_2 \dots Q_j$ – flujos netos de caja de cada período

Para el cálculo del VAN se conoce tanto el desembolso inicial (A) como los flujos de caja (Q_j), por lo que faltaría la tasa de interés o tasa de actualización (k). Dicha tasa tiene como finalidad homogeneizar los flujos netos de caja en el tiempo, de modo que puedan ser comparados, e indican si hay rentabilidad.

Sobre la base de que la inversión genera rentabilidad y que los recursos empleados en dicha inversión suponen un coste, se puede suponer como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado en el proyecto. Este valor se calcula con una rentabilidad mínima exigida y un porcentaje de financiación externa por su coste explícito. En nuestro caso, tras haber consultado, el tipo de interés bancario considerado es del 2% para el total financiado.

Dado que el VAN depende muy directamente de la tasa de actualización, el punto débil de este método es la tasa utilizada para descontar el dinero. Aunque independientemente del criterio empleado, la tasa de interés permitirá homogeneizar los flujos netos de caja a un mismo momento de tiempo.

Para el caso en el que el VAN del proyecto es negativo, el proyecto no será rentable. Para que fuera rentable habría que aumentar los flujos netos de caja (disminuir costes o aumentar beneficios), reduciendo la inversión inicial (lo cual parece más complicado) o reduciendo la tasa de interés.

7.3.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Respecto al TIR, indicará si una inversión es aconsejable cuando la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor. Si hubiera varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

7.3.2.3. Periodo de retorno o Pay-Back

Es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos netos de Caja, iguale al capital inicial. Este método selecciona aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto

Se considera un método incompleto. No obstante, aporta una cierta información adicional o complementaria para valorar el riesgo de las inversiones cuando es especialmente difícil predecir la tasa de depreciación de la inversión

7.3.3. Análisis de los resultados de la evaluación tecnoeconómica

Se calcula el VAN, el TIR y el Payback para ambas plantas fotovoltaicas, pero también considerando los dos casos de estudio planteados para el cálculo de los ingresos de explotación por venta de energía eléctrica. A partir de los resultados, evaluando estos tres parámetros se pueden sacar conclusiones sobre el impacto tecnoeconómico que tendría la instalación de estas plantas.

Se debe tener en cuenta que, para los costes asignados al flujo de caja, se van a considerar los gastos de explotación, es decir, 162.440€. No se considerará o plantearán los costes de mantenimiento porque eso depende de la organización de la propia planta.

Por otro lado, se tomará una tasa de interés del 3% por parte del banco del que se recibe financiación. El estudio del flujo de caja se toma para 25 años.

Los resultados obtenidos son los mostrados en la tabla 22, aunque estos resultados aparecen desglosados en el anexo 2 del presente documento.

Tabla 22. Valores de VAN, TIR y Payback para la planta estándar y la planta simulada. Fuente propia.

Método dinámico	Planta monofacial (escenario 1)	Planta bifacial (escenario 1)	Planta monofacial (escenario 2)	Planta bifacial (escenario 2)
Inversión inicial (€)	1.082.891,3	1.415.397,3	1.082.891,3	1.415.397,3
Gastos de explotación(€)	162.440	162.440	162.440	162.440
Ingreso anual (€)	214.350,43	261.680,03	348.082,07	392.844,94
VAN	0	312.684 €	2.149.721,5 €	2.596.677,95 €
TIR	-	5 %	17 %	16%
Payback	-	2041 (19 años)	2029 (7 años)	2029 (7 años)

Lo primero que se puede concluir es que, con los precios actuales, si se toma el precio de electricidad de 111 €/MWh, no se recuperará la inversión, al menos en un plazo de 25 años, para la tecnología monofacial. Para la tecnología bifacial se tiene un TIR bajo, del 5%, y un payback también elevado de 19 años. El VAN será de 312.684 €, considerando que la inversión inicial es de más de 1,4 millones de euros, se concluye que no será rentable.

Centrando el análisis de resultados en el caso 2, se observa que el Payback para ambas tecnologías es el mismo. Sin embargo, el VAN sí que es superior para la planta bifacial, en concreto, casi 450.000 € superior en la planta con tecnología bifacial. En cambio, el TIR será superior para la planta monofacial.

Como una de las tres variables es igual para ambas tecnologías, serán el VAN y el TIR los que recomienden cuál de las dos instalaciones es más conveniente. Por eso, se podría concluir que a largo plazo no sería mucho más rentable la tecnología bifacial. La inversión en tecnología bifacial es elevada en comparación con la estándar, pues implica invertir 332.000 € adicionales, pero también implica que el retorno cuando pasen los años será mayor. A los 8 años de realizar la inversión de 1.415.397,3 €, ya se habría recuperado toda la inversión, pero sucede lo mismo con el parque monofacial.

Sin embargo, en un período de 25 años la diferencia de VAN de la tecnología bifacial es 450.000€ superior a la estándar, y la bifacial también será mayor en el coste inicial, alrededor

de 332.000€, lo que implica que en 25 años el beneficio neto sería de alrededor de 118.000€. Considerando que la inversión para instalar el parque bifacial asciende a 1.415.397,3 €, significa que la mejora de ingresos de la bifacial respecto a la monofacial representa tan solo un 8% de la inversión inicial. Por lo que se puede concluir que no es rentable.

Además, el TIR es superior para el parque monofacial en un 1% (17% en la monofacial y 16% en la bifacial), reforzando la idea de que con los datos obtenidos no se recomendaría la instalación de la tecnología bifacial.

Por tanto, desde un punto de vista técnico se puede concluir que resulta conveniente la instalación de tecnología fotovoltaica bifacial para mejorar la producción y el rendimiento de un parque fotovoltaico. Sin embargo, desde un punto económico no es tan conveniente, ya que mejorarán los ingresos obtenidos a largo plazo, pero no es un aumento muy significativo. Otro inconveniente es que hay que tener disponibilidad para invertir más de 1,4 millones de euros para poder financiar el proyecto.

7.4. Conclusiones

En el proyecto se ha analizado el potencial de la tecnología bifacial para mejorar el rendimiento de los Se ha implementado la simulación de escenarios utilizando el lenguaje de programación Python y la librería PVLIB. La herramienta de simulación permite la posibilidad de modelar una planta fotovoltaica con diferentes configuraciones, y con una amplia selección de modelos de placas fotovoltaicas e inversores, permitiendo el estudio de distintos casos de estudio para una planta.

parques fotovoltaicos. El estudio se ha centrado en las Islas Canarias y, en particular, se ha considerado un caso de estudio en Tenerife.

Se ha implementado la simulación de escenarios utilizando el lenguaje de programación Python y la librería PVLIB. La herramienta de simulación permite la posibilidad de modelar una planta fotovoltaica con diferentes configuraciones, y con una amplia selección de modelos de placas fotovoltaicas e inversores, permitiendo el estudio de distintos casos de estudio para una planta.

En relación con el estudio del arte de la tecnología bifacial, se ha observado que mejora considerablemente la producción fotovoltaica en comparación con la tecnología estándar, y, por ende, el rendimiento. Además, un añadido que tiene es que permite producir la misma energía que un panel estándar, pero reduciendo el tamaño de captación de las placas necesario, lo cual es muy beneficioso para sistemas eléctricos aislados como pueden ser el de la isla de Tenerife. Al ser una isla, que a diferencia de en la Península, no puede recibir apoyo de una red eléctrica general, resulta muy importante aprovechar al máxima la superficie para la obtención de energía. Sin embargo, también se vieron una serie de inconvenientes, sobre todo a nivel legal y de política, que dificultan la inversión en esta tecnología.

El segundo objetivo establecido en este trabajo fue la comparativa de la producción fotovoltaica para la tecnología estándar y bifacial, comparando también los resultados en distintas ubicaciones. Como es sabido, la irradiancia tiene un impacto directamente proporcional a la producción fotovoltaica, es decir, si aumenta la irradiancia, aumentará de forma proporcional la intensidad mientras que la tensión se mantiene cuasi-constante, por lo que la potencia aumentará.

De este modo, el primer paso era comprobar como afectaba la localización geográfica de la placa, para determinar donde conviene instalarla. En las ubicaciones más cercanas al ecuador de la tierra, como son las islas Canarias, los niveles de irradiancia son altos, mayores que en la

Península Ibérica, sobre todo en los meses de invierno. Dentro de las islas Canarias, también en función de la isla y del municipio habrá variaciones de irradiancia, pero en menor medida. Este aspecto pone de manifiesto la idoneidad de considerar a las Islas Canarias como un punto de especial interés para la instalación de plantas de generación fotovoltaica, y de forma concreta, para ensayar con plantas basadas en tecnología bifacia.

El primer paso en el estudio fue el cálculo del incremento de producción fotovoltaica debido al aprovechamiento de la radiación reflejada con los paneles bifaciales, en comparación con los paneles estándar. El aumento de la producción se sitúa en torno al 19%, lo cual se traduce también en un aumento del rendimiento de los paneles fotovoltaicos. El módulo fotovoltaico estándar alcanzaba un rendimiento de 14,3% aproximadamente para todas las ubicaciones, con una variación de $\pm 0,1\%$ según el emplazamiento, mientras que con el módulo fotovoltaico bifacial su rendimiento alcanzaba el 20,5%. De este modo, se ha corroborado y cuantificado la mejoría de la tecnología bifacial en términos de producción de energía y de rendimiento.

Para conocer con más detalle el potencial que tendría el uso de la tecnología bifacial y su viabilidad tecno-económica, se ha considerado un caso de estudio de una instalación concreta de Tenerife. En este estudio se seleccionó una zona con buenas características de irradiancia durante todo el año, ubicada en la zona de Arico en la isla de Tenerife. Para el estudio se han empleado los datos de irradiancia y producción fotovoltaica aportados para una planta real en esa zona. Se elaboró una propuesta de instalación, indicando el número de paneles e inversores necesarios y las conexiones entre ellos. Posteriormente se planteó la simulación de la planta propuesta para que tuviera la misma potencia nominal de 1,1 MW que la planta de la que se conocen datos reales y, además otro dato de entrada del modelo serán los valores de irradiancia horaria aportados por un sensor de la planta real.

Con los resultados de la simulación se ha planteado una comparativa con los datos de producción fotovoltaica de la planta real. Al implementar la tecnología bifacial, la producción fotovoltaica aumenta en un 18,09% que, dadas las magnitudes de la planta, es un aumento muy importante, que supone producir cerca de 400 MW adicionales en comparación con la producción anual de la planta real, que emplean paneles monofaciales. Este incremento, además supone que la planta alcance un rendimiento del 17,9%, el cual es alto teniendo en cuenta que actualmente las plantas fotovoltaicas con tecnología estándar alcanzan el 15%.

Por último, se ha planteado una evaluación tecnoeconómica para el parque bifacial propuesto. Para este estudio se ha estimado también la rentabilidad de la planta monofacial de la que se

conocen datos técnicos. La inversión inicial para llevar a cabo el parque bifacial de 1,1 MW será de 1.415.397,3€, siendo un coste adicional aproximado de 332.000 € si se compara con el coste inicial del parque monofacial, tasado en 1.082.891,3 €. Esto supone que solo el coste inicial de la obra del parque bifacial implica un sobre coste del 23,5% respecto a la inversión inicial del parque monofacial.

Si bien es cierto que, a cambio de una mayor inversión, los ingresos de explotación serán mayores para el parque bifacial, pues su producción también es superior a lo largo del año. Para los dos escenarios de cálculo de ingresos de explotación se observa que dichos ingresos serán mayores si se toman los precios de los últimos 12 meses, en lugar de tomar el precio medio del mercado en España para el año 2021. El motivo está relacionado con la crisis energética actual generada por el incremento en el precio de los combustibles fósiles.

Conociendo esta información se plantea un flujo de caja para un periodo de 25 años con el coste de inversión inicial, los gastos de explotación y los ingresos por explotación. Se observa que, para el escenario 1 en el que se toma el precio medio diario en 2021, no será rentable la instalación del parque fotovoltaico. Seguramente sea por los gastos de explotación establecidos y en la realidad se puedan obtener precios más competitivos en el alquiler del terreno, el personal o el seguro.

En cambio, para el escenario 2, que toma los precios eléctricos de los últimos 12 meses, se obtiene el mismo Payback para ambas instalaciones, de modo que se recupere la inversión inicial en el año 2029. Con respecto al TIR será ligeramente superior para la tecnología estándar con un 17%, frente al 16% de la tecnología bifacial.

Por último, estaría el estudio del VAN que será en torno a 450.000 € superior en la planta con tecnología bifacial para un período de 25 años. Pero hay que tener en cuenta que la inversión en bifacial también es 332.000 € frente a la monofacial. Por tanto, el beneficio neto de sustituir la tecnología monofacial por bifacial sería de 118.000€. Teniendo en cuenta que la inversión en el parque bifacial asciende a 1.415.397,3 €, significa que la mejora de ingresos de la bifacial respecto a la monofacial representa tan solo un 8% de la inversión inicial.

Conociendo estos datos se puede concluir que, a día de hoy, la sustitución en un parque fotovoltaico de la tecnología estándar por tecnología bifacial, aunque mejora aspectos de producción, presenta una rentabilidad limitada. Parece razonable considerar la inversión el abaratamiento de la tecnología bifacial sea mayor, o bien cuando existan coyunturas de mercado

más favorable en cuanto a precios de la energía. Así, un aumento del precio de la electricidad sostenido en los próximos años define un escenario más favorable para realizar esta inversión. Dada la situación actual esto puede suceder, y ante ese posible escenario sí se recomendaría plantear de nuevo el estudio, ya que los ingresos por explotación de la planta aumentarían.

Como líneas abiertas relacionadas con este proyecto, se podría plantear la caracterización y evaluación de la producción mediante la instalación en la parcela de un conjunto de módulos bifaciales. También se considera de interés añadir sistemas de seguimiento solar a los paneles solares. Para ello sería necesario también disponer de datos de un parque fotovoltaico construido con tecnología estándar y con sistema de seguimiento solar.

7.5. Conclusions

The project has analyzed the potential of bifacial technology in order to improve the performance of PV power plants. The study has focused on the Canary Islands, in particular, a case of study in Tenerife has been considered.

The simulation of different scenarios has been implemented using the Python programming language and the PVLIB library. The simulation tool allows the possibility of modelling a PV power plant with the desired configuration and with a wide list of panels and inverters models, allowing the analysis of different cases of study for a plant.

In relation to the study of the art of bifacial technology, it has been observed that it considerably improves PV production compared to standard technology, and therefore performance. In addition, it allows to produce the same energy as a standard panel, but reducing the absorption area of the PV modules, which is very beneficial for isolated electrical systems such as that of the island of Tenerife. As it is an island, which, unlike the mainland, cannot be supported by a general electrical network, it is very important to take advantage of the area to obtain energy. However, a series of drawbacks were also seen, especially at the legal and political level, which make it difficult to invest in this technology.

The second objective established in this work was the comparison of PV production for standard and bifacial technology, also comparing the results in different locations. As it is already known, the irradiance has a directly proportional impact on the PV production, that is, if the irradiance increases, the intensity will increase proportionally while the voltage remains quasi-constant, so the power will increase. This fact highlights the suitability of considering the

Canary Islands as a point of special interest for the installation of PV generation plants, and specifically, for testing plants based on bifacial technology.

So, the first step was to check how the geographical location of the panel affected, to determine where it should be installed. For the closest locations to the Earth's equator, such as the Canary Islands, irradiance levels are high, higher than in the Iberian Peninsula, especially in the winter months. Within the Canary Islands, also depending on the island and the municipality, there will be variations in irradiance, but to a lesser extent.

The first step in the study was the calculation of the increase in PV production due to the use of reflected radiation with bifacial modules, compared to standard modules. The increase in production is around 19%, which also means that there is an increase in the PV modules performance. The standard PV modules achieved an efficiency around 14,3% for all locations, with a variation of $\pm 0,1\%$ depending on the location, while with the bifacial PV module its efficiency reached 20,5%. So, the improvement of bifacial technology in terms of energy production and performance has been confirmed and quantified.

To achieve a deeper knowledge about the potential that the use of bifacial technology would have and its techno-economic viability, a case of study related to a specific facility in Tenerife has been considered. In this study, an area with good irradiance characteristics throughout the year was selected, located in Arico on Tenerife. For the study, it is used the irradiance and energy production data provided for a real power plant. An installation proposal was drawn up, indicating the number of PV modules and inverters needed and the connections between them. Subsequently, the simulation of the proposed plant was proposed so that it would have the same nominal power of 1,1 MW as the plant for which real data is known and, in addition, another input data of the model will be the hourly irradiance values provided by a sensor of the actual plant.

With the results of the simulation, a comparison with the PV production data of the real plant has been proposed. By implementing bifacial technology, energy production increases by 18,09%, which, given the magnitude of the plant, is a very significant increase, which means producing about 400 additional MW compared to the annual production of the real plant. using monofacial panels. This increase also means that the plant reaches a yield of 17,9%, which is high considering that PV plants with standard technology currently reach 15%.

Finally, a techno-economic evaluation is proposed for the simulated bifacial power plant. For this study, it is estimated the profitability of the monofacial plant for which technical data is known. The initial investment to carry out the 1,1 MW bifacial park will be 1.415.397.3 €, with an approximate additional cost of 332.000 € when compared to the initial cost of the monofacial power plant, appraised at 1.082.891.3 €. This means that only the initial cost of the construction of the plant implies an extra cost of 23,5% with respect to the initial investment of the monofacial plant.

Although it is true that, in exchange for a greater investment, the operating income will be higher for the bifacial power plant, since its production is also higher throughout the year. For the two scenarios where we calculate operating income, it is observed that income will be higher if the prices of the last 12 months are taken, instead of taking the average market price in Spain for the year 2021. The reason is related to the energy crisis generated by the increase in the price of fossil fuels.

With all this information, a cash flow is proposed for a period of 25 years with the initial investment cost, operating expenses and operating income. It is observed that, for scenario 1 in which the average daily price is taken in 2021, the installation of the PV power plant will not be profitable. It is probably due to the established operating costs and in reality, more competitive prices can be obtained for renting the land, personnel or insurance.

On the other hand, for scenario 2, which takes the electricity prices of the last 12 months, the same payback is obtained for both technologies, so that the initial investment is recovered in 2029. With respect to the IRR (Internal Rate of Return), it will be slightly higher for the standard technology with 17%, compared to 16% for bifacial technology.

Finally, there would be the study of the NPV (Net Present Value), which will be around 450.000€ higher in the plant with bifacial technology for a period of 25 years. But the investment in bifacial is also 332.000 € compared to monofacial. Therefore, the net benefit of replacing monofacial technology with bifacial would be 118.000 €. Bearing in mind that the investment in the bifacial park amounts to 1.415.397,3 €, it means that the improvement in income from the bifacial compared to the monofacial represents only 8% of the initial investment.

Knowing these data, it can be concluded that, as of today, the replacement of standard technology by bifacial technology in a PV power plant, although it improves production

aspects, has limited profitability. It seems reasonable to consider the investment if the price of bifacial technology is higher, or when there are more favorable market conditions in terms of energy prices. Given the current situation, this may happen, and given this possible scenario, it would be recommended to consider the study again, since the operating income of the plant would increase.

As open lines of research related to this project, the characterization and evaluation of production could be proposed by installing a set of bifacial modules on a certain plot. It is also considered of interest to add solar tracking systems to solar panels. For this, it would also be necessary to have data from a PV power station built with standard technology and with a solar tracking system.

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DE PANELES
BIFACIALES EN PARQUES FOTOVOLTAICOS EN
CANARIAS

BIBLIOGRAFÍA

Autor:

Jorge Herzog Gallardo

Tutor:

Juan Albino Méndez Pérez

Septiembre, 2022

- [1] Plan de Transición Energética de Canarias PTECan-2030. Gobierno de Canarias. URL: <https://www.gobiernodecanarias.org/energia/materias/planificacion/>
- [2] Johnson N. (2018, January 23). *Tactical Tuesday: PERC & bifacial solar modules (EP 064), detailed explanation of PERC solar cells & the bifacial modules revival* — SunCast. SunCast. URL: <https://mysuncast.com/suncast-episodes/064>
- [3] Hatheway B. (2018, July 23). *Los ángulos determinan latitud Y longitud - Ventanas al Universo*. Windows to the Universe. URL: https://www.windows2universe.org/geography/latitude_longitude_cutout.html&lang=sp
- [4] Apuntes de la asignatura Tecnología de Sistemas de Energía Solar, Dpto. de Ingeniería Industrial, Universidad de La Laguna, Sep. 2018
- [5] Bao Iglesias M., & Bello Bugallo, P. M. (2021, September). Hacia el autoabastecimiento energético. Microgeneración distribuida de energías térmica y eléctrica. ResearchGate | Find and share research. URL: https://www.researchgate.net/publication/272787356_Hacia_el_autoabastecimiento_en_energetico_Microgeneracion_distribuida_de_energias_termica_y_electrica
- [6] U.D.2. Coordenadas celestes. (n.d.). Iniciación a la astronomía. URL: <https://iniciacionalastronomia.weebly.com/ud2-coordenadas-celestes.html>
- [7] Geyer M., & Stine W. (n.d.). Power from the sun: Chapter 3. URL: <https://www.powerfromthesun.net/Book/chapter03/chapter03.html#3.1%20Earth-Sun%20Angles>
- [8] Solar energy. (2011). IRENA – International Renewable Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/solar>
- [9] Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020. Recurso online: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en#tab-0-0
- [10] REData - Estructura generación | Red Eléctrica. (n.d.). Inicio | Red Eléctrica. URL: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

- [11] Anuario Energético de Canarias 2020. Recurso online: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/ocean/files/Anuario_Energetico_de_Canarias_2020.pdf
- [12] Ruiz, A. (2022, January 31). *La celula solar fotovoltaica: Tecnologías Y funcionamiento.* esenergia. URL: <https://esenergia.es/celulas-solares-tercera-generacion/>
- [13] Breeze, Paul. “Solar Power Generation”. O’Reilly for Higher Education, 2016. URL: <https://learning-oreilly-com.accedys2.bbt.ull.es/library/view/solar-power-generation/9780128040546/xhtml/Cover.xhtml>
- [14] Pau P. (2020, September 5). *¿Que instalaciones solares de autoconsumo existen?* DIREENERGY. URL: <https://www.direnergy.net/index.php/blog/tipos-instalaciones-solares/>
- [15] Admin. (2021, July 10). *Diodos para Paneles Solares 15SQ045.* Solartex Colombia. URL: <https://www.solartex.co/tienda/producto/diodos-para-paneles-solares/>
- [16] Serrano R. (2022, February 10). *Tipos de paneles fotovoltaicos.* Tritec Intervento. URL: <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>
- [17] *Ventajas Y desventajas de las células solares GaAs.* (2021, February 19). DS Nueva Energía. URL: <https://www.dsisolar.com/info/advantages-and-disadvantages-of-gaas-solar-cel-54235622.html>
- [18] Romero J. (2015). Universiad Politécnica de Catalunya. Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró [Master's thesis]. URL: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/26396/memoria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [19] Bateria solar power Dc-510 6v 510ah (C100). (n.d.). Cambio Energético. URL: <https://www.cambioenergetico.com/ofertas-outlet/3295-bateria-solar-power-dc510-6v-510ah-c100.html>
- [20] Baterías para energía solar. Tipos de baterías | Energía solar Baterías | Tecnosol. (2021, May 8). BLOG Tecnosol. URL: <https://tecnosolab.com/noticias/baterias-para-energia-solar-tipos/>

- [21] *Placas SOLARES BIFACIALES* ». (2019, October 10). Tu blog de Autoconsumo fotovoltaico y energía renovable. URL: <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>
- [22] Guía de diseño de paneles bifaciales LG. URL: [https://www.lg.com/global/business/download/resources/solar/Bifacial design guide Full ver.pdf](https://www.lg.com/global/business/download/resources/solar/Bifacial%20design%20guide%20Full%20ver.pdf)
- [23] X. Sun, M. R. Khan, C. Deline, and M. A. Alam, “Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective,” *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1601–1610, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.041.
- [24] Cuevas, A., Luque, A., Eguren, J., & Del Alamo, J. (1981). High efficiency bifacial back surface field solar cells. *Solar Cells*, 3(4), 337-340. URL: [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(81\)90024-7](https://doi.org/10.1016/0379-6787(81)90024-7)
- [25] J. Appelbaum, “Bifacial photovoltaic panels field,” *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 338–343, Jan. 2016.
- [26] Guédez R. (2015). *Bifacial PV plants: performance model development and optimization of their configuration* [Doctoral_dissertation]. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:848584/FULLTEXT01.pdf>
- [27] Fu, R., Feldman, D. J., & Margolis, R. M. (2018). U.S. solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2018. URL: <https://doi.org/10.2172/1483475>
- [28] *Bifacial solar está listo para el horario de maxima audiencia*. (2020, July 20). DS Nueva Energía. URL: <https://www.dsisolar.com/info/bifacial-solar-is-ready-for-prime-time-48053851.html>
- [29] *LG ThinQ Home*. (n.d.). LG: TVs, Home Entertainment & Kitchen Appliances | LG USA. URL: [https://www.lg.com/global/business/download/resources/CT40004901/ThinQ%20Home\[20201201_161057\].pdf](https://www.lg.com/global/business/download/resources/CT40004901/ThinQ%20Home[20201201_161057].pdf)
- [30] Cruz Peña J. (2020, November/December 27). El Gobierno modifica un real decreto para facilitar el desarrollo de nuevas renovables. *El Confidencial*.
- [31] API reference — software pvlib Python. (n.d.). *pvlib python — pvlib python 0.9.2 documentation*. URL: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/index.html>

- [32] Anoma, M., Jacob, D., Bourne, B.C., Scholl, J.A., Riley, D.M. and Hansen, C.W., 2017. View Factor Model and Validation for Bifacial PV and Diffuse Shade on Single-Axis Trackers. In 44th IEEE Photovoltaic Specialist Conference.
- [33] Sky Models: Implementation and Analysis”, Sandia National Laboratories, SAND2012-2389, 2012.
- [34] Software pvlib python — pvlib python 0.9.2 documentation. URL: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/>
- [35] Canadian solar CS6X-300M - 300-Watt solar panel. (n.d.). EcoDirect. URL: <https://www.ecodirect.com/Canadian-Solar-CS6X-300M-300W-36V-PV-Panel-p/canadian-solar-cs6x-300m.htm>
- [36] ENF Ltd. (n.d.). ENF. Lista de Empresas en Solares: Paneles Solares, Inversores. URL: <https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/6391>
- [37] Autoconsumo Y Placas Solares en Zaragoza Y Resto de Aragon. (2022, September 6). Otovo Blog. URL: <https://www.otovo.es/blog/autoconsumo/placas-solares-autoconsumo-zaragoza-aragon/#:~:text=Hablamos%20de%20una%20irradiaci%C3%B3n%20anual%20de%202065%20kWh%20por%20metro%20cuadrado>
- [38] LongiSolar LR6-60BP 300W. (n.d.). ENF List of Solar Companies and Products - Including Solar Panel and Inverter PV Manufacturers. URL: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/34696>
- [39] IDECanarias visor 4.5.1. (n.d.). Grafcan. Mapas de Canarias. URL: <https://visor.grafcan.es/visorweb/>
- [40] IDECanarias - Visor LIDAR. (n.d.). Grafcan. Mapas de Canarias. URL: <https://visor.grafcan.es/idecore/pages/lidar/visor.php?url=728F8846-2D89-B8B1-E636-A491942E60E1>

- [41] Sancho Ávila, J. M., Riesco Martín J., & Jiménez Alonso C. (n.d.). Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.
URL: https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf
- [42] Panel Máxima GxB 510W. (n.d.). ENF List of Solar Companies and Products - Including Solar Panel and Inverter PV Manufacturers. URL: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/37701>
- [43] *Sungrow - Serie CX SG110CX.* (n.d.). Suministros Orduña. URL: <https://www.suministrosorduna.com/catalogo/serie-cx-sungrow-sg110cx/>
- [44] Universidad Militar. Sistemas fotovoltaicos Consideraciones técnicas [Master's thesis]. (2015). URL: <https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2018/12/ABB-SKP-Consideraciones-t%C3%A9cnicas-y-Dimensionamiento.pdf>
- [45] ¿Que tipo de terrenos Y a Que precio buscan los promotores solares? (09, December 3). SueloSolar.com. URL: <https://suelosolar.com/noticias/consultorio/espana/12-3-2009/que-tipo-terrenos-que-precio-buscan-promotores-solares>
- [46] Rodríguez, Á. (2022, July 7). Cuánto Cuesta Crear Una Sociedad Limitada (SL). Blog - Billin. URL: <https://www.billin.net/blog/cuanto-cuesta-crear-sl/>
- [47] Principales resultados del mercado eléctrico 2021. (n.d.). OMIE. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/2022-01/omie_diptico_pantalla_es.pdf
- [48] International Renewable Energy Agency (IRENA). Recurso online: <https://www.irena.org/solar>
- [49] J. Blanco, Manuel; Ramírez, Lourdes. “Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology”. O’Reilly for Higher Education, 2016. URL: <https://learning-oreilly-com.accedys2.bbtk.ull.es/library/view/advances-in-concentrating/9780081005170/?ar>
- [50] Lovegrove, Keith; Stein, Wes. “Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications”. Ebook Central Academic Complete International Edition, 2012. URL: <https://ebookcentral-proquest-com.accedys2.bbtk.ull.es/lib/bull-ebooks/detail.action?docID=1582328>

[51] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). “Evaluación del Potencial de Energía Solar Termoeléctrica, Estudio Técnico. Estudio Técnico PER 2011-2020”. Madrid, 2011.

URL: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e12_termoelectrica_A_f_d47d41f.pdf

[52] Agencia Estatal de Meteorolog. (n.d.). *Analisis estacional. Tenerife Sur Aeropuerto*. Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.

URL: https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/analisis_estacional?l=C429I

Anexo I

Cálculo de las conexiones entre paneles fotovoltaicos

En este capítulo se calcula como será la conexión de los paneles entre ellos y con el inversor. Se debe determinar el número de paneles conectados en serie y en paralelo. A su vez, se determinarán cuántos inversores serán necesarios y cuántos paneles se conectarán con cada inversor.

El primer paso para simular el modelo del parque fotovoltaico será decidir el modelo de módulo fotovoltaico y el inversor que se desean instalar. Se ha escogido un módulo fotovoltaico y un inversor distintos a los empleados en el capítulo anterior. Aun así, ambos modelos son obtenidos de la base de datos que suministra la librería PVLIB.

Una vez seleccionados, se debe decidir cuantos módulos se emplean y como se agruparán entre ellos. Para ello, se calculará cuantos paneles se pueden conectar en serie y cuantos en paralelo. El modelo de panel fotovoltaico bifacial será Sunprime Maxima GxB de 510Wp y el modelo de inversor SG110CX-V11 de la marca Sungrow.

CONEXIÓN EN SERIE

Cuando los paneles se conectan en serie se suman las tensiones (V), mientras que todas tienen la misma intensidad (I). Para calcular el número mínimo y máximo de módulos conectados en serie se tienen en cuenta una serie de consideraciones que incluyen la tensión y la potencia.

➤ **Según la potencia de CC máxima:**

Para este caso se debe ajustar el número de paneles para que la suma de las potencias de CC máxima (potencia pico, Wp) de cada uno de los módulos, no supere la máxima potencia PV recomendada para el inversor. En este caso tendremos:

- Potencia CC máxima de entrada al inversor = 110 kW
- Potencia de CC máxima del módulo fotovoltaico = 510 Wp

$$n^{\circ} \text{ paneles} \leq \frac{110.000 \text{ Wp}}{510 \text{ Wp}} \leq 215,69 \rightarrow n^{\circ} \text{ paneles} \leq 215$$

Para esta condición, se pueden colocar como máximo 215 paneles en serie.

➤ **Según la tensión de CC máxima:**

Se debe velar por que la suma de la Tensión de Circuito Abierto (V_{OC}) de la agrupación de módulos no supere la tensión CC máxima de entrada al inversor. Sin embargo, como se explicó anteriormente, los valores de la ficha técnica son para condiciones STC. Por tanto, se corregirá la V_{OC} con la temperatura, a partir de la temperatura ambiente mínima que tenemos registrada para la ubicación. Se buscará en el registro histórico de la AEMET las temperaturas máximas y mínimas, en este caso, para el aeropuerto del Sur de Tenerife, que se encuentra cerca del municipio de San Isidro.

Tenerife Sur Aeropuerto

Latitud: 28° 2' 49" N - Longitud: 16° 33' 40" O

Altitud: 64 m - Posición: Ver localización

Intervalos de validez por variables:

Precipitación: 1980-2022 Temperatura: 1980-2022 Viento: 1980-2022

Variable	Anual
Tem. máx. absoluta (°C)	44.3 (16 ago. 2021)
Tem. mín. absoluta (°C)	9.0 (16 ene. 1988)

Figura 77. Temperatura ambiente máxima y mínima en el aeropuerto Tenerife Sur [52]

Respecto al coeficiente de variación de tensión de circuito abierto con la temperatura ($\beta_{V_{OC}}$), se obtiene de la ficha técnica y será $-0,240 \frac{\%}{^{\circ}C}$. Finalmente, con todos estos datos, se aplica la corrección por temperatura.

$$V_{OC}(T_{cell}, G) = V_{OC}(STC) \times [1 - \beta(25^{\circ}C - T_{cell})] \quad (26)$$

$$\rightarrow V_{OC} = 71V \times \left[1 - \left(-0,240 \frac{\%}{^{\circ}C} \right) (25^{\circ}C - 6^{\circ}C) \right] \rightarrow V_{OC}(6^{\circ}C) = 74,24 V$$

Tendremos que calcular el número máximo de módulos con los siguientes valores:

- Tensión de Circuito Abierto del módulo fotovoltaico corregida
 $V_{OC}(6^{\circ}C) = 74,24 V$
- Tensión CC máxima de entrada al inversor = 1100 V

$$n^{\circ} \text{ paneles} \leq \frac{1100 V}{74,24 V} \leq 14,81 \rightarrow n^{\circ} \text{ paneles} \leq 14$$

➤ **Según la tensión de arranque del inversor:**

Para el día más caluroso (producción fotovoltaica mínima) se debe comprobar el n° de paneles para que la tensión de circuito abierto no supere la tensión de arranque del inversor. La temperatura máxima ya se obtuvo en el apartado anterior, siendo esta de 44,3°C y se corregirá de nuevo la tensión de circuito abierto.

$$V_{OC} = 71 \times \left[1 - \left(-0,240 \frac{\%}{^{\circ}C} \right) (25^{\circ}C - 44,3^{\circ}C) \right] \rightarrow V_{OC}(44,3^{\circ}C) = 67,71 V$$

- Tensión de Circuito Abierto del módulo fotovoltaico corregida
 $V_{OC}(T_{cell}, G) = 67,71 V$
- Tensión de arranque del inversor = 250 V

$$n^{\circ} \text{ paneles} \geq \frac{250V}{67,71 V} \geq 3,69 \rightarrow n^{\circ} \text{ paneles} \geq 4$$

Como mínimo se deben colocar 8 módulos fotovoltaicos para que el inversor pueda arrancar en el día de máxima temperatura ambiente.

➤ **Según el rango de tensión de operación del inversor:**

En este caso, con el rango de tensión de operación del inversor, que será entre 200-800V, se determinará un rango de módulos que se puede emplear. Para ello, se usará la tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico (V_{mp}) que tiene un valor de 57,6 V

- Tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico: $V_{mp} = 57,6 \text{ V}$
- Rango de tensión de operación del inversor: 200-1000V

$$n^{\circ} \text{ mínimo paneles} \geq \frac{200 \text{ V}}{57,6 \text{ V}} \geq 3,47$$

$$n^{\circ} \text{ máximo paneles} \leq \frac{1000 \text{ V}}{57,6 \text{ V}} \leq 17,4$$

Por tanto, el rango será:

$$4 \leq n^{\circ} \text{ paneles} \leq 17$$

➤ **Según la tensión asignada de entrada del inversor:**

LA FICHA TÉCNICA NO DA UNA TENSIÓN ASIGNADA DE ENTRADA DEL INVERSOR. Por tanto, este cálculo lo omitiría de cara a la definición del sistema.

A continuación, se recopilará en la tabla 23 todos los valores obtenidos para tomar la decisión final de cuantos módulos se conectarán en serie:

Tabla 23. Recomendaciones para el conexionado de paneles según distintos parámetros estudiados.

Fuente propia.

Parámetro estudiado	Nº de paneles recomendado
Potencia de CC máxima	≤ 215
Tensión de CC máxima	≤ 14
Tensión de arranque del inversor	≥ 5
Rango de tensión de operación del inversor	4 – 17

Finalmente, se decide colocar una agrupación de 12 módulos fotovoltaicos en serie para el estudio.

CONEXIÓN EN PARALELO

Cuando los paneles se conectan en serie se suman las intensidades (I), mientras que todas tienen la misma tensión (V). A diferencia del conexionado en serie, para la conexión en paralelo se tienen en cuenta una serie de consideraciones que incluyen la intensidad y la potencia, pero no se considera la tensión.

➤ Según la intensidad de CC máxima:

Se determinará el número de paneles con el cociente entre la máxima intensidad de cortocircuito del inversor y la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico (I_{sc}). Sin embargo, al igual que con la tensión de circuito abierto, la I_{sc} se deberá corregir según la temperatura. Para ello se toma la temperatura mínima y se usa el coeficiente de variación de intensidad de cortocircuito con la temperatura $\alpha_{I_{sc}} = 0,040 \frac{\%}{^{\circ}C}$.

$$I_{sc}(T_{cell}, G) = I_{sc}(STC) \times [1 - \alpha_{I_{sc}}(25^{\circ}C - T_{cell})] \quad (27)$$

$$\rightarrow I_{sc} = 9,40 \text{ A} \times \left[1 - \left(0,040 \frac{\%}{^{\circ}C} \right) (25^{\circ}C - 5,25^{\circ}C) \right] \rightarrow I_{sc}(5,25^{\circ}C) = 9,33 \text{ A}$$

- Intensidad de cortocircuito máxima del inversor = 158,8 A
- Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico = 9,33 A

$$n^{\circ} \text{ paneles} \leq \frac{158,8 \text{ A}}{9,33 \text{ A}} \leq 17,02 \rightarrow n^{\circ} \text{ paneles} \leq 17$$

➤ Según la intensidad máxima MPPT:

La ficha técnica no da una corriente asignada de entrada del inversor. Para la comprobación, se obtiene que como máximo se pueden conectar 17 módulos en paralelo. Sin embargo, como cada inversor tiene 18 entradas, se conectará cada entrada del inversor con una asociación de 12 paneles en serie.

Anexo II

Cálculo de los parámetros financieros

En este capítulo se adjunta las hojas de cálculo elaboradas en Excel para el planteamiento del flujo de caja del proyecto. Se ha planteado para un periodo de 25 años para ambas tecnologías, y considerando los dos escenarios con distinto precio de la energía. En las hojas de cálculo se muestran los valores de VAN, TIR y Payback obtenidos para cada caso de estudio.

Tabla 24. Flujo de caja para la tecnología monofacial en el escenario 1. Fuente propia.

Año de operación	Costes totales	Beneficios totales	Flujo neto de caja	Tasa de interés (%)	Flujo neto de caja corregido	Saldo actualizado acumulado	Método dinámico	
0	1.082.891,30 €	0,00 €	-1.082.891,30 €		-1.082.891,30 €	-1.082.891,30 €	VAN	0,00 €
1	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	50.398,48 €	-1.032.492,82 €	TIR	1%
2	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	48.930,56 €	-983.562,27 €	Payback (año):	-
3	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	47.505,40 €	-936.056,87 €		
4	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	46.121,74 €	-889.935,12 €		
5	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	44.778,39 €	-845.156,73 €		
6	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	43.474,17 €	-801.682,56 €		
7	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	42.207,93 €	-759.474,63 €		
8	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	40.978,57 €	-718.496,06 €		
9	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	39.785,02 €	-678.711,04 €		
10	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	38.626,24 €	-640.084,80 €		
11	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	37.501,20 €	-602.583,60 €		
12	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	36.408,93 €	-566.174,67 €		
13	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	35.348,48 €	-530.826,20 €		
14	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	34.318,91 €	-496.507,29 €		
15	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	33.319,33 €	-463.187,96 €		
16	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	32.348,86 €	-430.839,09 €		
17	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	31.406,66 €	-399.432,43 €		
18	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	30.491,91 €	-368.940,52 €		
19	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	29.603,79 €	-339.336,73 €		
20	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	28.741,55 €	-310.595,18 €		
21	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	27.904,41 €	-282.690,77 €		
22	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	27.091,66 €	-255.599,10 €		
23	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	26.302,59 €	-229.296,52 €		
24	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	25.536,49 €	-203.760,03 €		
25	162.440,00 €	214.350,43 €	51.910,43 €	3%	24.792,71 €	-178.967,32 €		
Total	3.519.491,30 €	3.215.256,45 €			-178.967,32 €			

Tabla 25. Flujo de caja para la tecnología monofacial en el escenario 2. Fuente propia.

Año de operación	Costes totales	Beneficios totales	Flujo neto de caja	Tasa de interés (%)	Flujo neto de caja corregido	Saldo actualizado acumulado	Método dinámico	
							VAN	TIR
0	1.082.891,30 €	0,00 €	-1.082.891,30 €		-1.082.891,30 €	-1.082.891,30 €		2.149.721,48 €
1	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	180.235,02 €	-902.656,28 €	TIR	17%
2	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	174.985,46 €	-727.670,82 €	Payback (año):	7
3	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	169.888,79 €	-557.782,03 €		
4	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	164.940,57 €	-392.841,46 €		
5	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	160.136,48 €	-232.704,98 €		
6	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	155.472,31 €	-77.232,67 €		
7	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	150.943,99 €	73.711,32 €		
8	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	146.547,56 €	220.258,89 €		
9	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	142.279,19 €	362.538,08 €		
10	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	138.135,13 €	500.673,21 €		
11	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	134.111,78 €	634.784,99 €		
12	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	130.205,61 €	764.990,61 €		
13	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	126.413,22 €	891.403,82 €		
14	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	122.731,28 €	1.014.135,10 €		
15	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	119.156,58 €	1.133.291,68 €		
16	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	115.686,00 €	1.248.977,68 €		
17	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	112.316,51 €	1.361.294,19 €		
18	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	109.045,15 €	1.470.339,34 €		
19	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	105.869,08 €	1.576.208,42 €		
20	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	102.785,51 €	1.678.993,93 €		
21	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	99.791,76 €	1.778.785,69 €		
22	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	96.885,20 €	1.875.670,89 €		
23	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	94.063,31 €	1.969.734,20 €		
24	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	91.323,60 €	2.061.057,80 €		
25	162.440,00 €	348.082,07 €	185.642,07 €	3%	88.663,69 €	2.149.721,48 €		
Total	3.519.491,30 €	5.221.231,05 €			2.149.721,48 €			

Tabla 26. Flujo de caja para la tecnología bifacial en el escenario 1. Fuente propia.

Año de operación	Costes totales	Beneficios totales	Flujo neto de caja	Tasa de interés (%)	Flujo neto de caja corregido	Saldo actualizado acumulado	Método dinámico	
							VAN	TIR
0	1.415.397,30 €	0,00 €	-1.415.397,30 €		-1.415.397,30 €	-1.415.397,30 €		312.684,00 €
1	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	96.349,54 €	-1.319.047,76 €		5%
2	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	93.543,25 €	-1.225.504,51 €		Payback (año):
3	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	90.818,69 €	-1.134.685,82 €		19
4	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	88.173,48 €	-1.046.512,34 €		
5	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	85.605,32 €	-960.907,02 €		
6	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	83.111,96 €	-877.795,06 €		
7	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	80.691,23 €	-797.103,83 €		
8	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	78.341,00 €	-718.762,84 €		
9	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	76.059,22 €	-642.703,62 €		
10	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	73.843,90 €	-568.859,71 €		
11	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	71.693,11 €	-497.166,61 €		
12	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	69.604,96 €	-427.561,65 €		
13	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	67.577,63 €	-359.984,01 €		
14	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	65.609,35 €	-294.374,66 €		
15	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	63.698,40 €	-230.676,26 €		
16	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	61.843,11 €	-168.833,16 €		
17	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	60.041,85 €	-108.791,31 €		
18	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	58.293,06 €	-50.498,25 €		
19	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	56.595,20 €	6.096,95 €		
20	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	54.946,80 €	61.043,75 €		
21	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	53.346,41 €	114.390,16 €		
22	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	51.792,63 €	166.182,79 €		
23	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	50.284,10 €	216.466,89 €		
24	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	48.819,52 €	265.286,41 €		
25	162.440,00 €	261.680,03 €	99.240,03 €	3%	47.397,59 €	312.684,00 €		
Total	3.851.997,30 €	3.925.200,45 €				312.684,00 €		

Tabla 27. Flujo de caja para la tecnología bifacial en el escenario 2. Fuente propia.

Año de operación	Costes totales	Beneficios totales	Flujo neto de caja	Tasa de interés (%)	Flujo neto de caja corregido	Saldo actualizado acumulado	Método dinámico	
							VAN	TIR
0	1.415.397,30 €	0,00 €	-1.415.397,30 €		-1.415.397,30 €	-1.415.397,30 €	VAN	2.596.677,95 €
1	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	223.694,12 €	-1.191.703,18 €	TIR	16%
2	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	217.178,75 €	-974.524,43 €	Payback (año):	7
3	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	210.853,16 €	-763.671,27 €		
4	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	204.711,80 €	-558.959,47 €		
5	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	198.749,33 €	-360.210,14 €		
6	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	192.960,51 €	-167.249,63 €		
7	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	187.340,30 €	20.090,67 €		
8	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	181.883,79 €	201.974,46 €		
9	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	176.586,20 €	378.560,66 €		
10	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	171.442,91 €	550.003,57 €		
11	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	166.449,43 €	716.453,00 €		
12	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	161.601,39 €	878.054,39 €		
13	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	156.894,55 €	1.034.948,95 €		
14	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	152.324,81 €	1.187.273,75 €		
15	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	147.888,16 €	1.335.161,92 €		
16	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	143.580,74 €	1.478.742,66 €		
17	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	139.398,78 €	1.618.141,44 €		
18	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	135.338,62 €	1.753.480,06 €		
19	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	131.396,72 €	1.884.876,77 €		
20	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	127.569,63 €	2.012.446,40 €		
21	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	123.854,01 €	2.136.300,41 €		
22	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	120.246,61 €	2.256.547,02 €		
23	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	116.744,28 €	2.373.291,30 €		
24	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	113.343,96 €	2.486.635,27 €		
25	162.440,00 €	392.844,94 €	230.404,94 €	3%	110.042,68 €	2.596.677,95 €		
Total	3.851.997,30 €	5.892.674,10 €			2.596.677,95 €			

Anexo III

Código de PVLIB desarrollado

En este capítulo se adjunta todo el código desarrollado para llegar a los resultados mostrados. Se divide en tres secciones, donde la primera parte será la simulación de la producción de un módulo monofacial. La segunda parte del código simula la producción de un módulo bifacial. Por último, se modela y simula el caso de estudio de un parque fotovoltaico en Arico, Tenerife.

```

# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Sun Jul 17 16:37:32 2022

@author: ES42223944S
"""

#%%
#Se importan las librerías necesarias
import pandas as pd
import numpy as np
from pvlib import pvsystem
from pvlib import location
from pvlib import modelchain
from pvlib.temperature import TEMPERATURE_MODEL_PARAMETERS as PARAMS
from pvlib.bifacial.pvfactories import pvfactories_timeseries
import matplotlib.pyplot as plt
import pvlib
import warnings

# %%
#CÁLCULO PRODUCCIÓN MONOFACIAL

#Se define la latitud, longitud, zona horaria, altura y nombre
coordinates = [
    (28.114, -16.475, 'Etc/GMT-0', 32, 'Tajao'),
    (28.098, -16.486, 'Etc/GMT-0', 21, 'Las Maretas'),
    (27.979, -15.387, 'Etc/GMT-0', 44, 'Telde'),
    (28.499, -13.855, 'Etc/GMT-0', 7, 'Lanzarote'),
    (37.386, -6.202, 'Etc/GMT-0', 140, 'Sevilla'),
    (41.189, -0.388, 'Etc/GMT-0', 258, 'Teruel')
]

#Se realizará un proceso iterativo para cada una de las localizaciones
for localizacion in coordinates:
    #Se debe crear una localización o site_location
    lat, lon, tz, alt, name = localizacion
    site_location = location.Location(lat, lon, tz, alt, name)
    nombre = name.lower()
    loc = location.Location(lat, lon)

    energies = {}

    # Se define el intervalo de tiempo que se estudiará:
    times = pd.date_range('2021-1-1', '2022-1-1', freq='1H', tz=tz)

    # Se cargan las especificaciones del módulo y del inversor
    temp_model_parameters = PARAMS['sapm']['open_rack_glass_glass']
    sandia_modules = pvlib.pvsystem.retrieve_sam('SandiaMod')
    cec_module = sandia_modules['Canadian_Solar_CS6X_300M_2013_']
    cec_inverters = pvsystem.retrieve_sam('cecinverter')
    cec_inverter = cec_inverters['ABB_MICRO_0_3HV_I_OUTD_US_208_208V_']

    # Con la localización creada se calcula la posición solar y los datos de irradiancia en
    # cielo abierto (clearsky)
    solar_position = site_location.get_solarposition(times)
    cs = site_location.get_clearsky(times)

```

```

#Se define para que no tenga sistema de seguimiento, sino que sea fijo:
axis_tilt = 0
axis_azimuth = 180
sat_mount = pvsystem.FixedMount(surface_tilt =axis_tilt,
                                surface_azimuth=axis_azimuth)

#Se determina la orientación del módulo
orientation = sat_mount.get_orientation(solar_position['apparent_zenith'],
                                       solar_position['azimuth'])

# Definición de la matriz de paneles, en este caso solo 1
array = pvsystem.Array(mount=sat_mount,
                       module_parameters=cec_module,
                       temperature_model_parameters=temp_model_parameters)

# Se crea un objeto System o sistema con la matriz y los modelos de placa e inversor
system = pvsystem.PVSystem(arrays=[array],
                            module_parameters=cec_module,
                            inverter_parameters=cec_inverter)

# ModelChain requiere que el parámetro aoi_loss tenga un valor. pvfactors
# aplica modelos de reflexión superficial en el cálculo de la irradiancia de la parte
#delantera y trasera irradiancia, así que asigne aoi_model='no_loss' para evitar la doble
#contabilización de reflexiones

mc = modelchain.ModelChain(system, site_location, aoi_model='no_loss')

#Se simula el modelo según los valores de irradiación para la ubicación seleccionada
weather = loc.get_clearsky(times)
mc.run_model(weather)

#Se obtienen resultados de producción de potencia DC y AC
pot_kw = mc.results.dc['p_mp']/1000
annual_energy = pot_kw.sum()
energies[nombre] = annual_energy
energies = pd.Series(energies)

#Visualización de la producción de potencia DC anual del panel
print(energies)

#Se grafica la producción de potencia AC
plt.xlabel("Fecha")
plt.ylabel("Potencia AC [W]")
mc.results.ac.plot(title = "Producción anual con módulo estándar")
plt.show()

# %%
# CÁLCULO PRODUCCIÓN BIFACIAL
# Este ejemplo muestra cómo completar un ejemplo de modelado bifacial usando el
# :py:class:`pvlib.modelchain.ModelChain` con la función
# :py:func:`pvlib.bifacial.pvfactors.pvfactors_timeseries`
# para transponer los datos de GHI a la irradiancia del plano de matriz (POA) frontal y posterior
#
# Desafortunadamente, ``ModelChain`` aún no es compatible con la simulación bifacial
# directamente, por lo que tenemos que hacer la simulación de irradiancia bifacial nosotros mismos
# Una vez que se conoce la irradiancia delantera + trasera combinada, podemos pasar eso
# a ``ModelChain`` y proceder como de costumbre.

```

```

#Se define la latitud, longitud, zona horaria, altura y nombre
coordinates = [
    (28.114,-16.475,'Etc/GMT-0',32,'Tajao'),
    (28.098,-16.486,'Etc/GMT-0',21,'Las Maretas'),
    (27.979,-15.387,'Etc/GMT-0',44,'Telde'),
    (28.499,-13.855,'Etc/GMT-0',7,'Lanzarote'),
    (37.386,-6.202,'Etc/GMT-0',140,'Sevilla'),
    (41.189,-0.388,'Etc/GMT-0',258,'Teruel')
]

#Se realizará un proceso iterativo para cada una de las localizaciones
for localizacion in coordinates:
    #Se debe crear una localización o site_location
    lat, lon, tz,alt, name = localizacion
    site_location = location.Location(lat, lon, tz,alt, name)
    nombre = name.lower()
    loc = location.Location(lat,lon)

    energies = {}

    # Se define el intervalo de tiempo que se estudiará:
    times = pd.date_range('2021-1-1', '2022-1-1', freq='1H', tz=tz)

    # Se definen las características del módulo bifacial
    axis_tilt = 0
    axis_azimuth = 180
    gcr = 0.1
    max_angle = 60
    pvrow_height = 0
    pvrow_width = 0
    albedo = 0.3
    bifaciality = 0.7

    # Se cargan las especificaciones del módulo y del inversor
    temp_model_parameters = PARAMS['sapm']['open_rack_glass_glass']
    cec_modules = pvsystem.retrieve_sam('CECMod')
    cec_module = cec_modules['LONGi_Green_Energy_Technology_Co___Ltd_LR6_60BP_300M']
    cec_inverters = pvsystem.retrieve_sam('cecinverter')
    cec_inverter = cec_inverters['ABB_MICRO_0_3HV_I_OUTD_US_208_208V_']

    # Con la localización creadase calcula la posición solar y los datos de
    # irradiancia en cielo abierto (clearsky)
    solar_position = site_location.get_solarposition(times)
    cs = site_location.get_clearsky(times)

    #Se define para que no tenga sistema de seguimiento, sino que sea fijo:
    sat_mount = pvsystem.FixedMount(surface_tilt=axis_tilt,
                                     surface_azimuth=axis_azimuth)

    #Se determina la orientación del módulo
    orientation = sat_mount.get_orientation(solar_position['apparent_zenith'],
                                           solar_position['azimuth'])

    #Cálculo de la irradiancia frontal y posterior en la superficie de estudio
    #para configuración de matriz fotovoltaica (en este caso un único módulo)
    irrads = pvfactors.timeseries(solar_position['azimuth'],
                                  solar_position['apparent_zenith'],
                                  orientation['surface_azimuth'],

```

```

        orientation['surface_tilt'],
        axis_azimuth,
        times,
        cs['dni'],
        cs['dhi'],
        gcr,
        pvrow_height,
        pvrow_width,
        albedo,
        n_pvrows=1,
        index_observed_pvrow=0
    )

# Se convierte en pandas DataFrame
irrad = pd.concat(irrad, axis=1)

# Generar irradiancia efectiva bifacial utilizando valores de series de
# tiempo corregidos por aoi
irrad['effective_irradiance'] = (
    irrad['total_abs_front'] + (irrad['total_abs_back'] * bifaciality)
)

# Definición de la matriz de paneles, en este caso solo 1
array = pvsystem.Array(mount=sat_mount,
                       module_parameters=cec_module,
                       temperature_model_parameters=temp_model_parameters)

# Se crea un objeto System o sistema con la matriz y los modelos de placa e inversor
system = pvsystem.PVSystem(arrays=[array],
                            module_parameters=cec_module,
                            inverter_parameters=cec_inverter)

# ModelChain requiere que el parámetro aoi_loss tenga un valor. pvfactors
# aplica modelos de reflexión superficial en el cálculo de la irradiancia de la parte
# delantera y trasera irradiancia, así que asigne aoi_model='no_loss' para evitar la doble
# contabilización de reflexiones
mc_bifi = modelchain.ModelChain(system, site_location, aoi_model='no_loss')

#Se simula el modelo según los valores de irradiación para la ubicación seleccionada
mc_bifi.run_model_from_effective_irradiance(irrad)

#Se obtienen resultados de producción de potencia DC y AC
pot_kw = mc.results.dc['p_mp']/1000
annual_energy = pot_kw.sum()
energies[nombre] = annual_energy
energies = pd.Series(energies)

#Visualización producción anual potencia DC e irradiancia efectiva anual
print(energies)
print(irrad['effective_irradiance'].sum())

#Se grafica la producción de potencia AC
plt.xlabel("Fecha")
plt.ylabel("Potencia AC [W]")
mc_bifi.results.ac.plot(title = "Producción anual con módulo bifacial")
plt.show()

# %%

```

```

#CÁLCULO CASO DE ESTUDIO:
#PARQUE FOTOVOLTAICO CON TECNOLOGÍA BIFACIAL EN CANARIAS

#Se descargan los datos de la planta real de un csv
path = r"C:\Users\ES42223944S\OneDrive - Enel Spa\Jorge - Proyecto Mto Basado en datos\ULL\Plant
datos_disa = pd.read_csv(path, index_col=0,delimiter=';')

#Se toman solo los valores asociados al año 2021
datos_finales = datos_disa.loc[datos_disa.iloc[:,5]==2021]
df_final = datos_finales.append(datos_finales.iloc[-1])

#Se genera un DataFrame solo con los datos de irradiancia del csv
irradiancia_real = df_final.iloc[:,1]
irradiancia_directa = irradiancia_real.rename_axis('Time2').reset_index()
tz = 'Etc/GMT-0'
times = pd.date_range('2021-1-1', '2022-1-1', freq='1H')[0:8760]

#Se iguala el formato de fecha de los datos de csv con el resto de datos
for i in range(0,8760,1):
    irradiancia_directa.iloc[i,0] = times[i]

irradiancia_directa.set_index('Time2',inplace=True)
direc_irrad = irradiancia_directa.rename({'meteo_irradiancecell1':'total_abs_front'},axis=1)
irrad_directa = direc_irrad.iloc[:,0]

#Se define la latitud, longitud, zona horaria, altura y nombre.
lat, lon, tz,alt, name = 28.161,-16.442,'Etc/GMT-1',57,'Arico'

#Se debe crear una localización o site_location
site_location = location.Location(lat, lon, tz,alt, name)
nombre = name.lower()

energies = {}

# Se define el intervalo de tiempo a estudiar
times = pd.date_range('2021-1-1', '2022-1-1', freq='1H', tz=tz)

# Se definen las características del módulo bifacial
axis_tilt = 25
axis_azimuth = 180
gcr = 0.35
pvrow_height = 1
pvrow_width = 1.9
albedo = 0.3
bifaciality = 0.7

# Lectura de los módulos que son bifaciales para elegir uno
energi = []
for i in range (1,len(cec_modules),1):
    if cec_modules.iloc[1,i]==1:
        energ_i.append(cec_modules.iloc[:,i])

listado = pd.DataFrame(energi)

# Lectura de los inversores con una pot. nominal superior a 50 kW para elegir uno:
inver = []
for i in range (1,len(cec_inverters),1):
    if cec_inverters.iloc[2,i]>=50000:
        inver.append(cec_inverters.iloc[:,i])

inversor = pd.DataFrame(inver)

```

```

# Se cargan las especificaciones del módulo y del inversor
temp_model_parameters = PARAMS['sapm']['open_rack_glass_glass']
cec_modules = pvsystem.retrieve_sam('CECMod')
cec_module = cec_modules['Sunpreme_Inc__SNPM_GxB_510']
cec_inverters = pvsystem.retrieve_sam('cecinverter')
cec_inverter = cec_inverters['Sungrow_Power_Supply_Co__Ltd__SG100KU_outdoor__480V_']

#Se toman los parámetros característicos del inversor SG110CX - V11
cec_inverter['Vac']=585
cec_inverter['Paco']=110000
cec_inverter['Pdco']=111430
cec_inverter['Vdcmx']=460
cec_inverter['Idcmx']=1080
cec_inverter['Mppt_low']=200
cec_inverter['Mppt_high']=1000

# Con la localización creada se calcula la posición solar y los datos de
# irradiancia en cielo abierto (clearsky)
solar_position = site_location.get_solarposition(times)
cs = site_location.get_clearsky(times)

#Se define para que no tenga sistema de seguimiento, sino que sea fijo:
sat_mount = pvsystem.FixedMount(surface_tilt =axis_tilt,
                                surface_azimuth=axis_azimuth)

#Se determina la orientación del módulo
orientation = sat_mount.get_orientation(solar_position['apparent_zenith'],
                                        solar_position['azimuth'])

#Obtiene la irradiación lateral trasera y delantera del motor de transposición de pvfactors
#simular explícitamente en pvarray con 3 filas, con el sensor colocado en la fila central
#y se pueden seleccionar diferentes valores dependiendo de las necesidades
irrad = pvfactors_timeseries(solar_position['azimuth'],
                             solar_position['apparent_zenith'],
                             orientation['surface_azimuth'],
                             orientation['surface_tilt'],
                             axis_azimuth,
                             times,
                             cs['dni'],
                             cs['dhi'],
                             gcr,
                             pvrow_height,
                             pvrow_width,
                             albedo,
                             n_pvrows=1,
                             index_observed_pvrow=0
                             )

# Se convierte en pandas DataFrame
irrad = pd.concat(irrad, axis=1)

# La irradiancia directa será la obtenida
for i in range(0,8760,1):
    irrad['total_abs_front'][i] = irrad_directa[i]

# Se calcula la irradiancia efectiva bifacial utilizando valores de irradiancia
#frontal e irradiancia en la cara trasera
irrad['effective_irradiance'] = (

```

```

    irrads['total_abs_front'] + (irrads['total_abs_back'] * bifaciality)
)

# Definición de la matriz de paneles para cada inversor, en este caso
# se tienen 4 strings de 13 módulos cada uno
array = pvsystem.Array(mount=sat_mount,
                      module_parameters=cec_module,
                      temperature_model_parameters=temp_model_parameters,
                      modules_per_string=12, #Número de módulos por cadena en la matriz.
                      strings = 18 #Número de cadenas conectadas en la matriz
)

# Se crea un objeto System o sistema con la matriz y los modelos de placa e inversor
system = pvsystem.PVSystem(arrays=[array],
                           inverter_parameters=cec_inverter)

# ModelChain requiere que el parámetro aoi_loss tenga un valor. pvfactors
# aplica modelos de reflexión superficial en el cálculo de la irradiancia de la parte
#delantera y trasera irradiancia, así que asigne aoi_model='no_loss' para evitar la doble
#contabilización de reflexiones
mc_bifi = modelchain.ModelChain(system, site_location, aoi_model='no_loss')

#Se simula el modelo según los valores de irradiación para la ubicación seleccionada
mc_bifi.run_model_from_effective_irradiance(irrad)

#Se obtienen resultados de producción de potencia AC
pot_kw = mc_bifi.results.ac*10/1000
annual_energy = pot_kw.sum()
energies[nombre] = annual_energy
energies = pd.Series(energies)

#Cálculo de la irradiancia anual
annual_irradiance = irrads['effective_irradiance'].sum()

#Visualización producción anual potencia AC e irradiancia efectiva anual
print(energies)
print(annual_irradiance)

#Se grafica la producción de potencia AC
plt.xlabel("Fecha")
plt.ylabel("Potencia AC [W]")
(mc_bifi.results.ac*10/1000).plot(title = "Producción anual [kW/año]")
plt.show()

```

Anexo IV

Fichas técnicas de los equipos

En este capítulo se adjunta la ficha técnica del módulo fotovoltaico y del inversor utilizados en la simulación del caso de estudio de un parque fotovoltaico en Arico, Tenerife.



MAXIMA GxB 500 Bifacial Module

A Trusted Quality Brand in Solar



High Performance

Bifacial technology generates power from both the front and back faces of the module, resulting in up to 20% higher energy harvest (kWh). Our HCT bifacial cells packaged in frameless double glass modules yield higher power and do not suffer from light-induced degradation (LID) or potential induced degradation (PID).



Robust Quality & Reliability

Double glass modules designed for durability. Certified to international certification body standards: IEC, UL, and CEC listed. Manufactured according to the International Quality Management System ISO9001.



Extreme Climate Performance

As temperatures rise, our patented hybrid cell technology produces more power [kW] than conventional crystalline silicon solar panels at the same elevated temperature.



Guaranteed Performance

All modules have a 15 year product warranty and 30 year power output warranty.



Superior Aesthetics

Thin profile double-glass construction provides superior aesthetics that are a perfect complement to roofs, carports, and canopies.

About Sunpreme

Sunpreme is an innovative solar PV module manufacturer headquartered in Sunnyvale, California with manufacturing facilities in the United States and China. We provide high quality, reliable and aesthetically superior modules to residential, commercial, and utility customers globally. Sunpreme solar systems are delivering clean energy on 5 continents.

Sunpreme solar panels are designed and engineered in Silicon Valley, CA, USA.

Hybrid Cell Technology

Sunpreme modules use our patented Hybrid Cell Technology platform that utilizes enabling thin-film materials on surface engineered Silicon substrate to achieve high-efficiency power output and reliable energy production for increased project returns.

Unlike conventional crystalline silicon cell technologies, Sunpreme uses highly scalable process to deliver high output solar power at very competitive Levelized Cost of Energy (LCOE).



Front view

Back view

High Efficiency

19.3 % Module Efficiency (STC),
21.2 % efficiency with 10% Backside Power Boost,
23.1 % with 20% Backside Power Boost

Bifacial Energy Boost

Harvests sun from the backside to increase power output up to 20%

Dual-Glass Frameless Design

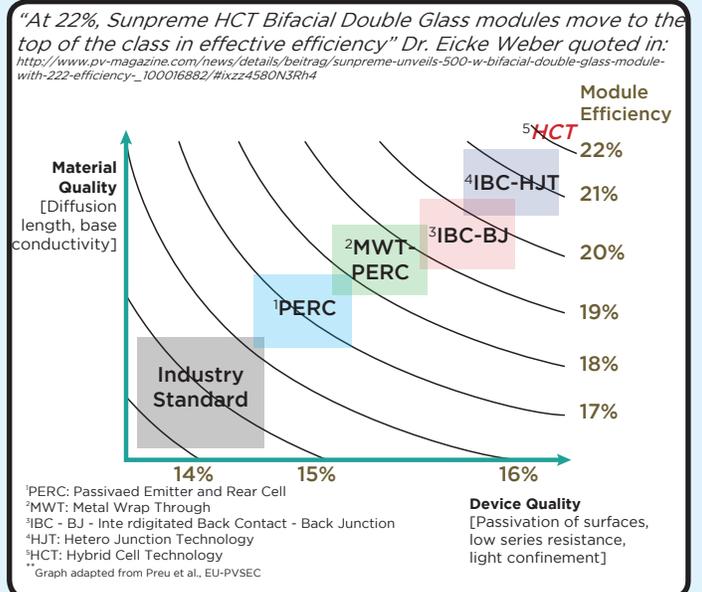
Sunpreme Design is more robust, and does not require module grounding

15 YEAR

PRODUCT WARRANTY

30 YEAR

POWER WARRANTY



ELECTRICAL SPECIFICATIONS¹	490	500	510
STC rated output P_{MPP} (W)	490	500	510
Cell Efficiency	21.2%	21.5%	21.8%
Module Efficiency STC	18.9%	19.3%	19.7%
Standard sorted output	-3%/+5%	-3%/+5%	-3%/+5%
Open Circuit Voltage V_{OC} (V)	70.0	70.5	71.0
Short circuit current I_{SC} (A)	9.2	9.3	9.4
Rated Voltage V_{MPP} (V)	56.5	57.1	57.6
Rated Current I_{MPP} (A)	8.7	8.8	8.9

¹: Standard Test Conditions for front-face of panel: 1000 W/m², 25°C.

BI-FACIAL OUTPUT*

With 10% Backside Power Boost

Power Output (W)	539	550	561
Module Efficiency	20.8%	21.2%	21.7%

With 20% Backside Power Boost

Power Output (W)	588	600	612
Module Efficiency	22.7%	23.1%	23.6%

*Backside boost for flush mount configuration is ≤5%, resulting in I_{sc} ≤9.56 - 9.77 A

TEST OPERATING CONDITIONS

Operating Temperature	- 40 to + 85°C
Storage Temperature	- 40 to + 85°C
Maximum Series Fuse	20 A
Maximum System Voltage	1,000VDC (UL & IEC)
Power/Sq.Ft. w/ 20% backside power boost	21.5 W / Sq. Foot
Maximum load capacity	3,600 Pa (snow load) 125 mph (wind rating)
Fire Class	Class A - Type 3

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature coefficient P_{MPP}	-0.30%/C
Temperature coefficient I_{SC}	+0.04%/C
Temperature coefficient V_{OC}	-0.24%/C
Normal operating cell temperature (NOCT)°C	45C +/- 2

WARRANTY

15 year product warranty
97.5% power warranty first 5 years
-0.5% per year degradation for the following 25 years

CERTIFICATION

Certified to IEC 61646, IEC 61730-01, IEC 61730-02, IEC 61701, UL 1703, ISO 9001, ISO 14001, CEC, CE Mark, FSEC, MCS, and TUV



MECHANICAL SPECIFICATIONS

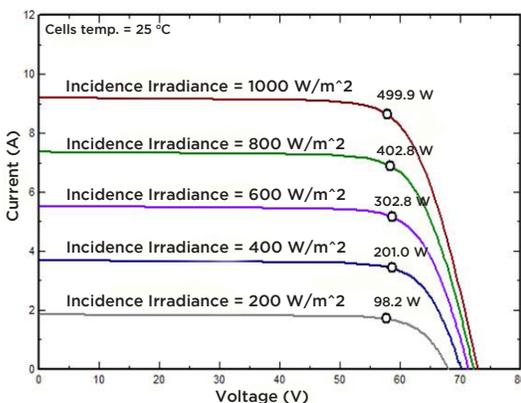
Dimensions	1,981 x 1,308 x 6 mm (6.50 x 4.29 x 0.02 ft)
Weight	36.3 kg (80.0 lbs)
Area	2.59m ² (27.90 ft ²)
Cell type	Bifacial Hybrid Cell Technology (HCT)
Module type	96 Cells, Frameless double glass design with tempered glass, no grounding required
Glass	Tempered 2.9mm anti-reflective coating, low-iron
Junction Box	Tyco IP-67 rated; 1,000V UL/IEC, 3 diodes (2 units)
Cables	4mm ² x 1.2 m cable: MC4 or MC4 compatible Tyco connectors
Clamps	Recommended Sunpreme 200mm

PACKAGING

Modules per crate	20
Crate per shipping container	16

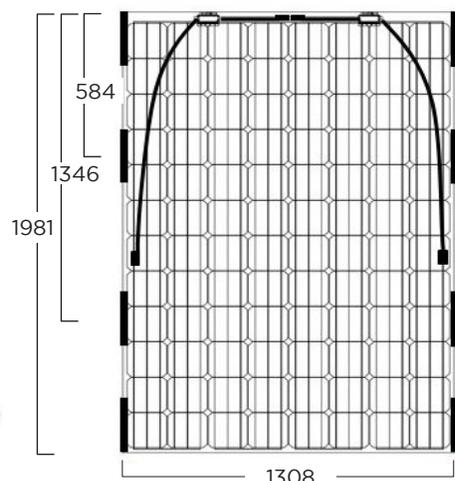
Imax - Vmax (96 cell Version)

Multi-Irradiance Curve for Maxima GxB - 500

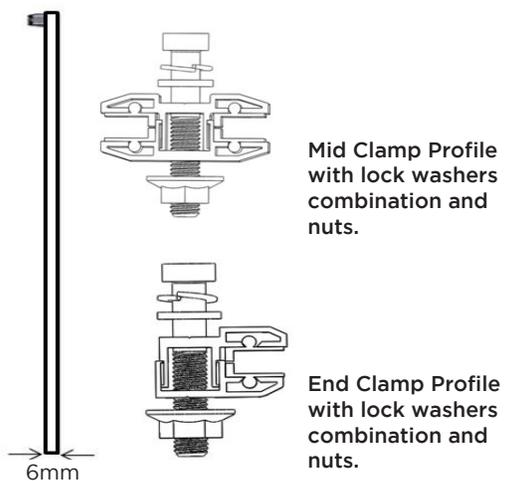


Covered by one or more of the following U.S. patents:
7,951,640; 7,956,283; 7,960,644

Rear & Side View (mm)



Clamp Profiles



Inversor String Multi-MPPT para Sistemas de 1000 V_{cc}



ALTO RENDIMIENTO

- 9 MPPTs con una eficiencia máxima del 98.7%
- Compatible con módulos bifaciales
- Función de recuperación PID

O&M INTELIGENTE

- Puesta en servicio gratuita y actualización remota de firmware
- Escaneo y diagnóstico de la curva IV on-line*
- Diseño sin fusibles con monitorización inteligente de la corriente por string

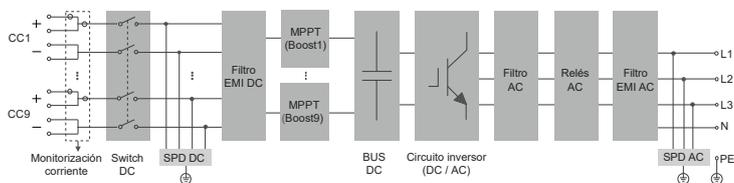
BAJO COSTE

- Compatible con cables AC de Al y Cu
- Posibilidad de conexión DC 2 en 1
- Función de compensación de Q en la noche

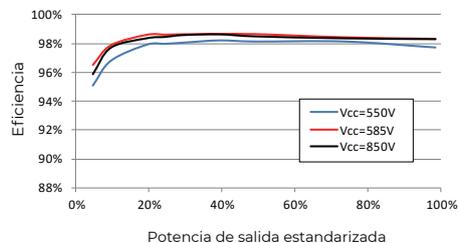
SEGURIDAD COMPROBADA

- Grado de protección IP66 y anti-corrosión C5
- Cumple con los códigos de red y seguridad global

ESQUEMA DE CONEXIONES



CURVA DE RENDIMIENTO



Entrada (CC)		SG110CX - V11
Tensión máxima de entrada FV		1100 V **
Tensión mín. de entrada FV / Tensión de arranque		200 V / 250 V
Tensión nominal de entrada FV		585 V
Rango de tensión de MPP		200 – 1000 V
Número de entradas MPP independientes		9
Número máximo de string FV por MPPT		2
Corriente máxima de entrada FV		26 A * 9
Corriente DC máxima de cortocircuito		40 A * 9
Salida (CA)		
Potencia de salida AC		110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Corriente AC máxima de salida		158.8 A
Tensión nominal AC		3 / N / PE, 400 V
Rango de tensión AC		320 – 460 V
Frecuencia de red nominal / Rango de frecuencia de red		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Armónicos (THD)		< 3 % (a potencia nominal)
Factor de potencia a potencia nominal / Factor de potencia ajustable		> 0.99 / 0.8 capacitivo – 0.8 inductivo
Fases de inyección / Fases de conexión		3 / 3-PE
Eficiencia		
Eficiencia máxima / Eficiencia europea		98.7 % / 98.5 %
Protección		
Protección de conexión inversa DC		Sí
Protección de cortocircuito en AC		Sí
Protección contra corriente de fuga		Sí
Monitorización de red		Sí
Monitorización de falta a tierra		Sí
Interruptor DC		Sí
Interruptor AC		No
Monitorización de la corriente de string FV		Sí
Compensación de Q en la noche		Sí
Función de recuperación PID		Sí
Función de extinción de arco (AFCI)		No
Protección contra sobretensión		DC Tipo II / AC Tipo II
Datos generales		
Dimensiones (W*H*D)		1051 * 660 * 362.5 mm
Peso		89 kg
Topología		Sin transformador
Grado de protección		IP66
Consumo nocturno		< 2 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento		-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Rango de humedad relativa permitida (sin condensación)		0 – 100 %
Método de refrigeración		Ventilación forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento		4000 m (reducción de potencia a partir 3000)
Display		LED, Bluetooth+APP
Comunicación		RS485 / Opcional: WLAN, Ethernet
Tipo de conexión DC		MC4 (max. 10 mm ² opcional)
Tipo de conexión AC		Terminal OT / DT (Max. 240 mm ²)
Certificación		IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-16 2019, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019, UTE C15-712-1:2013, DEWA, UNE 206007-1/RD 1699, UNE 217001, P.O. 12.3, Israel certificate, G99
Soporte a la red		Compensación de Q en la noche, LVRT, HVRT, Control de potencia activa & reactiva y Rampa de control de Potencia

*: Solo compatible con Logger de Sungrow, EyeM4 e iSolarCloud

** : Si la tensión máxima DC de la instalación es mayor de 1000V, los conectores MC4 incluidos con el equipo no deben utilizar, en dicho caso deberán utilizarse conectores MC4 Evo 2.