



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 65MW EN MONTEQUINTO, SEVILLA

Autor: Alicia Orihuel Ginestar

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Diseño y estudio de viabilidad de un parque solar fotovoltaico de 65MWp en
Montequinto, Sevilla”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Alicia Orihuel Ginestar

Fecha: 19/ 06/ 2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G

Firmado digitalmente por

ALONSO ALONSO

CONSOLACION -

05408293G

Fecha: 2026.06.23 20:20:09

+02'00'

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 65MW EN MONTEQUINTO, SEVILLA

Autor: Alicia Orihuel Ginestar

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi directora, Consolación Alonso por su guía y supervisión durante todo el proyecto, sin ella no hubiese sido posible.

Por otro lado, agradecer a mi familia, Alicia, José y Andrea por su apoyo incondicional durante toda mi etapa académica, gracias por siempre estar ahí.

DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 65MW EN MONTEQUINTO, SEVILLA

Autor: Orihuel Ginestar, Alicia

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto desarrolla el estudio de una planta fotovoltaica a gran escala de 64,994 MWp. El emplazamiento se sitúa en Montquinto, Sevilla, en el cual a través de la simulación vía PVsyst, se ha evaluado la producción y rentabilidad económica de la planta con vista de 30 años.

Palabras clave: Planta solar fotovoltaica, gran escala, energía renovable, viabilidad

1. Introducción

El presente Trabajo de Fin de Grado se enmarca en el contexto de la transición energética global, en la que las energías renovables han adquirido un papel protagonista como respuesta a los retos del cambio climático y la dependencia de los combustibles fósiles. España, gracias a su privilegiada situación geográfica y a unos niveles de irradiación solar entre los más elevados de Europa, se posiciona como uno de los mercados fotovoltaicos de mayor potencial del continente, con más de 32 GW instalados y un objetivo de 76 GW para 2030 establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. La energía solar fotovoltaica, impulsada por la drástica reducción de costes experimentada en la última década y por un marco regulatorio cada vez más favorable, se ha convertido en una de las fuentes de generación eléctrica más competitivas, con precios de producción que en grandes instalaciones pueden situarse por debajo de los 35 €/MWh.

En este escenario, el desarrollo de una planta fotovoltaica de gran escala en emplazamientos de alta irradiación como Montequinto (Sevilla), con una instalación de 65MWp representa una oportunidad estratégica para acelerar la descarbonización del sistema eléctrico y contribuir al cumplimiento de los objetivos energéticos nacionales.

2. Definición del proyecto

El desarrollo del proyecto se ha articulado en cuatro etapas sucesivas. La primera de ellas consistió en la identificación del emplazamiento más adecuado para albergar la instalación, para lo cual se evaluaron diferentes localizaciones candidatas atendiendo a criterios como la disponibilidad del recurso solar, las características topográficas del terreno, la distancia a puntos de conexión a la red eléctrica y las limitaciones derivadas de la normativa medioambiental aplicable, resultando seleccionado el término municipal de Montequinto (Sevilla).

Una vez fijada la localización, la segunda etapa se centró en la definición y optimización de la configuración técnica de la planta. Para ello se empleó el software de simulación PVsyst, con el que se determinó de forma secuencial el ratio DC/AC óptimo, la geometría

de implantación de los seguidores solares y los modelos de módulo fotovoltaico e inversor que maximizan la producción energética anual de la instalación.

La tercera etapa tuvo por objeto la estimación de la producción energética a lo largo de la vida útil de la planta usando el programa de PVsyst. La simulación se realizó con datos meteorológicos obtenidos de bases de datos de reconocido prestigio internacional como PVGIS, Meteonorm y NASA, y proporcionó como resultados la generación anual esperada, el desglose de las principales fuentes de pérdidas del sistema y el Performance Ratio global de la instalación.

Por último, la cuarta etapa consistió en la construcción de un modelo de viabilidad económica que, partiendo de los datos de producción obtenidos en la simulación y de hipótesis fundamentadas sobre la inversión inicial, los costes operativos y el precio de venta de la energía, permitió determinar la rentabilidad del proyecto a través del cálculo del VAN, TIR y el periodo de recuperación de la inversión.

3. Descripción del parque fotovoltaico

La planta fotovoltaica consta de los siguientes elementos:

<i>Modelo de panel solar</i>	<i>Longi Solar LR7-72HYD-660M</i>
<i>Potencia pico del panel (Wp)</i>	<i>660</i>
<i>Nº de paneles solares</i>	<i>98475</i>
<i>Potencia total pico (MWp)</i>	<i>64,994</i>
<i>Nº paneles por string</i>	<i>25</i>
<i>Nº de strings</i>	<i>3939</i>
<i>Modelo de inversor</i>	<i>Sungrow SG3400-HV-20</i>
<i>Potencia nominal del inversor (MW)</i>	<i>3,437</i>
<i>Nº de inversores</i>	<i>17</i>
<i>Potencia nominal total de la planta (MW)</i>	<i>58,429</i>
<i>Ratio (potencia pico/potencia nominal)</i>	<i>1,11</i>
<i>Seguidor tipo</i>	<i>PV Hardware 1V</i>
<i>Distancia entre seguidores</i>	<i>6m</i>

Tabla 1: Configuración óptima

El esquema unifilar de la planta simplificado sería el siguiente:

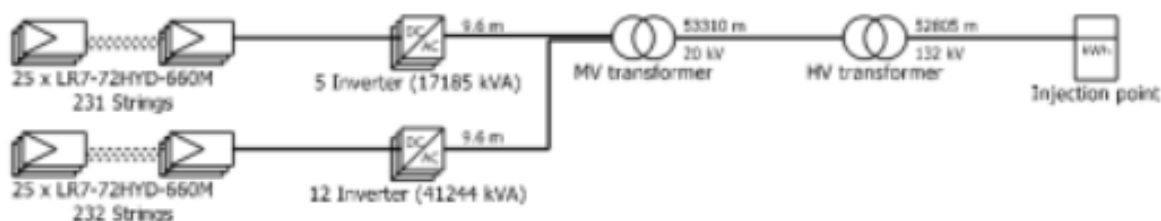


Ilustración 1 - Esquema unifilar de la planta simplificado

4. Resultados

Del análisis técnico se obtiene que la planta alcanza un performance ratio del 86,4 %, una cifra que refleja un aprovechamiento notable del recurso solar disponible. La simulación arroja una producción bruta de 144,08 GWh en el primer año, es decir, 2.217 kWh por cada kWp instalado. Al descontar sobre ese valor la degradación lineal de los módulos (0,4% anual) y un 2% adicional por las paradas programadas de mantenimiento, la energía que realmente se vierte a la red queda en 141.198 MWh el primer ejercicio y disminuye de forma casi perfectamente lineal hasta los 124.886 MWh en el año 30, con un promedio de 133.046 MWh anuales. El factor de capacidad medio resultante, del 23,37%, se ajusta al rango habitual de las plantas con seguimiento del sur peninsular.

En cuanto al análisis económico se obtienen los siguientes valores:

Indicador	Resultado
WACC	5,40%
VAN del proyecto	18,24 M€
TIR del proyecto	9,15%
VAN del accionista	6,46 M€
TIR del accionista	12,58%
Payback simple (proyecto)	10 años y 276 días
Payback descontado (proyecto)	15 años y 218 días
Payback simple (accionista)	12 años y 297 días
Payback descontado (accionista)	17 años y 307 días
LCOE (coste normalizado de la energía)	33,6 €/MWh

Tabla 2: Resultados viabilidad económica

5. Conclusiones

La ejecución de la planta fotovoltaica de Montequinto, con una potencia nominal de 58,43 MWca y una producción estimada de 144,08 MWh en el primer año de operación,

presenta un atractivo perfil tanto desde el punto de vista técnico como económico. La instalación contribuye de forma directa a los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico español, reforzando el papel de Andalucía como región de referencia en el desarrollo de energía solar a gran escala. Más allá de su aportación energética, el proyecto genera un impacto económico positivo en el entorno rural donde se ubica, tanto en términos de empleo durante la fase de construcción como de actividad estable a lo largo de los 30 años de vida útil de la instalación, consolidando a España como uno de los mercados fotovoltaicos más competitivos de Europa.

DESIGN AND FEASIBILITY STUDY OF A 65 MW PHOTOVOLTAIC SOLAR PARK IN MONTEQUINTO, SEVILLE

Author: Orihuel Ginestar, Alicia.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project develops the study of a large-scale photovoltaic plant with a capacity of 64.994 MWp. The site is located in Montequinto, Seville, where the production and economic profitability of the plant have been evaluated over a 30-year period through PVsyst simulation.

Keywords: Photovoltaic solar plant, large-scale, renewable energy, feasibility

1. Introduction

This Bachelor's Final Project is framed within the context of the global energy transition, in which renewable energies have taken a leading role as a response to the challenges posed by climate change and dependence on fossil fuels. Spain, thanks to its privileged geographical location and high solar irradiation levels, among the highest in Europe, is positioned as one of the continent's photovoltaic markets with the greatest potential, with more than 32 GW installed and a target of 76 GW by 2030 established in the National Integrated Energy and Climate Plan. Solar photovoltaic energy, driven by the drastic reduction in costs experienced over the last decade and by an increasingly favourable regulatory framework, has become one of the most competitive sources of electricity generation, with production costs in large-scale installations that can fall below €35/MWh.

Within this scenario, the development of a large-scale photovoltaic plant in high-irradiation locations such as Montequinto (Seville), with a 65 MWp installation, represents a strategic opportunity to accelerate the decarbonization of the electricity system and contribute to the achievement of national energy targets.

2. Project definition

The development of the project has been structured into four successive stages. The first stage consisted of identifying the most suitable location for hosting the installation. Different candidate sites were evaluated according to criteria such as solar resource availability, terrain topography, distance to electrical grid connection points, and limitations arising from applicable environmental regulations. As a result, the municipality of Montequinto (Seville) was selected.

Once the location had been established, the second stage focused on defining and optimising the technical configuration of the plant. For this purpose, the PVsyst simulation software was used to sequentially determine the optimal DC/AC ratio, the

layout geometry of the solar trackers, and the photovoltaic module and inverter models that maximize the annual energy production of the installation.

The third stage aimed to estimate the energy production throughout the plant's useful life using the PVsyst software. The simulation was carried out using meteorological data obtained from internationally recognised databases such as PVGIS, Meteonorm, and NASA. The results provided the expected annual generation, a breakdown of the main sources of system losses, and the overall Performance Ratio of the installation.

Finally, the fourth stage consisted of developing an economic feasibility model. Based on the production data obtained from the simulation and well-founded assumptions regarding the initial investment, operating costs, and energy sale price, the profitability of the project was determined through the calculation of the NPV, IRR, and investment payback period.

3. Description of the Photovoltaic Plant

The photovoltaic plant consists of the following elements:

<i>Solar panel model</i>	<i>Longi Solar LR7-72HYD-660M</i>
<i>Peak power of panel (Wp)</i>	660
<i>N° of solar panels</i>	98475
<i>Total peak power (MWp)</i>	64,994
<i>N° paneles per string</i>	25
<i>N° of strings</i>	3939
<i>Inverter model</i>	<i>Sungrow SG3400-HV-20</i>
<i>Rated power of inverter (MW)</i>	3,437
<i>N° de inverters</i>	17
<i>Total rated power of the plant (MW)</i>	58,429
<i>Ratio (peak power/rated power)</i>	1,11
<i>Tracker type</i>	<i>PV Hardware 1V</i>
<i>Distance between trackers</i>	6m

Table 1: Optimal configuration

The simplified single-line diagram of the plant is shown below:

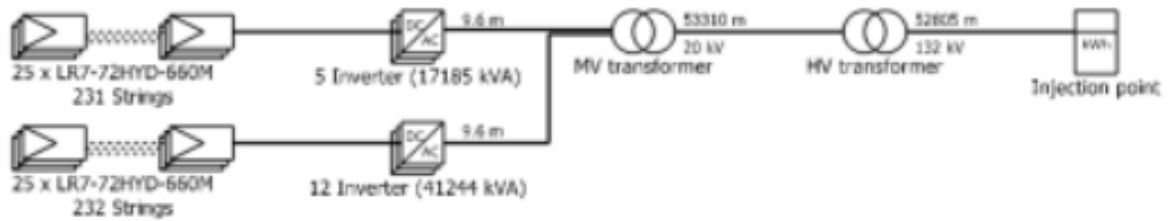


Figure 2 – Simplified single-line diagram of the plant

4. Results

The technical analysis shows that the plant achieves a Performance Ratio of 86.4%, a value that reflects a significant utilization of the available solar resource. The simulation results in a gross production of 144.08 GWh during the first year, equivalent to 2,217 kWh per installed kWp.

After accounting for the linear degradation of the modules (0.4% annually) and an additional 2% reduction due to scheduled maintenance shutdowns, the energy actually delivered to the grid reaches 141,198 MWh in the first year of operation and decreases in an almost perfectly linear manner to 124,886 MWh in year 30, with an average annual production of 133,046 MWh. The resulting average capacity factor of 23.37% falls within the typical range for solar plants equipped with tracking systems in southern Spain.

Regarding the economic analysis, the following values are obtained:

Indicador	Resultado
WACC	5,40%
Project NPV	18,24 M€
Project IRR	9,15%
Shareholder NPV	6,46 M€
Shareholder IRR	12,58%
Payback simple (project)	10 años y 276 días
Payback discounted (project)	15 años y 218 días
Payback simple (shareholder)	12 años y 297 días
Payback discounted (shareholder)	17 años y 307 días
LCOE (levelised cost of energy)	33,6 €/MWh

Table 2: Economic feasibility results

5. Conclusions

The implementation of the Montequinto photovoltaic plant, with a rated capacity of 58.43 MWac and an estimated production of 144.08 MWh during the first year of operation, presents an attractive profile from both technical and economic perspectives.

The installation directly contributes to the decarbonisation objectives of the Spanish electricity system, strengthening the role of Andalusia as a leading region in the development of large-scale solar energy.

Beyond its energy contribution, the project generates a positive economic impact on the rural area where it is located, both in terms of employment during the construction phase and through stable activity throughout the 30-year operational lifetime of the facility. This reinforces Spain's position as one of the most competitive photovoltaic markets in Europe.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Estado de la cuestión	8
1.3 Objetivo del proyecto	13
1.4 Metodología de trabajo.....	14
1.5 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	15
Capítulo 2. Selección y análisis del emplazamiento.....	17
2.1 Emplazamiento 1: Manzanares, Ciudad Real.....	20
2.2 Emplazamiento 2: Don Benito, Extremadura.....	23
2.3 Emplazamiento 3: Montequinto, Sevilla	25
2.4 Comparativa y conclusión	27
Capítulo 3. Introducción a la energía solar fotovoltaica	33
3.1 Antecedentes del efecto foto eléctrico.....	31
3.2 El efecto fotoeléctrico	33
3.3 El recurso solar	36
3.3.1 La radiación solar	36
3.3.2 Optimización del recurso solar	39
3.4 Semiconductores	41
Capítulo 4. Estudio del recurso solar en el emplazamiento seleccionado.....	44
4.1 Análisis del emplazamiento seleccionado	44
4.2 Datos de radiación	47
4.3 Comparativa de los datos meteorológicos.....	50
4.4 Conclusión	53
4.4.1 Comparación GHI y DHI	54
4.4.2 Duración de la radiación solar	55
4.4.3 Temperatura	56
Capítulo 5. Componentes de una planta solar fotovoltaica	58
5.1 Célula solar fotovoltaica.....	58
5.1.1 Principio de funcionamiento	59

5.5.2 Circuito equivalente y curva característica	60
5.5.3 Parámetros de la célula fotovoltaica.....	61
5.2 Paneles solares.....	63
5.3 Tecnologías fotovoltaicas.....	66
5.4 Estructuras de soporte	67
5.5 Inversores	69
5.6 Transformadores.....	70
Capítulo 6. Diseño técnico de la planta solar	72
6.1 Equipos y optimización.....	73
6.2 Simulación con PVsyst.....	81
6.3 Balance energético de pérdidas del sistema	86
Capítulo 7. Diseño de la instalación eléctrica	90
7.1 Arquitectura general de la instalación	90
7.2 Equipos eléctricos principales	91
7.2.1 Módulos fotovoltaicos	91
7.2.2 Cajas de agrupación de strings.....	91
7.2.3 Inversores	91
7.2.4 Transformadores de media tensión	92
7.2.5 Celdas de media tensión y cabinas de interconexión	92
7.2.6 Subestación de evacuación 20/132kV.....	93
7.3 Configuración de los grupos de generación y conexión al inversor.....	93
6.2 Instalación de corriente continua	94
6.3 Instalación de corriente alterna.....	94
Capítulo 8. Obra civil.....	97
8.1 Desbroce y explanación del terreno	97
8.2 Vallado perimetral.....	98
8.3 Centros de transformación.....	99
8.4 Caminos interiores y accesos	100
8.5 Zanjas	101
8.5.1 Zanjas de BT.....	102
8.5.2 Zanjas de MT.....	103

8.6 Agrupación de grupos de generación	104
Capítulo 9. Estudio de viabilidad económica	105
9.1 Presupuesto de la inversión inicial (CAPEX)	105
9.2 Tarifa de venta de energía	109
9.3 Hipótesis financieras	109
9.4 Coste de operación y mantenimiento(OPEX)	110
9.5 Ingresos de explotación	111
9.6 Gastos de explotación.....	111
9.7 Flujos de caja.....	112
9.8 Indicadores financieros.....	113
Capítulo 10. Planificación del proyecto.....	118
Capítulo 11. Resultados y discusión.....	120
11.1 Resultados técnicos de la simulación	120
11.2 Resultados económicos	122
11.3 Contaminación evitada	123
Capítulo 12. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	123
12.1 Principales conclusiones.....	125
12.2 Trabajos futuros.....	126
Capítulo 13. Bibliografía.....	125
ANEXO I: Planos.....	127
ANEXO II: Cálculos eléctricos.....	128
ANEXO III: Fichas técnicas.....	139

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Potencia instalada en España a enero 2025 (red eléctrica).....	9
Ilustración 2. Evolución de la cuota de mercado de módulos bifaciales a 10 años vista	12
Ilustración 3. Objetivos de desarrollo sostenible.....	18
Ilustración 4. Mapa de radiación solar España (AEMET).....	20
Ilustración 5. Potencia solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma sobre la potencia solar fotovoltaica nacional (REE)	20
Ilustración 6. Emplazamiento 1, Manzanares.....	22
Ilustración 7. Distancia hasta subestación Manzanares 220/400kV	23
Ilustración 8. Mapa de espacios protegidos de Ciudad Real	24
Ilustración 9. Emplazamiento 2, Don Benito	25
Ilustración 10. Distancia hasta subestación Iberdrola Don Benito	26
Ilustración 11. Mapa de espacios protegidos de Extremadura	26
Ilustración 12. Emplazamiento 3, Montequinto	27
Ilustración 13. Distancia hasta subestación Quinto.....	28
Ilustración 14. Mapa de espacios protegidos de Andalucía.....	28
Ilustración 15. Efecto fotoeléctrico sobre un material[8].....	35
Ilustración 16. Energía solar con respecto a la longitud de onda [10].....	37
Ilustración 17. Radiación solar en atmosfera y superficie terrestre [13].....	39
Ilustración 18. Radiación solar sobre plano inclinado [14]	40
Ilustración 19. Irradiación incidente sobre superficie [14].....	41
Ilustración 20. Variación de la elevación solar segun el mes [14].....	43
Ilustración 21. Unión P-N [14].....	45
Ilustración 22. Área del emplazamiento en Montequinto, Sevilla	46
Ilustración 23. Distancia hasta subestación Quinto	47
Ilustración 24. Localización de la Subestación de Quintos (fuente: REE).....	48
Ilustración 25. Comparativa GHI	52

Ilustración 26. Comparativa DHI	53
Ilustración 27. Comparativa Temperatura	54
Ilustración 28. Comparativa GHI- DHI (Meteonorm).....	56
Ilustración 29. Duración de la radiación solar (Meteonorm)	57
Ilustración 30. Previsión de Temperatura (Meteonorm)	58
Ilustración 31. Estructura de la célula solar [19]	60
Ilustración 32. Esquema del funcionamiento [20].....	61
Ilustración 33. Circuito equivalente y curva característica [14].....	62
Ilustración 34. Curva I-V [14]	63
Ilustración 35. Capas del panel [14]	65
Ilustración 36. Panel poli y monocristalino [14]	66
Ilustración 37. Tipos de seguidores [22]	70
Ilustración 38. Esquema del flujo energético de una planta a gran escala [27].....	72
Ilustración 39. Diagrama de pérdidas detalladas	90
Ilustración 40. Vallado permimetral	99
Ilustración 41. Centros de transformación de MT	101
Ilustración 42. Excavación de zanja	102
Ilustración 43. Cronograma del proyecto	118

Índice de tablas

Tabla 1. Criterio de selección	29
Tabla 2. Tabla comparativa GHI datos de Global Solar Atlas	30
Tabla 3. Comparación características emplazamientos	30
Tabla 4. Puntuación y elección final	31
Tabla 5. Tabla de datos de radiación (Meteonorm).....	49
Tabla 6. Tabla de datos de radiación (PVGIS).....	50
Tabla 7. Tabla de datos de radiación (NASA).....	51
Tabla 8. Resultados	55
Tabla 9. Optimización del ratio	75
Tabla 10. Optimización distancia entre seguidores	77
Tabla 11. Elección del módulo	78
Tabla 12. Elección del inversor	80
Tabla 13. Configuración final PVsyst	82
Tabla 14. Producción anual estimada considerando O&M y degradación	83
Tabla 15. Producción anual neta considerando O&M.....	86
Tabla 16. Presupuesto desglosado por partidas	105
Tabla 17. Cálculo del CAPEX total	108
Tabla 18. Hipótesis financieras del modelo.....	110
Tabla 19. Evolución del OPEX en años representativo(k€).....	110
Tabla 20. Cuenta de pérdidas y ganancia en años representativos(k€)	112
Tabla 21. Flujos de cajas en año representativos (k€).....	113
Tabla 22. Resumen de indicadores de rentabilidad	116
Tabla 23. Resumen de las pérdidas del sistema (PVsyst).....	119
Tabla 24. Resumen de los resultados económicos	121

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En el contexto del crecimiento global de la energía solar fotovoltaica, España destaca como uno de los países con mayor potencial para liderar esta transición hacia un modelo energético sostenible. Gracias a sus excepcionales recursos naturales y un marco normativo cada vez más favorable, la fotovoltaica ha experimentado un desarrollo notable en los últimos años, consolidándose como una pieza clave en el mix energético nacional.

Actualmente, la capacidad instalada de generación solar en el país supera los 32 GW, un hito que refleja un crecimiento del 25 % respecto al año anterior. Este avance posiciona a España entre los mercados más destacados de la Unión Europea, situándose junto a países como Alemania y los Países Bajos. La distribución de estos proyectos no ha sido homogénea: comunidades como Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura concentran la mayoría de las grandes instalaciones solares del país, gracias a sus condiciones climáticas favorables y a la disponibilidad de amplias extensiones de terreno.

Las condiciones que han impulsado este auge responden a diversos factores. Por un lado, España cuenta con uno de los niveles de irradiación solar más altos de Europa, superando los 2.000 kWh/m² anuales en muchas regiones del sur. Este recurso natural convierte al país en un lugar privilegiado para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos. Además, los avances normativos recientes han contribuido de forma decisiva. La eliminación del conocido "impuesto al sol" en 2018 abrió la puerta a un aumento significativo de instalaciones, tanto a gran escala como de autoconsumo. A esto se suma la competitividad económica: los costes de la electricidad generada en grandes plantas solares, que en algunos casos se sitúan por debajo de los 35 €/MWh, han permitido que la energía solar compita directamente con las tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles.

Sin embargo, este crecimiento también trae retos importantes. La red eléctrica española debe fortalecerse para adaptarse al rápido incremento de capacidad renovable y asegurar que la energía generada pueda evacuarse sin problemas. Al mismo tiempo, la naturaleza variable de la generación solar plantea desafíos para la estabilidad del sistema eléctrico, lo que requiere soluciones técnicas como el almacenamiento energético mediante baterías o sistemas hidroeléctricos de bombeo, así como estrategias inteligentes para gestionar la demanda. Otro aspecto clave está relacionado con la burocracia, ya que ciertos proyectos aún enfrentan procesos administrativos que pueden ralentizar su desarrollo.

A pesar de estos desafíos, el impacto positivo de la energía solar en España es innegable. Su desarrollo no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino también a la economía, especialmente en las zonas rurales. Las grandes plantas solares generan miles de empleos durante su construcción y proporcionan trabajos estables en tareas de operación y mantenimiento.

De cara al futuro, España tiene objetivos ambiciosos que reflejan su liderazgo en este sector. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, el país prevé alcanzar más de 76 GW de capacidad fotovoltaica instalada para 2030. Este crecimiento no solo estará impulsado por megaproyectos como las plantas de Talayuela y Núñez de Balboa, sino también por el auge del autoconsumo, que se perfila como una de las tendencias más importantes en los próximos años.

En este contexto, España tiene la oportunidad de consolidarse como un referente internacional en energía solar, demostrando que es posible alinear la competitividad económica con la sostenibilidad. La transición energética en curso, apoyada en la fotovoltaica, constituye no solo un imperativo ambiental, sino también una herramienta clave para la innovación, el progreso y el bienestar social del país.

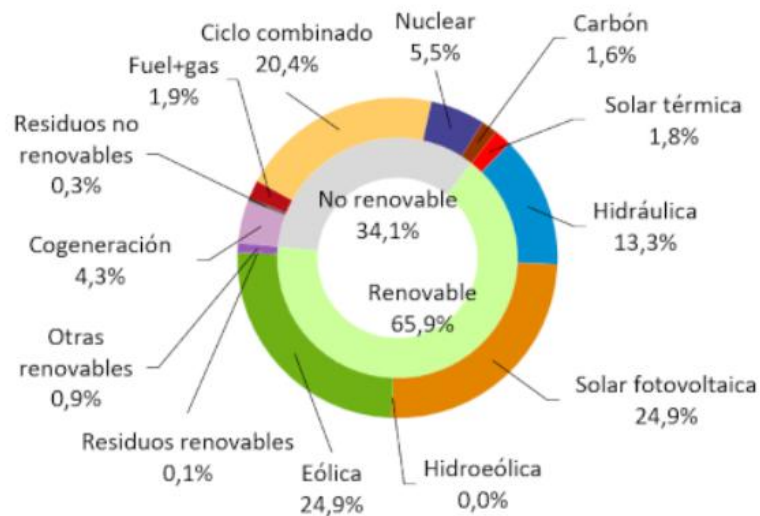


Ilustración 1: Potencia instalada en España a enero 2025 (red eléctrica)

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La rápida expansión de la energía solar fotovoltaica, tanto a nivel global como en España, ha despertado un interés creciente por comprender cómo estas grandes instalaciones pueden integrarse de manera eficiente en el sistema eléctrico. Este contexto, marcado por la urgencia de la transición energética y el protagonismo que España está adquiriendo en el sector renovable, ha motivado la realización de este Trabajo Fin de Grado.

El objetivo de este proyecto es analizar de forma integral todos los aspectos que intervienen en el desarrollo de una planta solar fotovoltaica a gran escala, desde la selección del emplazamiento hasta el diseño técnico y el análisis económico. La viabilidad de estas

instalaciones no depende únicamente de la disponibilidad del recurso solar, sino de múltiples factores interrelacionados que deben estudiarse de manera conjunta para garantizar la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto. Un enfoque parcial podría conducir a conclusiones poco precisas o alejadas de la realidad del sector.

Este trabajo representa una oportunidad para aplicar de manera práctica los conocimientos adquiridos durante la carrera, integrando disciplinas como la generación de energía renovable, el diseño de instalaciones eléctricas y la evaluación económica. Además, me permite acercarme a la metodología empleada en proyectos reales del sector energético, obteniendo una visión global del proceso y fortaleciendo mi formación técnica de cara a mi futura incorporación profesional en un ámbito que considero estratégico para el futuro energético del país.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía solar fotovoltaica atraviesa un periodo de crecimiento sin precedentes a escala global. la capacidad fotovoltaica instalada acumulada a nivel mundial superó los 2.260 GW al cierre de 2024, con entre 553 y 601 GW de nueva potencia instalada durante ese año, lo que representa un incremento interanual del 29%.[1] En España, la solar fotovoltaica alcanzó los 32.043 MW de capacidad instalada a finales de 2024 según Red Eléctrica de España (REE), convirtiéndose por primera vez en la tecnología con mayor potencia instalada del país y representando el 25% del parque generador nacional. Andalucía lidera el ranking regional con el 24,3% de la potencia fotovoltaica instalada en España, contexto en el que se enmarca el presente proyecto.

Evolución tecnológica de los módulos fotovoltaicos

La tecnología de módulos fotovoltaicos ha experimentado una transformación profunda en la última década, impulsada fundamentalmente por la irrupción de los módulos bifaciales de silicio monocristalino. A diferencia de los módulos convencionales, los módulos bifaciales son capaces de capturar la radiación solar tanto por su cara frontal como por la trasera, aprovechando la irradiancia reflejada por el suelo para incrementar la producción energética. Según datos recogidos por IRENA, la cuota de mercado de los módulos bifaciales rondaba el 30% en 2022 y se prevé que alcance el 70% en 2030, consolidándose como la tecnología dominante en el segmento utility-scale. La ganancia energética asociada a la bifacialidad depende del albedo del emplazamiento, la altura de montaje y la distancia entre filas, pudiendo suponer un incremento de entre el 5% y el 30% en la potencia generada respecto a módulos monofaciales equivalentes.

En paralelo, la potencia unitaria de los módulos ha crecido de forma sostenida, pasando de los 300–350 Wp habituales hace una década a los 650–700 Wp actuales en módulos de gran formato para aplicaciones industriales. La eficiencia de las células de silicio monocristalino de tipo TOPCon y HJT, tecnologías predominantes en los módulos de última generación, supera ya el 23% en condiciones de laboratorio según el registro de eficiencias del NREL, con valores comerciales en torno al 21–22%.

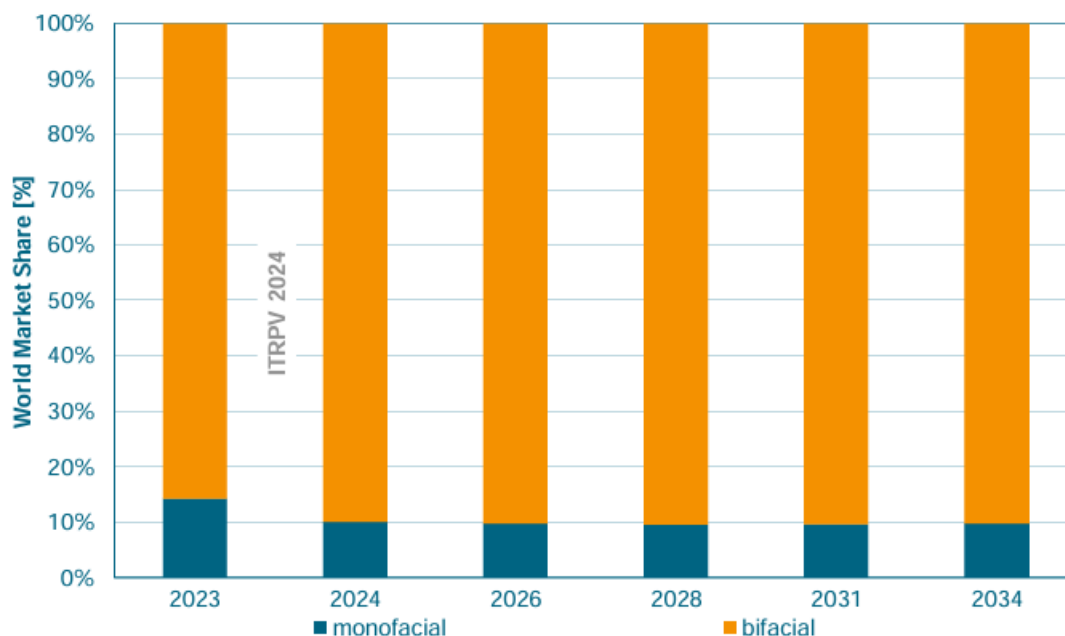


Ilustración 2: Evolución de la cuota de mercado de módulos bifaciales a 10 años vista [2]

Retos técnicos, económicos, regulatorios y medioambientales

A pesar del dinamismo del sector, su desarrollo no está exento de desafíos. Desde el punto de vista técnico, la integración masiva de energía solar en la red eléctrica plantea retos de estabilidad y gestión de la variabilidad, que requieren soluciones de almacenamiento y flexibilidad de demanda aún en desarrollo. En el plano económico, la caída del precio de la energía en las horas centrales del día que es consecuencia directa de la alta penetración solar, está reduciendo los ingresos de las plantas existentes y condicionando la rentabilidad de los nuevos proyectos. Regulatoriamente, los procesos de tramitación administrativa y acceso a la red siguen siendo uno de los principales cuellos de botella del sector en España, con miles de megavatios en cola de conexión. Finalmente, desde el punto de vista medioambiental, el impacto sobre el uso del suelo, la biodiversidad y el paisaje de las grandes plantas utility-scale es objeto de creciente escrutinio regulatorio y social, lo que exige una planificación territorial cuidadosa en la selección de emplazamientos. Organismos como IRENA y REN21

coinciden en señalar que superar estos retos es condición necesaria para que la fotovoltaica pueda cumplir su papel en la descarbonización del sistema energético global.

Sistemas de seguimiento solar

El sistema de seguimiento solar es uno de los parámetros de diseño con mayor impacto sobre la producción energética de una planta fotovoltaica de gran escala. Los seguidores de eje horizontal N-S con algoritmo de retroceso se han consolidado como la solución estándar en el sector utility-scale, especialmente en latitudes medias como la península ibérica. Los sistemas fotovoltaicos que combinan módulos bifaciales con seguidores de un eje representan más del 60% de la cuota de mercado de los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial, empleándose con más del 90% de los módulos vendidos.[3]

El algoritmo de backtracking es esencial para minimizar las pérdidas por sombreado mutuo entre filas de seguidores en las horas de baja elevación solar. En cuanto a la disposición de los módulos sobre el seguidor, el crecimiento del tamaño de los módulos ha llevado a que la tipología 1V sea actualmente la más utilizada en el sector, desplazando a las configuraciones 2V y 3H que predominaban con módulos de menor formato. A igual GCR, la configuración 1V presenta ventajas frente a la 2V en términos de sombreado y comportamiento del backtracking, dado que la menor altura efectiva del conjunto reduce la longitud de sombra proyectada sobre las filas posteriores. El parámetro GCR determina el equilibrio entre el aprovechamiento del terreno y las pérdidas por sombreado, situándose los valores típicos en plantas utility-scale entre el 35% y el 45%.

Optimización del ratio en plantas utility-scale

El ratio, es uno de los parámetros de diseño más estudiados en la ingeniería de plantas fotovoltaicas de gran escala. Su optimización implica encontrar el equilibrio entre la maximización de la producción energética anual y la minimización del coste de capital

asociado al sistema de inversores. El modelo de referencia para plantas utility-scale del NREL adopta un ratio DC/AC de 1,34 para sistemas de seguimiento a un eje con módulos bifaciales, valor representativo de las tendencias actuales del sector.[4]

Desde el punto de vista técnico, el sobredimensionado del campo DC respecto a la capacidad AC del inversor se justifica por el hecho de que la potencia pico de los módulos se define en condiciones estándar de medida. En emplazamientos de alta irradiación como Andalucía, las elevadas temperaturas de operación reducen la potencia real de los módulos por debajo de su valor nominal durante la mayor parte del año, de modo que los inversores operarían por debajo de su capacidad si el ratio fuese igual a la unidad. Un ratio superior a 1 permite maximizar las horas de operación del inversor a plena carga, incrementando la producción energética sin necesidad de ampliar la capacidad AC instalada.

Herramientas de simulación: PVsyst

PVsyst es el software de simulación energética de referencia en el sector fotovoltaico a nivel mundial, desarrollado por la Universidad de Ginebra. Permite modelizar con precisión el comportamiento de una instalación fotovoltaica a lo largo de un año meteorológico típico, teniendo en cuenta la irradiancia incidente, las pérdidas por temperatura, sombreado, reflexión, degradación, pérdidas óhmicas y saturación del inversor, entre otros factores. Su amplia base de datos de módulos e inversores, junto con sus capacidades de modelización 3D de sombreados, lo convierten en la herramienta más utilizada tanto en el ámbito académico como en la ingeniería profesional de proyectos fotovoltaicos de gran escala.

Por todo lo anterior, el presente TFG aborda el diseño y la optimización de una planta fotovoltaica de gran escala de 65 MW en Montequinto (Sevilla), empleando PVsyst como herramienta de simulación y una metodología de optimización secuencial que evalúa el ratio, la configuración geométrica de los seguidores, el módulo fotovoltaico y el inversor. El trabajo incorpora las tendencias tecnológicas actualmente predominantes en el sector: módulos bifaciales de silicio monocristalino, seguidores de eje horizontal N-S con retroceso

y ratios superiores a la unidad, y contribuye al conocimiento aplicado sobre el dimensionado óptimo de plantas solares de gran escala en emplazamientos de alta irradiación del sur de España, en línea con los objetivos del PNIEC de alcanzar los 76 GW de potencia fotovoltaica instalada en España para 2030.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal del proyecto es evaluar la viabilidad técnica y económica de una planta solar fotovoltaica de gran tamaño. Para alcanzar este objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Selección del emplazamiento: Determinar una localización óptima para la planta a partir de un análisis multicriterio que valore la disponibilidad del recurso solar, las características topográficas del terreno, la distancia de la subestación eléctrica y las limitaciones derivadas de la normativa medioambiental vigente.
- Diseño técnico: Establecer la configuración de la instalación: módulos, inversores, sistema de seguimiento y disposición de filas, orientada a extraer el máximo rendimiento energético posible dentro de las condiciones del emplazamiento seleccionado.
- Simulación energética: Cuantificar la producción anual esperada mediante PVsyst, identificando y desagregando las principales fuentes de pérdidas del sistema y obteniendo el Performance Ratio como indicador global del rendimiento de la planta.
- Optimización del diseño: Determinar la configuración técnica óptima a través de un proceso de optimización secuencial sobre los parámetros de mayor influencia en la producción: ratio DC/AC, geometría de los seguidores, modelo de módulo e inversor.
- Viabilidad económica: Dimensionar los costes de inversión y operación del proyecto y evaluar su rentabilidad mediante el cálculo del VAN, la TIR y el periodo de retorno, considerando escenarios de precio de energía representativos del mercado actual.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Como ha sido mencionado anteriormente, la primera fase del trabajo comprende la identificación y selección del emplazamiento más adecuado para la instalación de la planta. La elección se fundamentará en el análisis de los condicionantes habituales en este tipo de proyectos: nivel de irradiación solar, características topográficas, distancia a puntos de conexión a la red y compatibilidad con la normativa medioambiental y territorial aplicable. Con el fin de garantizar la fiabilidad de los datos de partida, la caracterización del recurso solar se realizará a partir del cruce de información procedente de tres bases de datos de referencia internacional: Meteonorm, NASA, PVGIS.

Con el emplazamiento fijado, la siguiente fase aborda la optimización del diseño mediante simulación computacional en PVsyst. Se plantea un proceso iterativo en el que se evalúan de forma sistemática los tres componentes principales de la instalación:

- Módulos fotovoltaicos: comparativa entre varios modelos bifaciales de silicio monocristalino de fabricantes líderes en el segmento utility-scale.
- Inversores: análisis de equipos centrales de distintos fabricantes, valorando su influencia sobre la producción anual y el número de unidades necesarias.
- Sistema de seguimiento: evaluación de las disposiciones 1V y 2V sobre seguidores de eje horizontal N-S con algoritmo de retroceso, analizando su efecto sobre el GCR y las pérdidas por sombreado.

Una vez determinada la configuración técnica óptima, se procederá a la redacción de la documentación del proyecto: memoria de diseño, planos y presupuesto. El trabajo se completa con un estudio de viabilidad económica basado en el cálculo del VAN, la TIR y el periodo de retorno, al que se añade un análisis de sensibilidad orientado a evaluar la solidez de los resultados ante variaciones en las hipótesis de partida.

1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El presente proyecto contribuye a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por Naciones Unidas en la Agenda 2030. El diseño y puesta en marcha de una planta fotovoltaica de gran escala no constituye únicamente una solución técnica y económica, sino que representa una respuesta concreta a los retos globales de descarbonización, acceso a la energía limpia y desarrollo económico sostenible de los territorios donde se implanta. A continuación, se detallan los ODS con los que el proyecto tiene una relación más directa.

ODS 7: Energía asequible y no contaminante. El desarrollo de una planta fotovoltaica contribuye directamente al incremento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y favoreciendo el acceso a una energía limpia y competitiva. La generación solar utility-scale es actualmente una de las fuentes de electricidad con menor coste de producción, con precios que en algunos contratos PPA se sitúan por debajo de los 35 €/MWh.

ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico. La construcción y operación de grandes plantas fotovoltaicas genera un impacto económico positivo en las zonas rurales donde se ubican, tanto en términos de empleo directo durante la fase de construcción como de actividad económica estable durante la vida útil de la instalación, estimada en 25–30 años.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. El proyecto incorpora las tecnologías más avanzadas disponibles en el sector como módulos bifaciales de silicio monocristalino, seguidores de eje horizontal con retroceso e inversores centrales de alta eficiencia. Aplica metodologías de optimización y simulación propias de la ingeniería de sistemas fotovoltaicos de vanguardia, contribuyendo al desarrollo de infraestructuras energéticas resilientes y sostenibles.

ODS 13: Acción por el clima. La sustitución de generación convencional basada en combustibles fósiles por energía solar fotovoltaica supone una reducción significativa de las emisiones de CO₂ asociadas al sistema eléctrico. Una planta de esta escala evita la emisión de aproximadamente 30.000–40.000 toneladas de CO₂ equivalente al año, contribuyendo a los compromisos de descarbonización adquiridos por España en el marco del Acuerdo de París y del PNIEC 2021–2030.



Ilustración 3: objetivos de desarrollo sostenible

Capítulo 2. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del emplazamiento constituye uno de los factores determinantes en el proceso de implantación de una planta solar fotovoltaica de gran escala, dado que incide directamente sobre la eficiencia energética del conjunto. Con el fin de maximizar tanto el rendimiento como la producción de energía, resulta imprescindible que la instalación se localice en una zona que cuente con un elevado potencial de recurso solar. En este capítulo se lleva a cabo un análisis comparativo de tres posibles ubicaciones para la planta, tomando como base los datos de irradiación obtenidos a partir de diferentes fuentes de referencia.

Para el desarrollo de esta planta de gran potencia, se requiere de un terreno de aproximadamente 100 hectáreas para obtener 65MWp. Se deben tener en cuenta las siguientes características: terreno plano, una distancia entre subestación y terreno menor de 20km, y líneas de al menos 220kV (para facilitar la interconexión eléctrica y evitar pérdidas de conexión). Por último, respetar las áreas naturales protegidas y tener en cuenta que no haya otras instalaciones que impidan el desarrollo de esta.

Para poder clasificar esta información se creará una tabla comparativa con los siguientes apartados: radiación global anual, distancia terreno-subestación, pendiente media, vegetación, accesibilidad y problema ambiental. De ahí se analizará y mediante un criterio de elección vía puntuación se concluirá cual es el mejor emplazamiento para desarrollar el proyecto.

En este proyecto se usarán datos de radiación y energías de España.

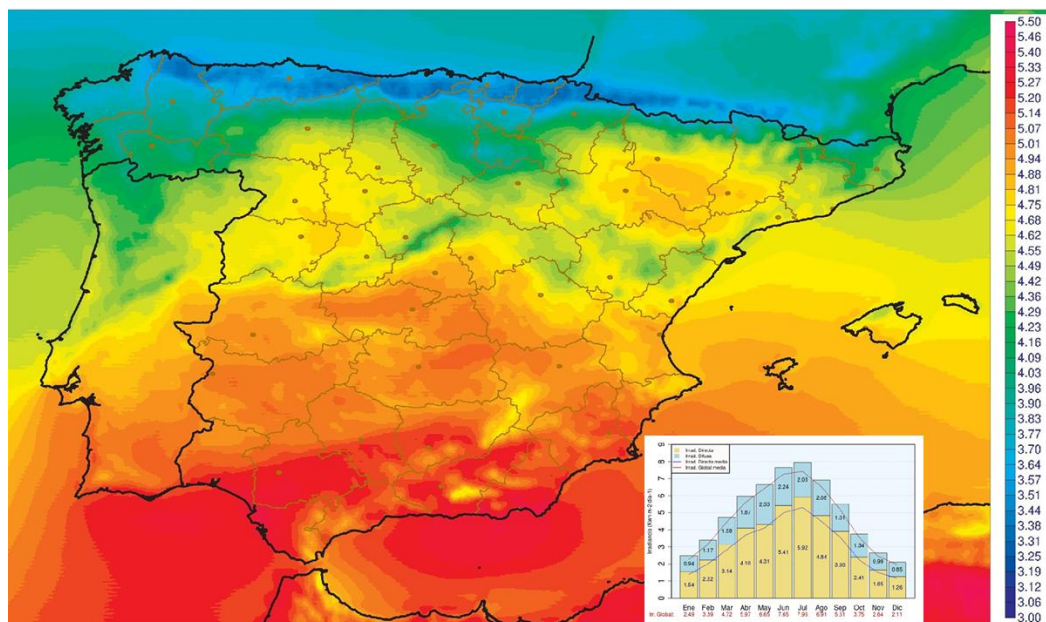
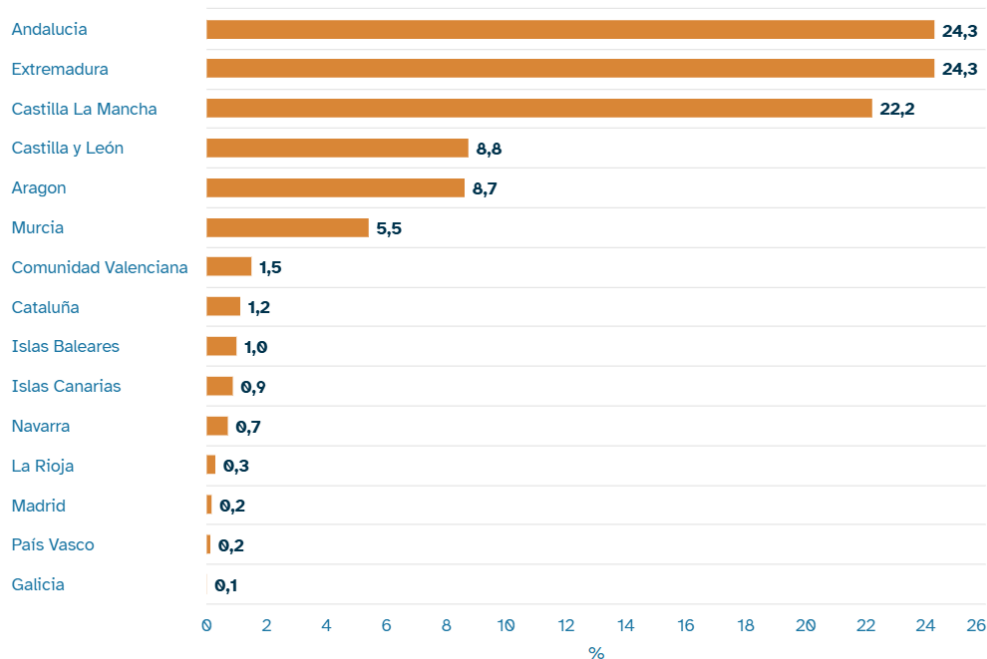


Ilustración 4: Mapa de radiación solar España (AEMET)



Fuente: ree.es

Ilustración 5: Potencia solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma sobre la potencia solar fotovoltaica nacional (REE)

De estas graficas podemos observar que la correlación entre el mapa de irradiación y el gráfico de REE es muy clara, las tres zonas coinciden en ambas graficas, siendo estas: Andalucía, Extremadura, y Castilla la Mancha. Donde se dan simultáneamente alta irradiación, disponibilidad de suelo, infraestructura eléctrica consolidada y marco administrativo con experiencia en tramitación de grandes proyectos. Teniendo en cuenta los requisitos mencionados anteriormente y añadiendo estos datos obtenidos en las gráficas, se van a estudiar 3 emplazamientos distintos, Manzanares (Ciudad Real), Montequinto (Sevilla), Don Benito (Extremadura).

A continuación, vamos a analizar y comparar las características de tres distintos emplazamientos. Posteriormente se sacarán conclusiones y se decidirá el emplazamiento definitivo siendo este el más óptimo.

2.1 EMPLAZAMIENTO 1: MANZANARES, CIUDAD REAL

El primer emplazamiento se sitúa en Manzanares, Ciudad Real. Se trata de un terreno de 121 hectáreas, y las características más destacables se muestran en la siguiente tabla:

<i>Emplazamiento</i>	<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altitud(m)</i>	<i>Pendiente máxima (%)</i>	<i>Pendiente media (%)</i>	<i>Distancia a subestación(km)</i>
Manzanares	39,084563°	-3,334076°	649	5,4%	0,6%	4,5



Ilustración 6: Emplazamiento 1, Manzanares



Ilustración 7: Distancia hasta subestación Manzanares 220/400kV

Asimismo, se debe comprobar las restricciones ambientales, asegurarse que los emplazamientos no se encuentren dentro de ningún área protegida, para ello se utilizará natura 2000 viewer. En el caso del primer emplazamiento vemos como está alejado de los espacios naturales y es por tanto apto (el punto rojo marca la zona donde se instalaría la planta solar).

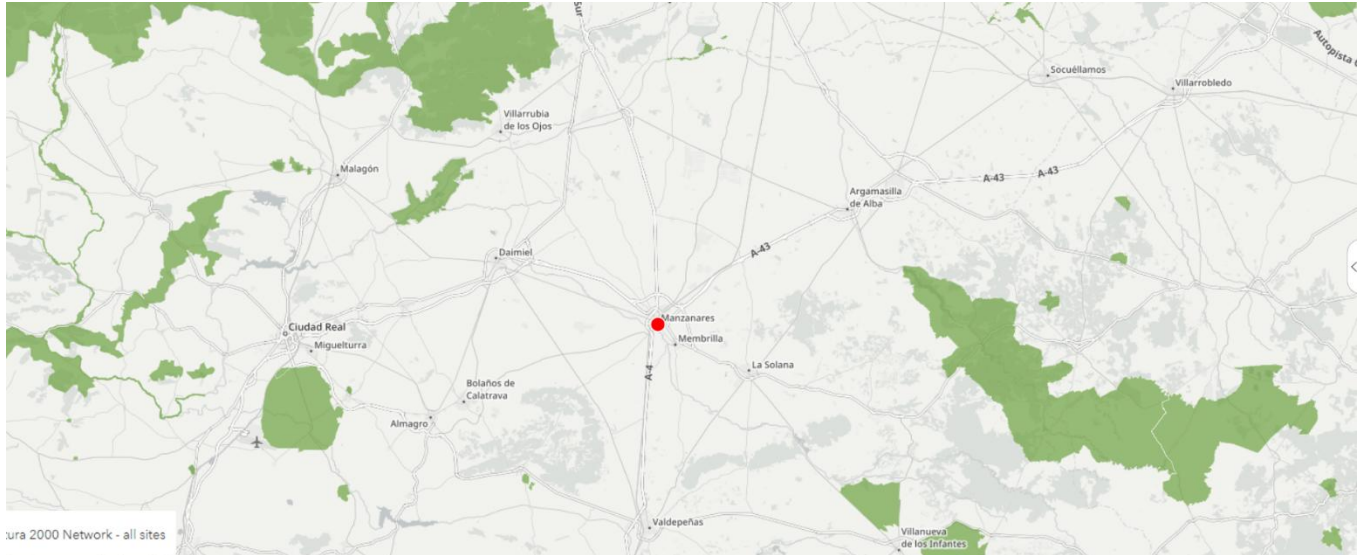


Ilustración 8: Mapa de espacios protegidos de Ciudad Real

2.2 EMPLAZAMIENTO 2: DON BENITO, EXTREMADURA

El segundo emplazamiento se sitúa en Don Benito, Extremadura. Se trata de un terreno de 94 hectáreas, y las características más destacables se muestran en la siguiente tabla:

<i>Emplazamiento</i>	<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altitud(m)</i>	<i>Pendiente máxima (%)</i>	<i>Pendiente media (%)</i>	<i>Distancia a subestación(km)</i>
Don Benito	38.941643°	-5.845698°	303	4,70%	1,60%	1,2



Ilustración 9: Emplazamiento 2, Don Benito



Ilustración 10: Distancia hasta subestación Iberdrola Don Benito

Se comprueba que este segundo emplazamiento está alejado de los espacios naturales y es por tanto apto (el punto rojo marca la zona donde se instalaría la planta solar).

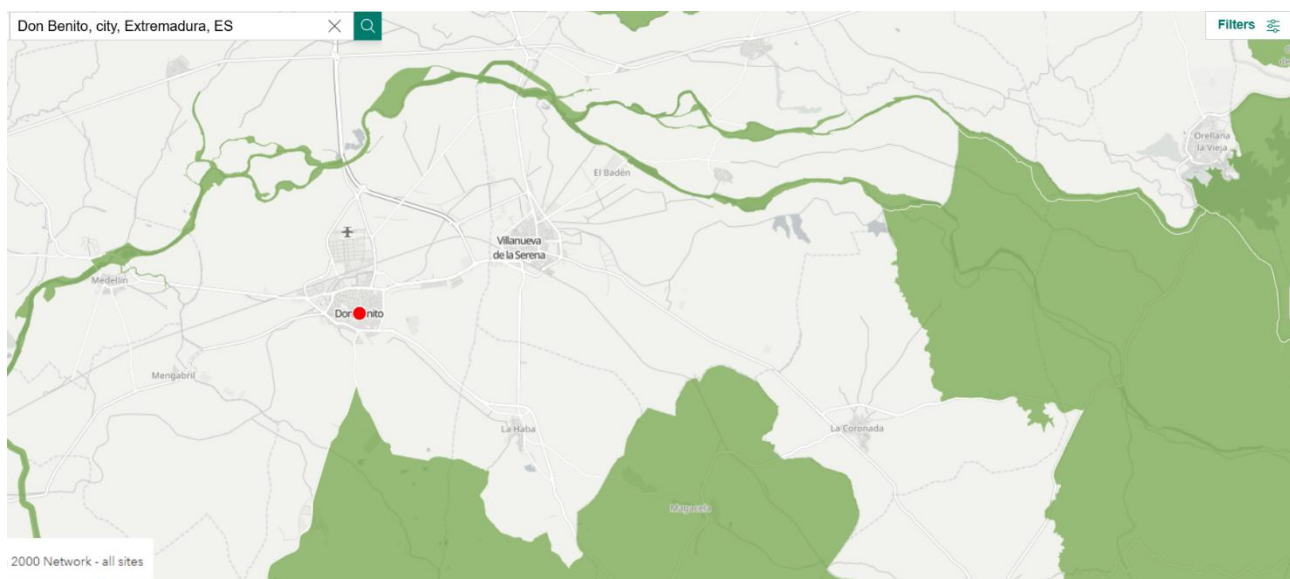


Ilustración 11: Mapa de espacios protegidos de Extremadura

2.3 EMPLAZAMIENTO 3: MONTEQUINTO, SEVILLA

El tercer emplazamiento se sitúa en Montequinto, Sevilla. Se trata de un terreno de 120 hectáreas, y las características más destacables se muestran en la siguiente tabla:

<i>Emplazamiento</i>	<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altitud(m)</i>	<i>Pendiente máxima (%)</i>	<i>Pendiente media (%)</i>	<i>Distancia a subestación(km)</i>
Montequinto	37.337378°	5.942919°	31	5,6	1,60%	1,6



Ilustración 12: Emplazamiento 3, Montequinto



Ilustración 13: Distancia hasta subestación Quinto

Se comprueba que este tercer emplazamiento está alejado de los espacios naturales y es por tanto apto (el punto rojo marca la zona donde se instalaría la planta solar).

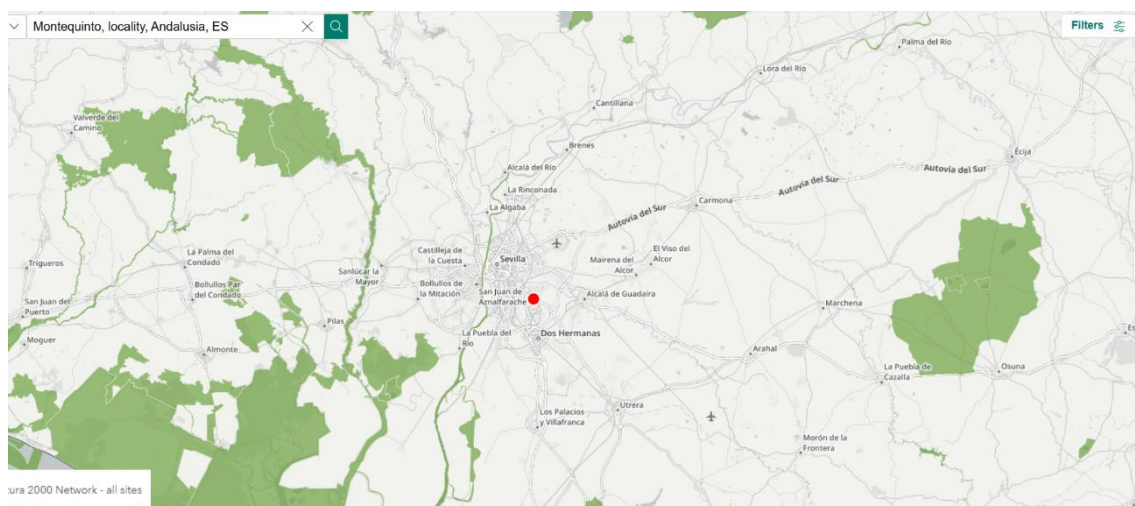


Ilustración 14: Mapa de espacios protegidos de Andalucía

2.4 COMPARATIVA Y CONCLUSIÓN

Para seleccionar el emplazamiento óptimo se elaborará una tabla de puntuaciones que seguirá el siguiente criterio:

	<i>1-Desfavorable</i>	<i>3-Intermedia</i>	<i>5-Favorable</i>
<i>Superficie disponible</i>	<i><100ha</i>	<i>100-120ha</i>	<i>>=120ha</i>
<i>Recurso solar (GHI)</i> <i>(kWh/m²)</i>	<i><1810</i>	<i>1810-1840</i>	<i>>1840</i>
<i>Distancia a subestación</i>	<i>>4km</i>	<i>2-4km</i>	<i><2km</i>
<i>Pendiente media del terreno</i>	<i>>3%</i>	<i>1,5-3%</i>	<i><1,5%</i>
<i>Uso del suelo</i>	<i>Densa o forestal</i>	<i>Cultivo</i>	<i>Raso o suelo no productivo</i>
<i>Accesibilidad</i>	<i>Sin acceso definido</i>	<i>Accesos mejorables</i>	<i>Buen acceso</i>
<i>Restricciones ambientales</i>	<i>Junto a espacio protegido</i>	<i>Sin afecciones</i>	<i>Alejado de condicionantes</i>

Tabla 1: Criterio de selección

En la siguiente tabla podemos observar la comparación entre los tres emplazamientos de la radiación global solar (GHI).

Global Solar Atlas	Emplazamiento 1	Emplazamiento 2	Emplazamiento 3
GHI(kWh/m ²)	1814.3	1804.2	1850.8

Tabla 2: Tabla comparativa GHI datos de Global Solar Atlas

Conclusión de los emplazamientos teniendo en cuenta todos los requisitos necesarios para encontrar el óptimo.

	GHI (kWh/m ²)	Distancia de terreno a subestación(km)	Pendiente media	Vegetación	Accesibilidad	Problema Ambiental
Emplazamiento 1	1814.3	4,5	0,6%	Terreno dedicado al cultivo	Carreteras en buen estado	No
Emplazamiento 2	1804.2	1,2	1,6%	Terreno dedicado al cultivo	Carreteras en buen estado	No
Emplazamiento 3	1850.8	1,6	1,7%	Suelo urbano no consolidado	Carreteras en buen estado	No

Tabla 3: Comparación características emplazamientos

Con los datos obtenidos procedemos a analizarlos según el criterio de selección y quedará en una tabla de puntuación y elección final:

	<i>Manzanares</i>	<i>Don Benito</i>	<i>Montequinto</i>
<i>Superficie disponible</i>	5	1	5
<i>Recurso solar (GHI)</i> <i>(kWh/m²)</i>	3	1	5
<i>Distancia a subestación</i>	1	5	5
<i>Pendiente media del terreno</i>	5	3	3
<i>Uso del suelo</i>	3	3	5
<i>Accesibilidad</i>	5	5	5
<i>Restricciones ambientales</i>	5	5	5
<i>Total (sobre 35)</i>	27	23	33

Tabla 4: Puntuación y elección final

Montequinto encabeza la clasificación con 33 puntos sobre 35, por delante de Manzanares (27) y de Don Benito (23). Don Benito se queda atrás por reunir la menor superficie y la irradiación más baja, pese a su excelente conexión eléctrica. Manzanares, con buena superficie y un relieve muy llano, pierde puntuación sobre todo por la lejanía de la subestación, que complicaría y encarecería la conexión a la red.

Montequinto, en cambio, combina la mayor irradiación con una subestación próxima, superficie suficiente y un suelo no productivo fácil de desarrollar. Por todo ello, se selecciona Montequinto, Sevilla, como emplazamiento definitivo del proyecto.

Capítulo 3. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR

FOTOVOLTAICA

3.1 ANTECEDENTES DEL EFECTO FOTO ELÉCTRICO

En el año 1839, el célebre físico francés Edmond Becquerel, hijo del fundador de la electroquímica Antoine-César Becquerel, describió por primera vez el efecto fotovoltaico, que es el proceso de transformación de la energía lumínica en energía eléctrica. De hecho, creó una primitiva celda solar con electrodos de platino recubiertos de cloruro de plata capaz de generar voltaje al exponerse a la luz del Sol.

Más curiosa es la historia de Willoughby Smith, quien descubrió la fotoconductividad de los materiales unos años después, en 1873. Trabajaba como ingeniero eléctrico y empleaba barras de selenio para detectar fallos en el cableado submarino. Smith percibió un curioso fenómeno: por la noche, la conductividad de las barras de selenio era óptima, pero no cuando estaban expuestas a la luz diurna. Después de realizar distintos experimentos, publicó sus conclusiones en el “Journal of the Society of Telegraph Engineers” en 1873.

Apenas una década después, en 1884, el inventor neoyorquino Charles Fritts creó el primer panel solar de la historia. Extendió una capa de selenio sobre una plancha de metal y la recubrió con una fina película de pan de oro. Aunque este panel alcanzaba una eficiencia de entre el 1 y el 2%, un rendimiento muy inferior al de los modernos, le permitió concluir que su invento produjo “una corriente continua, constante y de una fuerza considerable”.

Sin embargo, aunque la historia del efecto fotoeléctrico se remonta hasta la primera mitad del siglo XIX, a comienzos del XX se conocían tres hechos empíricos (demostrados a través de experimentos) sobre este fenómeno que contradecía la física conocida, pero se carecía de

un marco teórico. Es entonces cuando entra en escena, en 1905, una de las mentes más brillantes de la historia: Albert Einstein. Einstein explicó el efecto fotoeléctrico a través de su teoría cuántica de la luz, que interpretaba los fenómenos de interacción entre la radiación y la materia electrodinámica que sus predecesores no habían podido esclarecer. De acuerdo con el físico alemán, la luz está compuesta por pequeñas partículas con diferente energía según la frecuencia de la radiación. De acuerdo con Einstein, cada vez que se dispara un electrón desaparece un fotón y la energía de impulso del electrón es igual a la energía del fotón desaparecido menos la energía que lo mantenía unido a los núcleos del metal (función de trabajo). [5]

Russell S. Ohl, un excelente científico experimental que trabajaba en los Bell Labs, descubrió accidentalmente la presencia de una barrera bien definida en una oblea de silicio obtenida a partir de silicio de alta pureza disponible comercialmente -todo lo alta que se podía obtener en aquellos años, alrededor de 99%-. En 1941, trabajando en una muestra que acababa de obtener, observó que tenía una fractura y comprobó que fluía corriente al iluminarla. La fractura, que se formó de manera accidental en el proceso de obtención de la muestra, marcaba la frontera entre dos zonas, en cada una de las cuales se habían segregado impurezas de diferentes tipos. Ohl había fabricado, sin ser consciente de ello, una unión P-N, la base de cualquier célula solar [6]. En sus inicios, estas celdas presentaban un rendimiento muy reducido, en torno al 4%. Con las mejoras posteriores, la eficiencia se elevó hasta aproximadamente el 11%, hito que permitió por primera vez suministrar energía a un dispositivo mediante esta tecnología.

3.2 EL EFECTO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico afirma que un material es capaz de liberar o hacer circular electrones por un material conductor gracias a la energía recibida por un haz de luz. El haz de luz emite fotones (fotón = partícula portadora de todas las formas de radiación). La energía transmitida por el fotón es absorbida por el electrón haciendo que este tenga la energía suficiente para escapar del átomo.

El efecto fotoeléctrico no solo fue un descubrimiento original de Einstein, sino que introdujo un cambio fundamental en su teoría, y es gracias a él que los paneles solares producen electricidad. Hasta el momento, se consideraba que la luz estaba formada por ondas continuas. Einstein postuló que la luz estaba formada por “paquetes de partículas”, llamados fotones. Añadió que la energía de cada fotón de luz es igual a la frecuencia multiplicada por una constante ($E=hf$, siendo h la constante de Planck). De este modo, un fotón por encima de un umbral de frecuencia tiene la energía requerida para expulsar un solo electrón, creando el efecto observado. Así, la energía de electrones expulsados individuales aumenta linealmente con la frecuencia de la luz.[7]

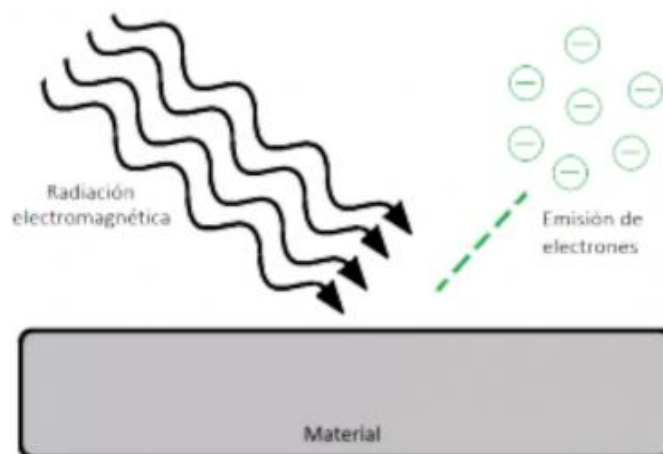


Ilustración 15: Efecto fotoeléctrico sobre un material [8]

El funcionamiento de las celdas fotovoltaicas se fundamenta en el efecto fotoeléctrico interno, un proceso mediante el cual los fotones incidentes sobre un material semiconductor transfieren su energía a los electrones del mismo, generando así pares electrón-hueco. Para que esta transferencia sea efectiva, la energía de los fotones debe ser igual o superior a la energía mínima requerida por el material, conocida como band gap. Esta energía está directamente relacionada con la longitud de onda del fotón, y se obtiene mediante la expresión fundamental de la física cuántica:

$$E = \frac{hc}{\lambda}$$

donde h es la constante de Planck, c la velocidad de la luz y λ la longitud de onda de la radiación incidente. En las células solares basadas en silicio el band gap es de aproximadamente 1,12 eV, lo que equivale a una longitud de onda cercana a 1100 nm. Esto significa que únicamente los fotones con longitudes de onda iguales o inferiores a dicho valor poseen energía suficiente para promover electrones desde la banda de valencia a la banda de conducción, iniciando así el proceso fotovoltaico. Los fotones de mayor longitud de onda (principalmente del infrarrojo) no contribuyen a la generación eléctrica, mientras que de los fotones de menor longitud de onda solo puede aprovecharse la parte de energía equivalente al band gap, perdiéndose el excedente en forma de calor.

Para visualizar esta relación entre energía fotónica y el espectro real de la radiación solar, resulta útil analizar la distribución espectral de la irradiancia en función de la longitud de onda. El siguiente gráfico muestra el espectro solar típico y permite identificar claramente la región del espectro cuyo contenido energético puede ser aprovechado por una célula de silicio, así como las pérdidas asociadas a fotones de baja o excesiva energía:

Spectrum of Solar Radiation (Earth)

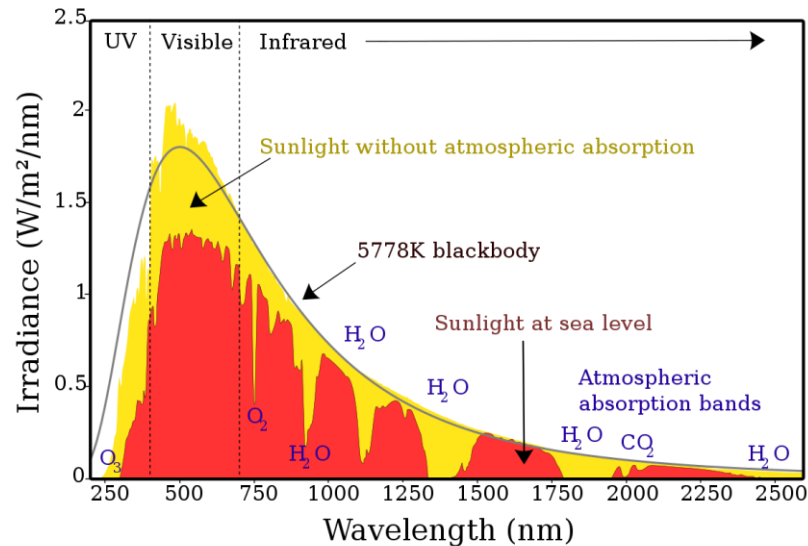


Ilustración 16: Energía solar con respecto a la longitud de onda [10]

La generación de pares electrón-hueco adquiere relevancia práctica gracias a la presencia de la unión PN, estructura dopada que establece un campo eléctrico interno encargado de separar de forma eficiente los electrones y los huecos generados por la luz incidente. Este campo evita su recombinación inmediata y dirige los electrones hacia la zona tipo N y los huecos hacia la zona tipo P, permitiendo que, al conectar la célula a un circuito externo, se produzca una corriente eléctrica continua. De este modo, el efecto fotoeléctrico no solo desencadena la liberación de portadores, sino que, en combinación con la arquitectura semiconductor-PN, posibilita la conversión directa y eficiente de la radiación solar en electricidad, constituyendo el principio operativo esencial de la tecnología fotovoltaica moderna.[9]

3.3 EL RECURSO SOLAR

El recurso solar se refiere a la cantidad y calidad de la radiación electromagnética proveniente del Sol que llega a la superficie terrestre y que puede aprovecharse para la generación de energía útil, ya sea en forma de electricidad mediante tecnologías fotovoltaicas o como calor en sistemas solares térmicos. Este recurso está compuesto principalmente por luz visible e infrarroja, con una fracción menor de radiación ultravioleta, y constituye la mayor fuente de energía renovable disponible en el planeta, puesto que el Sol emite de forma continua enormes cantidades de energía resultado de las reacciones de fusión nuclear en su núcleo. Sin embargo, la disponibilidad real del recurso solar en un punto concreto de la Tierra depende de factores como la latitud, la atmósfera, la nubosidad, la hora del día y la estación del año, debido a que cerca del 30 % de la radiación solar es reflejada al espacio, mientras que aproximadamente el 70 % restante es absorbida y dispersada por la atmósfera, los océanos y el suelo.[11] Este conjunto de variables determina la irradiancia y la energía solar incidente, parámetros fundamentales para el dimensionamiento y rendimiento de cualquier instalación fotovoltaica o térmica. Por su naturaleza renovable, abundante y limpia, el recurso solar se ha convertido en un pilar clave en la transición energética global hacia sistemas sostenibles con bajas emisiones.

3.3.1 LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, la cual se propaga en todas direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Emitida por la superficie solar, esta energía determina la dinámica de los procesos atmosféricos y climatológicos. Además, es directa o indirectamente responsable de circunstancias de nuestro día a día, como la fotosíntesis de las plantas, el mantenimiento de una temperatura compatible con la vida y de la formación del viento.

El Sol emite energía en forma de radiación de onda corta y esta sufre un proceso de debilitamiento en la atmósfera por la presencia de las nubes y su absorción por parte de

moléculas de gases o de partículas en suspensión. Tras superar la atmósfera, la radiación solar alcanza la superficie terrestre oceánica y continental, reflejándose o absorbiéndose. Finalmente, la superficie la devuelve con dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga.

La radiación solar se mide en superficie horizontal mediante un sensor de radiación o piranómetro, que se sitúa orientado al sur y en un lugar libre de sombras. Los datos se recogen en unidades de potencia, vatios por metro cuadrado (W/m^2), en todas las estaciones meteorológicas y tiende a hacerse en intervalos de diez minutos o de 24 horas para establecer medias. En el caso de que se quiera pasar la radiación solar de unidades de potencia a unidades de energía, los datos en W/m^2 deben multiplicarse por la cantidad de segundos que comprenden diez minutos (600) o 24 horas (86.400) y el resultado será proporcionado en julios por metro cuadrado (J/m^2).[12] El valor medio de la constante solar es de 1366 W/m^2 .

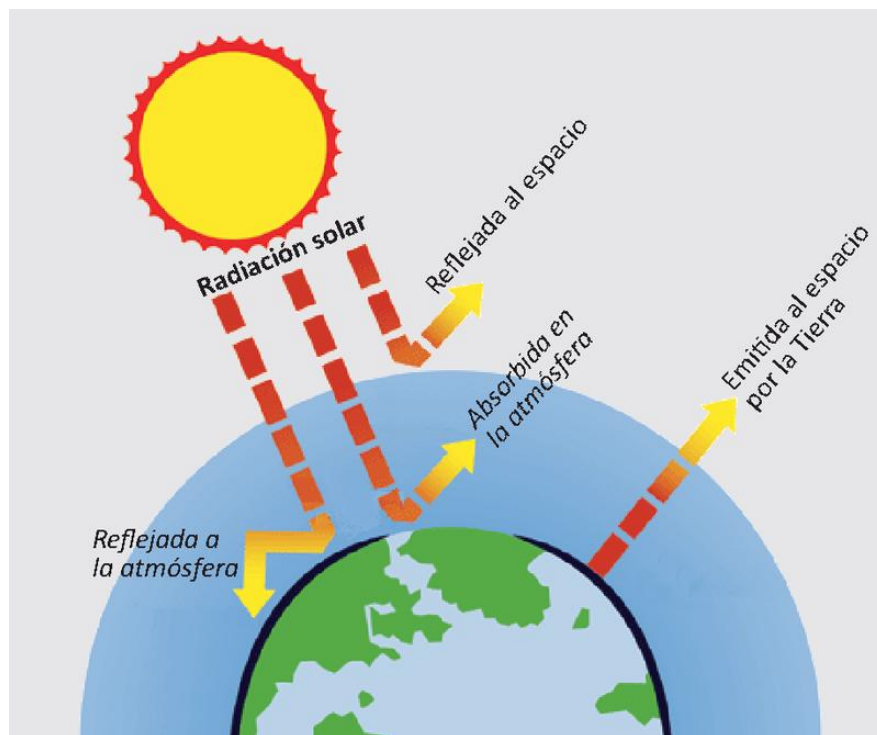


Ilustración 17: Radiación solar en atmósfera y superficie terrestre [13]

La parte de la radiación solar que penetra en la tierra, a pesar de viajar en línea recta, sufre el fenómeno de dispersión y difusión, y reflexión, dando lugar a lo que conocemos como componentes de la radiación solar.

Una vez que la radiación alcanza la superficie de la tierra, se divide en:

- Radiación solar directa (DNI): Este tipo de radiación es la que traspasa la atmósfera y alcanza la superficie de la Tierra sin haber sufrido dispersión alguna en su trayectoria.
- Radiación solar difusa (DHI). Es la radiación que alcanza la superficie de la Tierra tras haber sufrido múltiples desviaciones en su trayectoria, por ejemplo, por los gases presentes en la atmósfera.

La irradiación horizontal global viene relacionada por esta fórmula:

$$GHI = DNI \cdot \cos(\alpha) + DHI$$

Siendo α el ángulo de incidencia de los rayos solares con respecto a la normal. Cuando α es 0, es decir si los rayos incidentes son perpendiculares a la superficie, se obtiene mayor intensidad de radiación en dicha superficie.

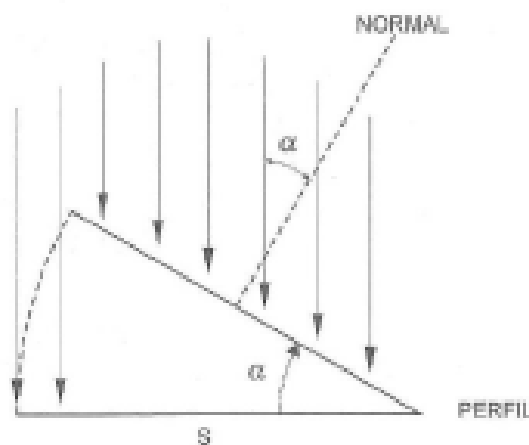


Ilustración 18: Radiación solar sobre plano inclinado [14]

- Radiación solar reflejada. Es aquella fracción de radiación solar que es reflejada por la propia superficie terrestre, en un fenómeno conocido como efecto albedo.[12]

3.3.2 OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

El recurso solar en la Tierra: La intensidad de radiación sobre un plano decrece de forma proporcional al coseno del ángulo de incidencia en relación a la normal. Por ello, la intensidad recibida se maximiza cuanto más perpendicular sea el haz incidente a la superficie receptora. A lo largo del planeta, el recurso solar se concentra en el llamado "Sunbelt", donde los rayos solares llegan de forma más perpendicular a la superficie terrestre a lo largo del año.

Para la optimización del diseño de una instalación fotovoltaica de estructura fija, la variable fundamental es la irradiación incidente sobre la superficie de los paneles. Esta depende esencialmente de dos ángulos que hay que decidir: la orientación (α) y la inclinación (β). La selección de ambos dependerá en gran medida de la ubicación de la instalación, definida por la latitud geográfica (ϕ).

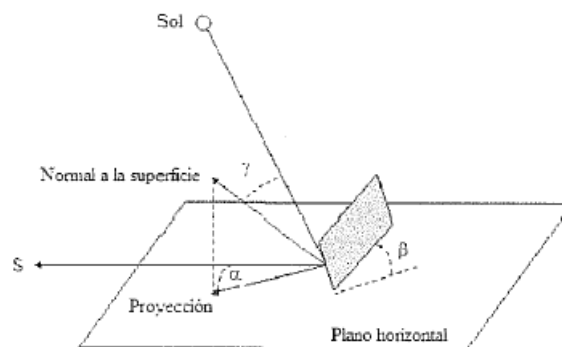


Ilustración 19: Irradiación incidente sobre superficie [14]

- Orientación (α): La orientación se define como el ángulo entre la normal a la superficie y la línea que marca el sur geográfico, es decir, el ángulo azimutal.

El ángulo de orientación óptimo que maximiza la irradiación incidente es aquel que coincide con el sur geográfico en el caso de una instalación en el hemisferio Norte, y con el norte geográfico en el caso de una instalación situada en el hemisferio Sur.

- Inclinación (β): La inclinación es el ángulo de la superficie de interés con respecto a la horizontal.[14]

Como consecuencia del movimiento de traslación, la superficie terrestre recibe la radiación solar con una inclinación diferente para cada época del año y para cada ubicación. Esto se traduce en que la energía efectiva que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal varía considerablemente mes a mes. En el hemisferio Norte, en invierno los rayos del Sol forman un ángulo menor con la horizontal que en los meses de verano. Por tanto, para captar la máxima radiación solar se debería colocar la superficie de captación casi vertical en invierno y casi horizontal en verano.

Dado que en una instalación fija no es posible variar la inclinación, generalmente se selecciona aquel ángulo que a lo largo del año maximiza la energía incidente recibida.

Dentro de un mismo día, la energía incidente y el ángulo de incidencia varían según la posición del Sol en cada momento. La trayectoria diurna del Sol puede representarse en función de la elevación solar y el azimut, y varía según el día del año. Así, en junio el Sol alcanza su mayor elevación, mientras que en diciembre describe un arco mucho más bajo.

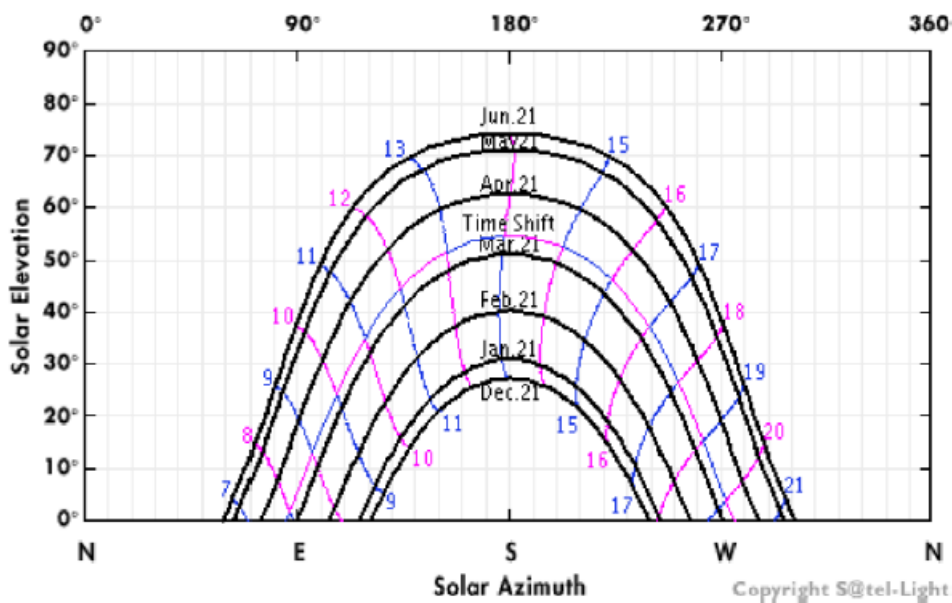


Ilustración 20: Variación de la elevación solar según el mes [14]

3.4 SEMICONDUCTORES

- Semiconductores Intrínsecos

Cuando los átomos de un elemento se unen con otro se forma un cristal, compartiendo los electrones de sus últimas capas mediante enlaces covalentes, estables y sólidos. Estas agrupaciones pueden realizarse de forma ordenada, dando origen a un sólido de estructura cristalina.

La característica fundamental de los semiconductores intrínsecos es poseer cuatro electrones en su órbita de valencia. El átomo es inestable y se enfrenta a un dilema: le cuesta lo mismo

desprenderse de cuatro electrones que absorber otros cuatro para pasar a tener ocho y estabilizarse. En estas circunstancias, elementos como el Silicio (Si) y el Germanio (Ge) forman una estructura reticular en la que cada átomo queda rodeado por otros cuatro iguales mediante enlaces covalentes.

Aunque cabría esperar que esta estructura funcionara como un buen aislante, no es así debido a la temperatura. Cuanto mayor es esta, mayor es la agitación de los electrones y, por consiguiente, se originan enlaces covalentes rotos, dando lugar a electrones libres y huecos, es decir, la falta de un electrón en la estructura.

- **Semiconductores Extrínsecos**

Las corrientes en un semiconductor intrínseco a temperatura ambiente son insignificantes dado el bajo número de portadores libres. Para aumentarlas se añaden impurezas o dopantes, obteniendo así los semiconductores extrínsecos, fundamentales en la energía solar fotovoltaica. Los dopantes pueden ser de dos tipos:

Las impurezas donadoras generan un semiconductor tipo n, cuando tienen un electrón más en su última capa que los átomos de la red cristalina. Ejemplo: Silicio dopado con elementos del grupo V como el fósforo o el antimonio.

Las impurezas aceptadoras generan un semiconductor tipo p, cuando tienen un electrón menos. Ejemplo: Silicio dopado con elementos del grupo III como el Boro o el Aluminio.

- **Semiconductor Tipo N: Silicio dopado con Antimonio**

El átomo de Antimonio (Sb) cumple los cuatro enlaces covalentes con el Silicio, pero le sobra un electrón que tiende a salirse de su órbita. Por cada átomo de impureza añadido aparece así un electrón libre en la estructura. El fósforo es el dopante tipo n más utilizado en la industria.

- **Semiconductor Tipo P: Silicio dopado con Boro o Aluminio**

Al añadir Aluminio al Silicio, este comparte sus 4 electrones de valencia con los únicamente 3 del Aluminio, por lo que falta un electrón para completar el enlace covalente, generando un hueco en la estructura. Por cada átomo de impureza añadido aparece un hueco. El Galio se perfila como el dopante del futuro en este tipo, al ofrecer mayor eficiencia.

- Unión PN

Al colocar un semiconductor tipo N junto a uno tipo P, por la ley de difusión los electrones de la zona N tienden a dirigirse hacia la zona P, mientras que los huecos se mueven en sentido contrario. Esto provoca su encuentro y neutralización en la zona de unión, formándose una estructura estable y neutra, junto con una barrera de potencial entre ambas zonas.[14]

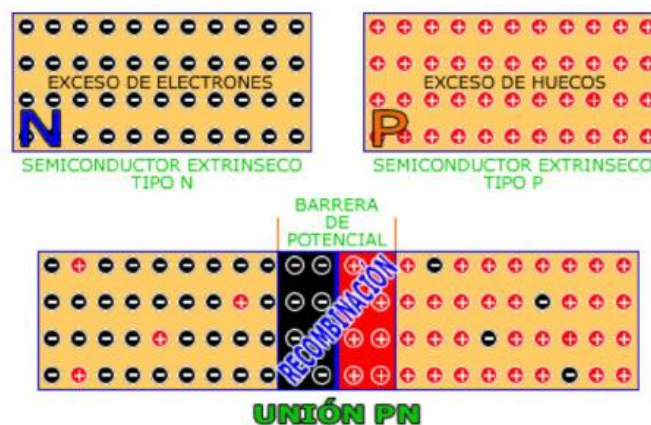


Ilustración 21: Unión P-N [14]

Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR EN EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

4.1 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

Montequinto, Sevilla



Ilustración 22: Área del emplazamiento en Montequinto, Sevilla

1. Terreno de 120 hectáreas
2. Pendiente media de 1,6% y pendiente máxima de 5,6%
3. Distancia a subestación es de 1,6 Km
4. Localización alejada de áreas naturales protegidas

5. Buena accesibilidad

6. Buen recurso solar



Ilustración 23: Distancia hasta subestación Quinto

El punto de interconexión se trata de la Subestación de Quintos y es propiedad de Red Eléctrica de España (REE). Se trata de una subestación de alta tensión en 220 kV ubicada en el término municipal de Dos Hermanas, Sevilla, [15] que actúa como nudo de la red de transporte secundario en la zona sur de la provincia. La subestación de Quintos da apoyo a la red de distribución de la zona sur de Sevilla, junto con las subestaciones de Santiponce y Santa Elvira. [16]

El punto de conexión con la red de transporte se realiza a 220 kV, siendo la Subestación Quintos 220 kV de REE el punto frontera donde los proyectos de generación tienen permiso

de acceso concedido. [17] Para realizar la interconexión planta-subestación se seleccionará el nudo de 220 kV, nivel de tensión normalizado en esta instalación.

La subestación de Quintos ha sido objeto de una ampliación reciente, que ha permitido el desarrollo de nuevas zonas en expansión del municipio de Dos Hermanas, y ha servido de apoyo para la nueva subestación de Entre núcleos, que transforma directamente desde la red de transporte a 220 kV hasta la red de distribución a 15 kV. [18]

En cuanto a la evacuación de generación renovable, diversas plantas fotovoltaicas evacúan su energía a través de este nudo mediante una línea subterránea de alta tensión a 220 kV de 2.670 metros que conecta las subestaciones colectoras con la SE Quintos de REE. [15]



Ilustración 24: Localización de la Subestación de Quintos (fuente: REE)

4.2 DATOS DE RADIACIÓN

En el Capítulo 2 obtuvimos el emplazamiento y comprobamos que el terreno cumplía con todos los requisitos necesarios para el desarrollo del proyecto. En este capítulo vamos a estudiar el recurso solar en el emplazamiento, los datos que nos son útiles son los siguientes: GHI (global horizontal irradiance), DHI (difuse horizontal irradiance), temperatura media y velocidad del viento.

Se utilizarán estas bases de datos metodológicas: Meteonorm, PVGIS y NASA.

Meteonorm	<i>GHI (kWh/m²)</i>	<i>DHI (kWh/m²)</i>	<i>T(°C)</i>	<i>V(m/s)</i>
<i>ENERO</i>	84	28	11,3	2,4
<i>FEBRERO</i>	95	37	13,3	2,6
<i>MARZO</i>	151	50	16	2,8
<i>ABRIL</i>	181	62	17,9	3,1
<i>MAYO</i>	219	68	22	2,8
<i>JUNIO</i>	238	61	26,8	2,9
<i>JULIO</i>	256	44	28,6	2,8
<i>AGOSTO</i>	225	48	28,6	2,7
<i>SEPTIEMBRE</i>	169	49	25	2,5
<i>OCTUBRE</i>	128	43	20,9	2,4
<i>NOVIEMBRE</i>	94	25	15,1	2,4
<i>DICIEMBRE</i>	74	24	12	2,6
TOTAL	1914	539	19,8	2,7

Tabla 5: Tabla de datos de radiación (Meteonorm)

PVGIS	GHI(kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	T(°C)
ENERO	81,7	24,4	10,2
FEBRERO	99,9	29,1	11,7
MARZO	147,4	42,9	14,2
ABRIL	176,2	35,6	16,9
MAYO	219,8	43,7	21,2
JUNIO	232,8	46,8	25,2
JULIO	248,0	41,0	28,2
AGOSTO	221,4	15,4	28,2
SEPTIEMBRE	163,4	59,7	24,3
OCTUBRE	123,1	59,2	20,2
NOVIEMBRE	84,2	48,5	14,1
DICIEMBRE	71,8	21,8	11,4
TOTAL	1.869,5	468,1	18,8

Tabla 6: Tabla de datos de radiación (PVGIS)

NASA	$GHI(kWh/m^2)$	$T(^{\circ}C)$	$V(m/s)$
ENERO	69,1	8,9	2,4
FEBRERO	91,4	10,2	2,5
MARZO	135,8	12,7	2,6
ABRIL	149,9	15,9	2,5
MAYO	205,6	20,3	2,4
JUNIO	227,9	25,1	2,4
JULIO	199,7	28,9	2,4
AGOSTO	176,1	28,8	2,3
SEPTIEMBRE	135,0	24,3	2,1
OCTUBRE	115,9	19,5	2,2
NOVIEMBRE	74,6	13,1	2,4
DICIEMBRE	65,4	10,1	2,4
TOTAL	1.646,4	18,2	2,4

Tabla 7: Tabla de datos de radiación (NASA)

4.3 COMPARATIVA DE LOS DATOS METEOROLÓGICOS

Vamos a comparar la radiación global horizontal, la difusa y la temperatura media.

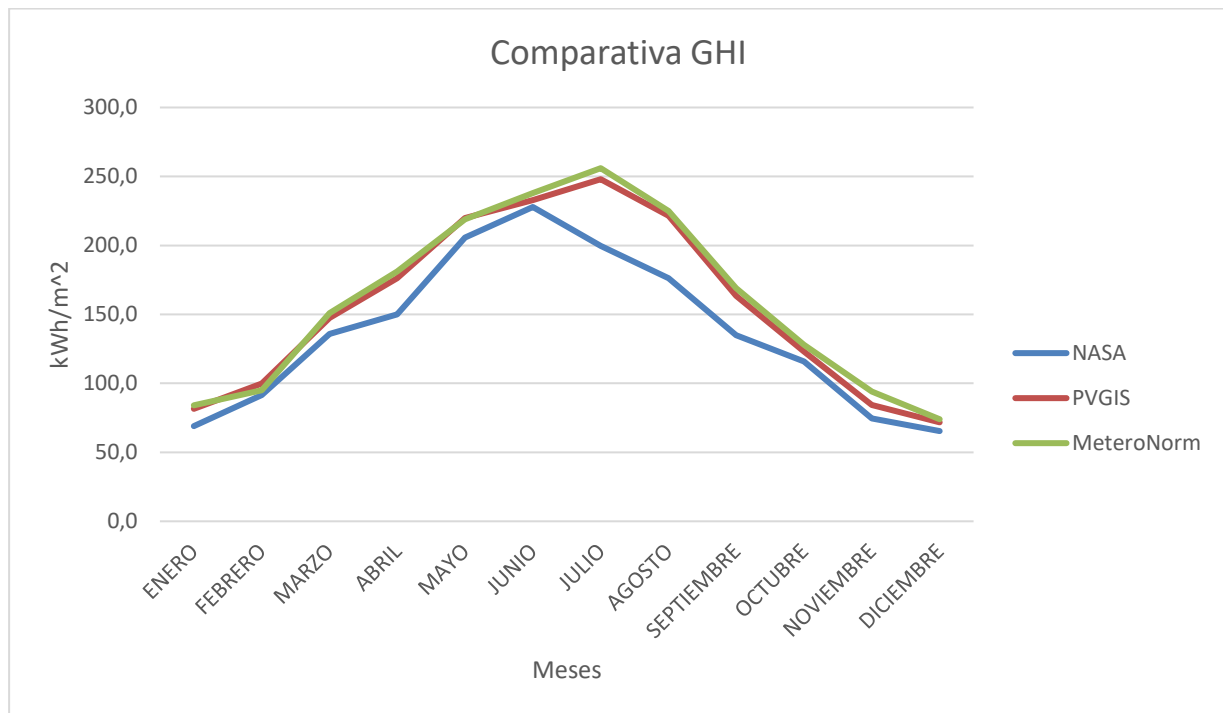


Ilustración 25: Comparativa GHI

Para la GHI se usarán los valores de Meteonorm para simular en PVsyst, dado que son los más fiables y se observa menos irregularidades que las otras fuentes.

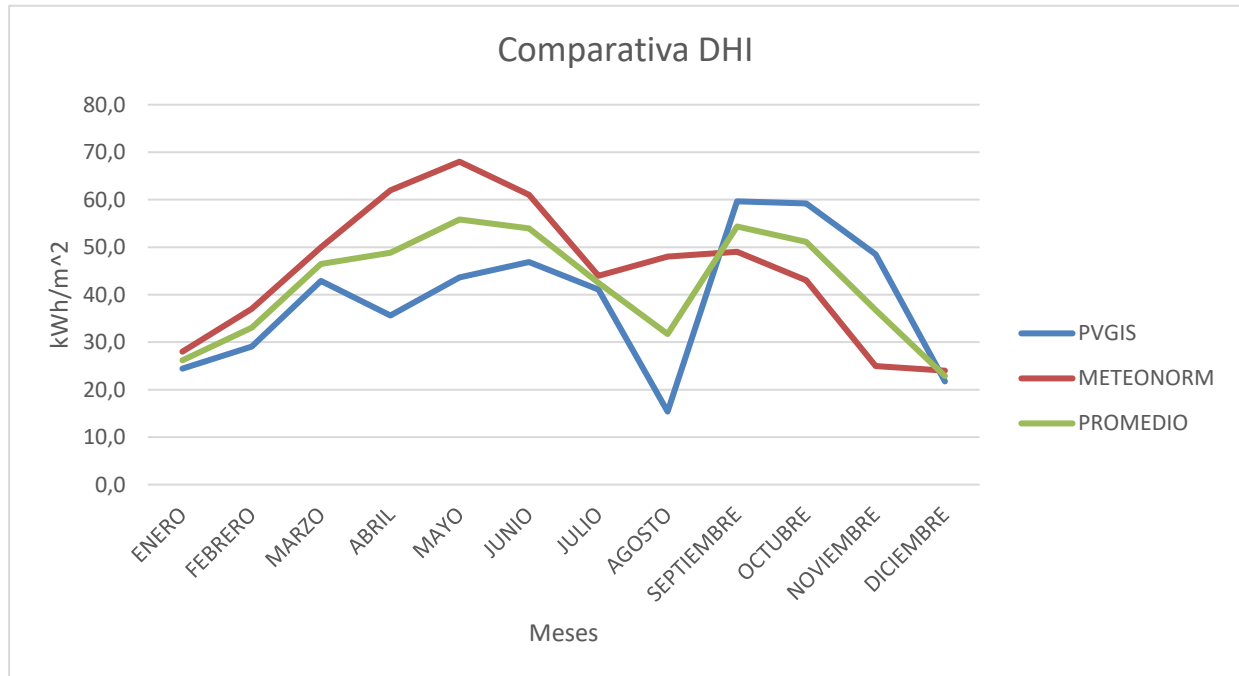


Ilustración 26: Comparativa DHI

En este caso para DHI se ha hecho un promedio entre las bases de Meteonorm y PVGIS, siendo los valores obtenidos los que se usaran para la simulación. No se han incluido los datos de NASA pues esa base de datos no nos proporcionaba el dato.

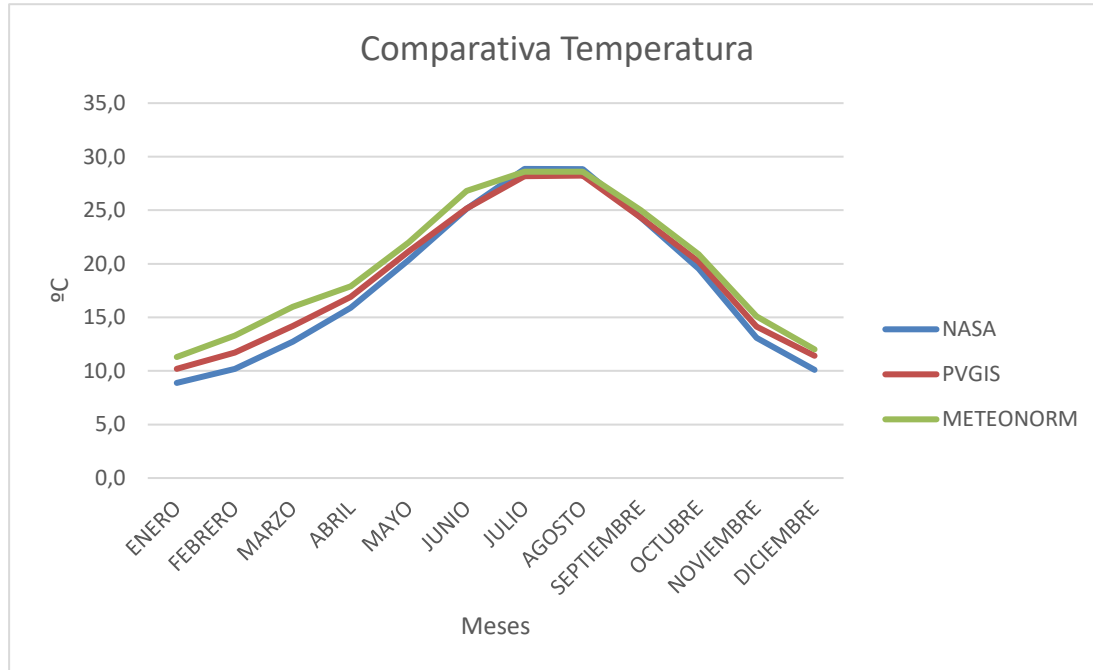


Ilustración 27: Comparativa Temperatura

En este caso para la temperatura, dado que los paneles solares trabajan de manera óptima en temperaturas bajas, se van a usar los datos de NASA pues en términos generales los valores son más bajos que las otras bases de datos.

Por último, para el viento también se usará la base de datos NASA, los valores son más consistentes presentando menos irregularidades.

4.4 CONCLUSIÓN

Como resultado final para nuestro emplazamiento, se obtiene la siguiente tabla de valores que se usaran para la simulación:

	<i>GHI (kWh/m²)</i>	<i>DHI (kWh/m²)</i>	<i>T(°C)</i>	<i>V(m/s)</i>
	<i>Meteonorm</i>	<i>Promedio Meteonorm - PVGIS</i>	<i>NASA</i>	<i>NASA</i>
<i>ENERO</i>	84	26,2	8,9	2,4
<i>FEBRERO</i>	95	33,0	10,2	2,5
<i>MARZO</i>	151	46,4	12,7	2,6
<i>ABRIL</i>	181	48,8	15,9	2,5
<i>MAYO</i>	219	55,8	20,3	2,4
<i>JUNIO</i>	238	53,9	25,1	2,4
<i>JULIO</i>	256	42,5	28,9	2,4
<i>AGOSTO</i>	225	31,7	28,8	2,3
<i>SEPTIEMBRE</i>	169	54,3	24,3	2,1
<i>OCTUBRE</i>	128	51,1	19,5	2,2
<i>NOVIEMBRE</i>	94	36,7	13,1	2,4
<i>DICIEMBRE</i>	74	22,9	10,1	2,4
TOTAL	1914	503,5	18,2	2,4

Tabla 8: Resultados

4.4.1 COMPARACIÓN GHI Y DHI

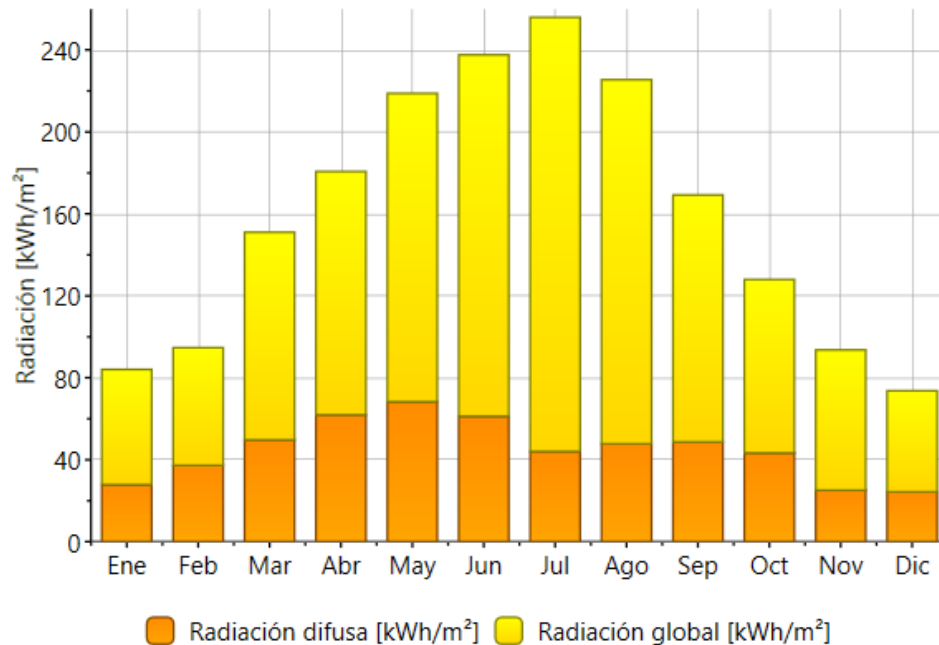


Ilustración 28: Comparativa GHI- DHI (Meteonorm)

En cuanto a la radiación global (GHI), se observa un perfil claramente estacional, con valores mínimos en los meses de invierno, alcanzando aproximadamente 85 kWh/m² en enero y 80 kWh/m² en diciembre, y valores máximos en verano, con un pico en julio de alrededor de 250 kWh/m². Esto es consistente con la localización del emplazamiento en Sevilla, dentro del sunbelt europeo, donde la irradiación solar es especialmente elevada.

Respecto a la radiación difusa (DHI), esta se mantiene bastante estable a lo largo del año, oscilando entre aproximadamente 30 kWh/m² en los meses de invierno y 70 kWh/m² en los meses centrales del año. Esta relativa estabilidad indica que la componente difusa tiene un peso menor sobre la radiación total, especialmente en verano, cuando la diferencia entre GHI y DHI es máxima, lo que refleja una mayor proporción de radiación directa en esa época.

La radiación directa, que se obtiene como diferencia entre la GHI y la DHI, es por tanto la componente dominante en los meses de verano, lo que favorece especialmente el rendimiento de sistemas de seguimiento solar o de tecnologías de concentración. En los meses de invierno, la proporción de radiación difusa sobre la total es mayor, aunque en términos absolutos los valores siguen siendo relativamente buenos gracias a la latitud favorable del emplazamiento.

4.4.2 DURACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

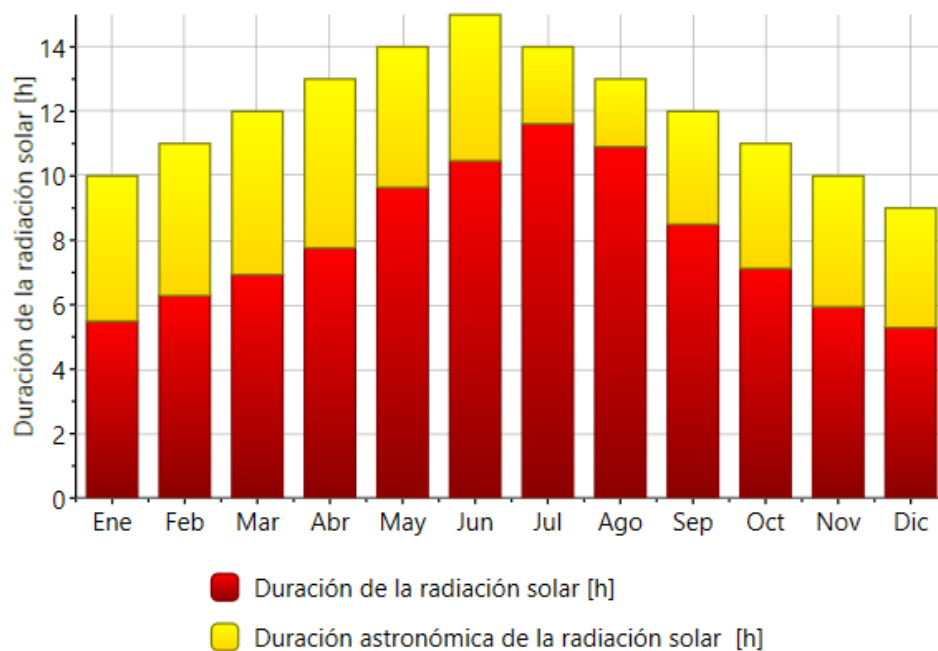


Ilustración 29: Duración de la radiación solar (Meteonorm)

La figura muestra la duración mensual de la insolación en el emplazamiento, diferenciando entre la duración real de la radiación solar y la duración astronómica, que representa el total de horas de luz del día independientemente de las condiciones atmosféricas.

La duración astronómica oscila entre aproximadamente 9 horas en diciembre y 15 horas en junio, reflejando la variación del fotoperiodo a lo largo del año. La duración real de la radiación sigue la misma tendencia, con valores mínimos de 5-6 horas en invierno y máximos de 11-12 horas en verano. La diferencia entre ambas barras es especialmente pequeña en los meses de verano, lo que indica un alto porcentaje de horas de sol efectivas en el periodo de mayor producción.

4.4.3 TEMPERATURA

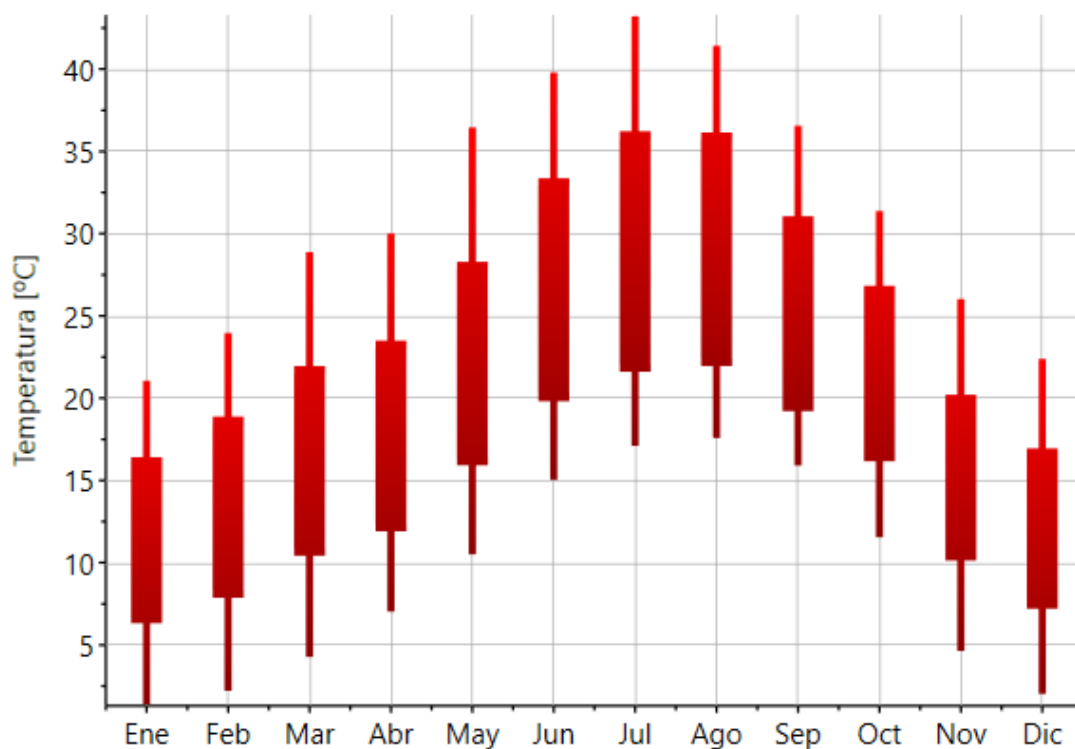


Ilustración 30: Previsión de Temperatura (Meteonorm)

Existe una correlación directa entre radiación y temperatura, es por ello que este parámetro es relevante en el diseño de un parque fotovoltaico, ya que temperaturas elevadas reducen el rendimiento de los módulos, siendo las temperaturas bajas las más favorables para su funcionamiento. En el caso del emplazamiento en Sevilla, los meses de invierno presentan temperaturas moderadas de entre 10 y 16°C, mientras que en verano se alcanzan medias de

33-36°C con puntas superiores a los 40°C en julio y agosto, coincidiendo con el periodo de mayor irradiación. Si bien es cierto que estas temperaturas pueden provocar pérdidas de rendimiento.

Capítulo 5. COMPONENTES DE UNA PLANTA SOLAR

FOTOVOLTAICA

En este capítulo se analizará el funcionamiento y las componentes de una planta solar fotovoltaica. Es de gran importancia entender el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica para saber cómo obtener su máximo rendimiento.

5.1 CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo formado por materiales semiconductores capaces de producir electricidad en corriente continua mediante una unión p-n, utilizando como fuente la radiación solar. Su tamaño varía desde unos pocos cm^2 hasta aproximadamente 440 cm^2 , siendo su forma principalmente cuadrada o circular.

Las células se montan en serie sobre paneles fotovoltaicos para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión y otra por transmisión. El resto hace saltar electrones de una capa a la otra, creando una corriente proporcional a la radiación incidente.

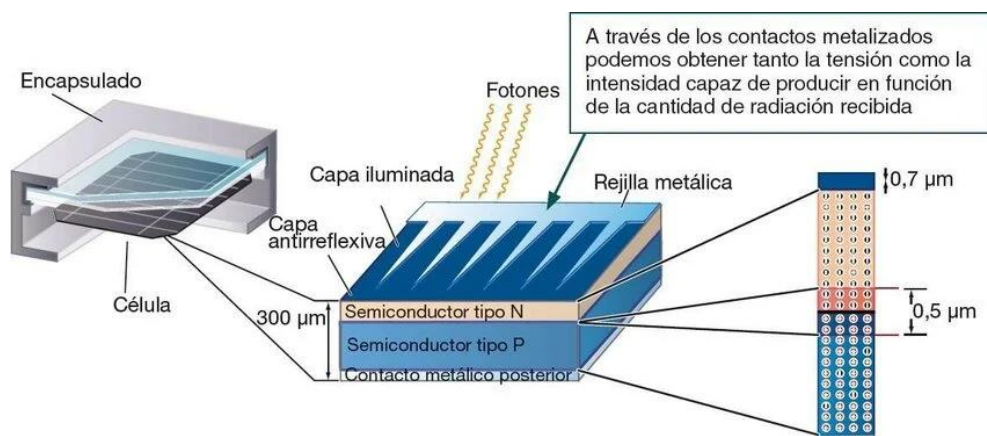


Ilustración 31: Estructura de la célula solar [19]

La gran mayoría de las células solares comerciales están fabricadas con silicio mono o policristalino, aunque materiales de lámina delgada como el silicio amorfo, el telurio de cadmio o el diseleniuro de indio-cobre están alcanzando también aplicaciones comerciales.

5.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Cuando se conecta una célula solar iluminada a una carga, se produce una diferencia de potencial y circula una corriente, lo que se conoce como efecto fotovoltaico. La corriente entregada es el resultado neto de dos componentes opuestas: la corriente de iluminación (IL) y la corriente de oscuridad (ID).

La corriente de iluminación se debe a la generación de portadores producida por la luz:

$$I_{ph} = I_L$$

La corriente de oscuridad se debe a la recombinación de portadores y crece exponencialmente con la tensión:

$$I_D(V) = I_0 \left[\exp \frac{eV}{KT_C} - 1 \right]$$

Los fotones incidentes generan pares electrón-hueco al romper los enlaces covalentes. El campo eléctrico de la unión PN los separa antes de que puedan recombinarse, formándose así la corriente eléctrica.

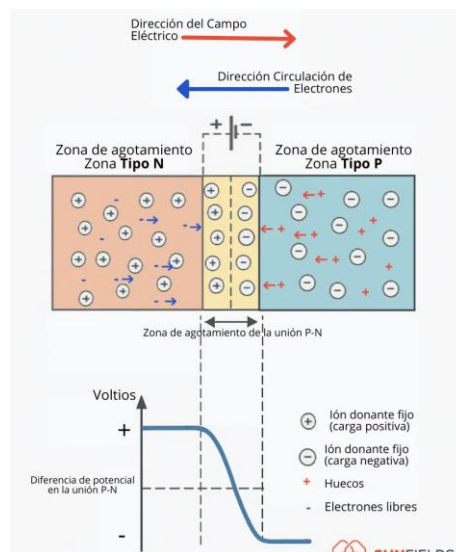


Ilustración 32: Esquema del funcionamiento [20]

5.1.2 CIRCUITO EQUIVALENTE Y CURVA CARACTERÍSTICA

El comportamiento eléctrico de la célula se modela mediante una fuente de corriente en paralelo con un diodo. La corriente total entregada es:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{qV}{mkT} - 1 \right]$$

donde I_0 es la corriente inversa de saturación, q la carga del electrón, m el factor de idealidad del diodo (valores típicos entre 1 y 2), k la constante de Boltzmann y T la temperatura absoluta. Al término kT/q se le denomina voltaje térmico.

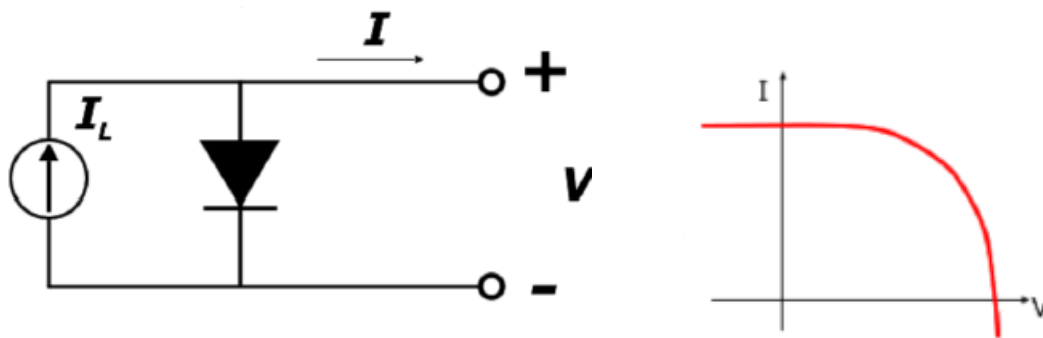


Ilustración 33: Circuito equivalente y curva característica [14]

La forma de esta curva se ve afectada tanto por la temperatura del módulo como por la cantidad de radiación que recibe. Cuando la temperatura disminuye, el módulo tiende a ofrecer un voltaje más elevado, mientras que la corriente apenas experimenta cambios. En

cambio, si la radiación incidente aumenta, lo que se incrementa de manera notable es la intensidad de corriente, permaneciendo el voltaje prácticamente constante.

5.1.3 PARÁMETROS DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): corriente obtenida cuando la tensión en bornas es 0V. Constituye la máxima corriente extraíble de la célula.
- Tensión a circuito abierto (V_{oc}): tensión a la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y la corriente extraída es cero. Constituye la máxima tensión extraíble. Para células de silicio es del orden de 0,6 V y para las de arseniuro de galio de 1 V.
- Potencia máxima (P_{MAX}): siendo $P = I \cdot V$, en cortocircuito ($V=0$) y en circuito abierto ($I=0$) la potencia es nula. Existe sin embargo un punto intermedio donde el producto $I \cdot V$ es máximo. Para alcanzarlo se utilizan dispositivos electrónicos conocidos como seguidores del punto de máxima potencia (MPPT). En módulos comerciales de silicio cristalino, el voltaje en el punto de máxima potencia V_M es aproximadamente el 80% del V_{oc} .
- Factor de forma (FF): relación entre la potencia máxima real y la potencia teórica máxima:

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

Su valor máximo es $FF = 1$, y cuanto más próximo esté a la unidad, mejor será la célula.

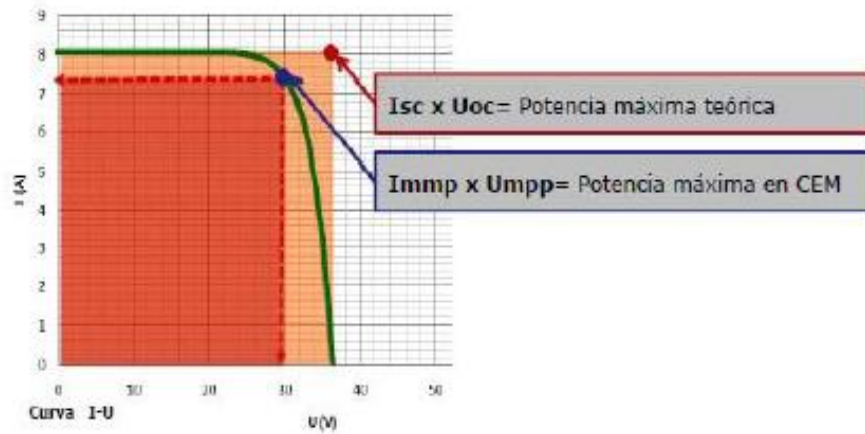


Ilustración 34: Curva I-V [14]

- Eficiencia (η): porcentaje de energía solar recibida que se convierte en energía eléctrica en condiciones estándar:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G * A_c} = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{G * A_c} = \frac{V_{oc} * I_{sc} * FF}{G * A_c}$$

donde G es la irradiancia en condiciones CEM (1000 W/m²) y Ac el área de captación de la célula.

La eficiencia está limitada por cuatro tipos de pérdidas principales. Las pérdidas por reflexión, que mediante capas antirreflectantes se reducen desde el 30% en superficies planas hasta en torno al 10%. Las pérdidas por absorción del material, ya que solo los fotones con energía igual al GAP del semiconductor generan pares electrón-hueco de forma óptima: los de menor energía no son absorbidos y los de mayor energía disipan el exceso como calor, desaprovechándose cerca del 50% de la energía incidente por este motivo. Las pérdidas por recombinación, debidas a los defectos de la estructura cristalina, estimadas en torno al 15% para silicio monocristalino y al 25% para silicio amorfo. Finalmente, las pérdidas por

contactos eléctricos, que cubren parte de la superficie activa de la célula restando en torno al 8%, más un 2-3% adicional por el recalentamiento debido al efecto Joule en los conductores.

5.2 PANELES SOLARES

Para fabricar un panel solar se encadenan entre 48, 60 o 72 células y se colocan cuidadosamente entre dos láminas transparentes de Etilvinilacetato (EVA), que actúa como encapsulante. A continuación, se añade una capa trasera denominada backsheet, fabricada en Tedlar o fluoruro de polivinilo, y el conjunto se calienta para crear una envoltura protectora alrededor de las células. Para dar estabilidad estructural se coloca vidrio en la superficie frontal y un marco de aluminio alrededor del perímetro, unidos con adhesivo resistente al agua. Por último, se añade la caja de conexiones en la parte posterior, que actúa como terminal de exportación de la electricidad generada.

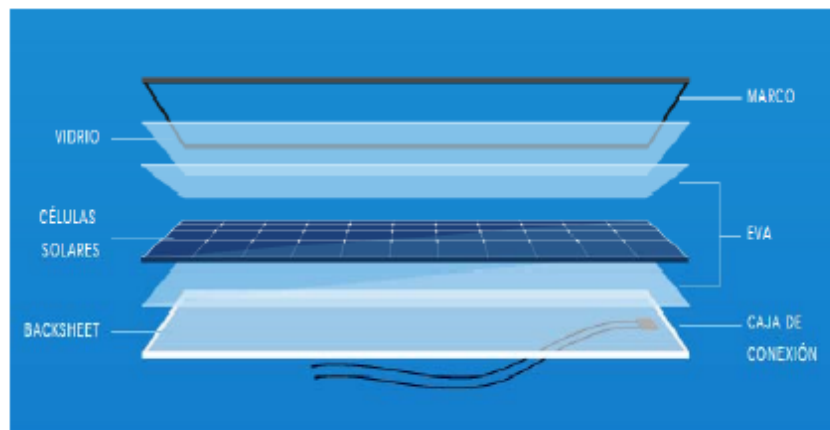


Ilustración 35: Capas del panel [14]

Las células solares comerciales se fabrican principalmente con dos tipos de silicio:

- El silicio monocristalino se obtiene mediante un proceso complejo que elimina las impurezas, produciendo láminas finas de gran pureza con bordes redondeados formadas por un único cristal con red cristalina continua.
- El silicio policristalino se obtiene de forma más simple, creando un gran bloque de silicio que se corta en láminas de bordes rectos, sin necesidad de eliminar las impurezas que contiene.

Esta diferencia en el proceso de fabricación tiene consecuencias directas sobre la eficiencia: las células de silicio monocristalino alcanzan una eficiencia en torno al 20%, mientras que las de policristalino se sitúan alrededor del 16%.

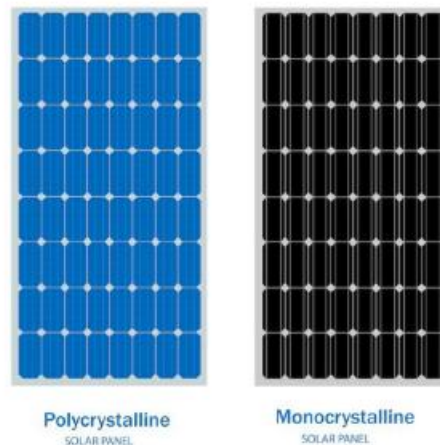


Ilustración 36: Panel poli y monocristalino [14]

Los paneles fotovoltaicos pueden conectarse entre sí de distintas formas según las necesidades del sistema. En una conexión en serie los paneles se encadenan uno tras otro, lo que provoca que la tensión total del conjunto sea la suma de las tensiones individuales de cada panel, manteniéndose la corriente constante. En una conexión en paralelo ocurre lo contrario: la tensión se mantiene igual a la de un único panel mientras que la corriente total es la suma de las corrientes de cada uno. Finalmente, en las conexiones mixtas serie-paralelo se combinan ambas configuraciones, permitiendo ajustar simultáneamente tanto la tensión como la corriente del generador según los requerimientos del sistema. Es importante tener

en cuenta que cuando se conectan en serie paneles de diferente potencia, la producción total queda limitada por el panel más débil, ya que todos deben circular por la misma corriente.

Cuando una célula de una cadena en serie queda sombreada, la corriente de las células iluminadas la obliga a trabajar en sentido inverso, disipando potencia en forma de calor y generando el denominado punto caliente o hot spot, que puede dañar el panel. La solución es incorporar diodos de bypass en paralelo con grupos de células, que ofrecen un camino alternativo a la corriente cuando una célula está sombreada, evitando el sobrecalentamiento.

5.3 TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

Las tecnologías fotovoltaicas pueden agruparse en tres grandes categorías.

1. La primera y más extendida es la tecnología de **silicio cristalino** (de la cual se ha hablado anteriormente), que representa más del 95% de la producción mundial de paneles solares, en sus versiones monocristalina y policristalina.
2. La segunda categoría es la **lámina delgada**, cuyas células presentan espesores unas 100 veces inferiores a las de silicio cristalino, reduciendo la cantidad de material necesario, aunque también el rendimiento, situado en torno al 12%. Los materiales más relevantes en este grupo son el silicio amorfo, que pierde rendimiento con el tiempo; los materiales CIS, actualmente en fase de prototipo y demostración; y el telururo de cadmio, que, aunque ha alcanzado fase comercial presenta el inconveniente de que el cadmio es perjudicial para la salud.
3. La tercera categoría son los **sistemas de concentración**, que combinan células fotovoltaicas con elementos ópticos como lentes y espejos que concentran la radiación solar hasta 1000 veces sobre la célula, permitiendo reducir su tamaño. Requieren sistemas de seguimiento solar muy precisos, con errores máximos del

0,4%, y alcanzan rendimientos del 40-50%, muy superiores al resto. Sin embargo, se encuentran aún en fase de demostración y presentan costes muy elevados. Las células más utilizadas en estos sistemas son el silicio cristalino para concentraciones menores de 500 soles, el arseniuro de galio para concentraciones superiores, y las células multicapa para aprovechar mejor el espectro solar.

5.4 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos no pueden instalarse de cualquier manera, requieren estructuras estables, rígidas y durables capaces de soportar las condiciones ambientales más adversas. Aunque se podría pensar que el peso de los propios paneles es el mayor reto estructural, el verdadero inconveniente es la fuerza del viento. Por ello, cualquier estructura de soporte debe ser capaz de resistir vientos de al menos 150 km/h, siendo habitual que se dimensionen con un margen de seguridad que las hace parecer visualmente muy robustas.

Hay dos tipos de estructuras:

1. Estructuras de soporte fijas

Se utilizan normalmente con módulos planos a ángulos fijos, determinados por la latitud del lugar y las necesidades de generación. Pueden ser para tejado, pared, suelo, poste o para integración arquitectónica.[14]

2. Estructuras de soporte móviles

El funcionamiento de los seguidores solares es simple y eficiente. Los paneles permanecen siempre perpendiculares a los rayos del sol para maximizar la producción de energía. Para que esto sea posible, los módulos fotovoltaicos se instalan sobre una estructura que les permite girar con precisión y seguir la trayectoria del sol a lo largo del día. Cuanto más óptimo es el ángulo de incidencia, mayor es la cantidad de energía producida.

Para asegurar una captación óptima de rayos solares, se emplean avanzados sensores y procesadores equipados con algoritmos que permiten el seguimiento solar en tiempo real durante todas las horas del día.

Existen dos tipos de seguidores solares: los seguidores de 1 eje y los seguidores de 2 ejes, cada uno con características y ventajas únicas.

- El seguidor solar de **1 eje** permite el movimiento de las placas fotovoltaicas en una dirección, de este a oeste, siguiendo la trayectoria del sol desde su nacimiento hasta su ocaso (consigue ser el azimut del sol o la altura, pero no de ambas). Esta efectiva función permite un aumento significativo en la captación de energía solar a lo largo del día. Existen los seguidores de eje horizontal(E-O), polar y vertical(N-S).
- El seguidor solar de **2 ejes** se mueve en dos direcciones, tanto de este a oeste como de norte a sur, lo que permite realizar un seguimiento muy preciso del sol durante todo el año. Esta capacidad de adaptarse a las estaciones del año optimiza la producción de energía solar, asegurando un rendimiento constante y confiable en cualquier clima.

Los seguidores solares pueden mejorar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos hasta en un 40%. Los sistemas de un solo eje aumentan la eficiencia entre un 25% y un 30%, mientras que los de dos ejes agregan entre un 5% y 10% adicionales.[21]

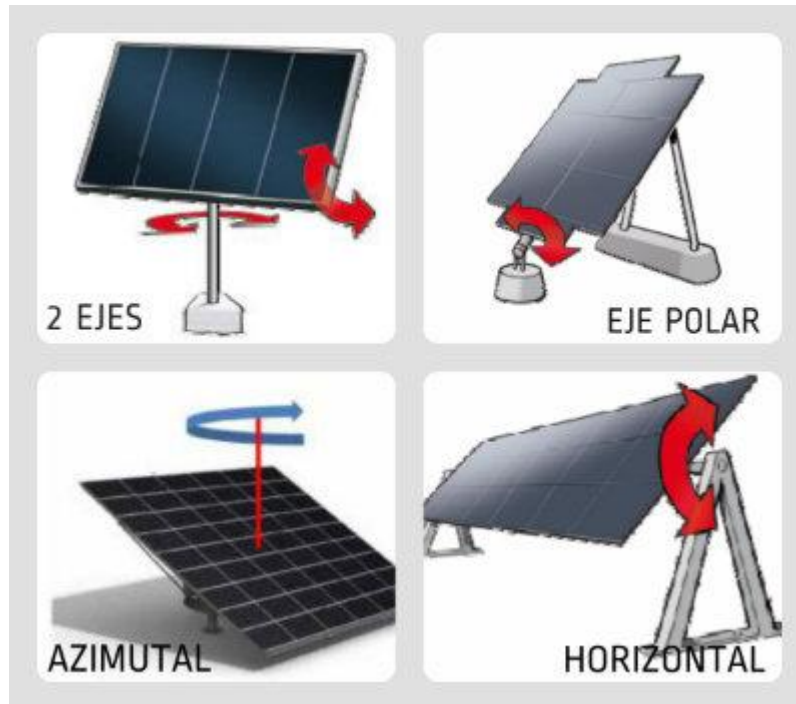


Ilustración 37: Tipos de seguidores [22]

5.5 INVERSORES

Los inversores actúan como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica, transformando la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna sincronizada con la frecuencia y tensión de red. Para maximizar la energía extraída en cada momento, incorporan un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT), que ajusta continuamente la tensión de entrada de forma que el producto tensión $\times$ intensidad del generador sea siempre máximo, compensando así las variaciones de irradiancia y temperatura a lo largo del día.

En proyectos a gran escala, se distinguen principalmente dos tipos:

- Los inversores **centrales** concentran la conversión de múltiples strings de paneles en un único equipo de gran potencia, simplificando el mantenimiento, pero con un MPPT compartido para toda la planta.
- Los inversores de **string**, más versátiles, se asignan a uno o varios strings de forma independiente, permitiendo optimizar la producción de cada grupo por separado, lo que los convierte en la solución más extendida tanto en instalaciones residenciales como en grandes plantas.

La eficiencia de los inversores modernos es muy elevada: equipos residenciales como los de la gama Huawei SUN2000 alcanzan eficiencias europeas en torno al 97-98%, mientras que modelos industriales de alta potencia como el SUN2000-185KTL-H1 llegan al 98,69% de eficiencia europea y al 99,03% de eficiencia máxima.[14] Para comparar equipos en condiciones reales de operación se utiliza el rendimiento europeo (η_{EU}), un valor ponderado que otorga mayor peso al funcionamiento a cargas parciales, que es el régimen habitual de trabajo de cualquier instalación fotovoltaica.

5.6 TRANSFORMADORES

Los transformadores son el componente que completa la cadena eléctrica de una planta fotovoltaica antes de la inyección a red. La corriente alterna que entregan los inversores se encuentra todavía en niveles de baja tensión, entre 380 y 800 V, por lo que se utiliza un transformador para elevarla a media tensión, alcanzando hasta 36 kV. [23] Este paso es indispensable para garantizar que la electricidad cumpla con los parámetros de la red pública, y además el transformador actúa como barrera de aislamiento entre la planta y la red, reduciendo el riesgo de fallos, sobrecargas y perturbaciones tanto en los equipos internos como en la red exterior. [24] En grandes instalaciones, la tendencia actual es integrar inversor y transformador en unidades compactas prefabricadas conocidas como estaciones de

potencia: estas soluciones llave en mano agrupan uno o dos inversores fotovoltaicos, un transformador elevador, las celdas de media tensión y los servicios auxiliares en una única plataforma lista para instalar y conectar en campo, simplificando el diseño del proyecto y minimizando los costes de instalación.[25] Elevar la tensión en este punto permite además reducir significativamente la sección del cableado necesario, con ahorros de hasta un 75% en la cantidad de conductor, y posibilita que transformadores y subestaciones dupliquen su potencia de conexión sin aumentar su tamaño, reduciendo su número total en la planta.[26]

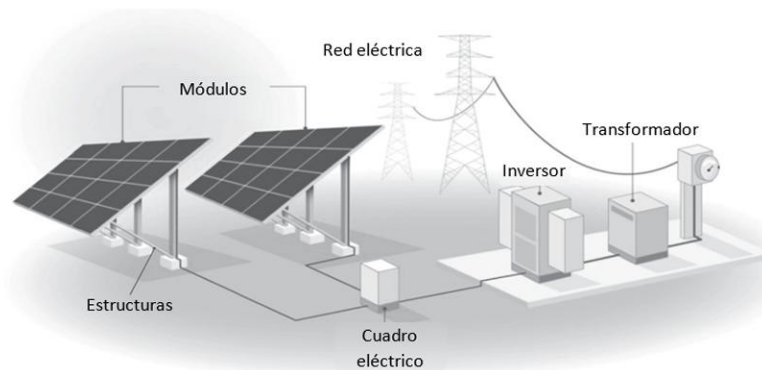


Ilustración 38: Esquema del flujo energético de una planta a gran escala [27]

Capítulo 6. DISEÑO TÉCNICO DE LA PLANTA SOLAR

El dimensionado óptimo de una instalación fotovoltaica de gran escala exige un análisis riguroso de los componentes principales del sistema, dado que la selección de módulos, inversores y configuración de seguimiento condiciona de forma determinante tanto la producción energética anual como la viabilidad económica del proyecto. En este contexto, el presente capítulo aborda la optimización del diseño mediante simulación numérica en PVsyst. Una herramienta de referencia en la ingeniería de sistemas fotovoltaicos desarrollada por la Universidad de Ginebra y ampliamente empleada en el ámbito profesional para la estimación de la energía generada y el dimensionado de instalaciones a escala industrial.

La metodología adoptada consiste en un proceso de optimización secuencial en el que cada variable de diseño se analiza de forma independiente, manteniendo constantes los parámetros fijados en etapas anteriores. Las etapas abordadas son, por este orden: la determinación del ratio DC/AC óptimo, la optimización de la disposición geométrica y la distancia entre seguidores, la selección del módulo fotovoltaico y, finalmente, la elección del inversor. Este enfoque permite aislar el efecto de cada parámetro sobre la producción energética y garantiza la coherencia técnica del diseño resultante.

En lo que respecta a los módulos fotovoltaicos, se han seleccionado para el análisis productos de cinco fabricantes con presencia consolidada en el mercado utility-scale: Canadian Solar, JA Solar, Longi Solar, Risen Solar y Trina Solar. Para los inversores, se han considerado equipos de Power Electronics, SMA, Sungrow e Ingeteam. En cuanto al sistema de seguimiento, se evalúan dos configuraciones de disposición de módulos sobre seguidores de eje horizontal N-S con algoritmo de retroceso: disposición en fila simple vertical (1V) y disposición en doble fila vertical (2V), correspondientes a los fabricantes PVH y Soltec respectivamente.

6.1 EQUIPOS Y OPTIMIZACIÓN

- Optimización del ratio

El primer paso del proceso de optimización ha consistido en determinar el ratio óptimo de la instalación, definido como

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Potencia pico}}{\text{Potencia nominal}}$$

Desde un punto de vista técnico, un ratio reducido implica que los inversores operan raramente en saturación, minimizando las pérdidas por clipping pero infrautilizando la capacidad de conversión instalada. Por lo contrario, un ratio elevado permite reducir el número de inversores y por tanto el coste de capital asociado al lado AC del sistema, a expensas de introducir pérdidas por recorte en las horas de mayor radiación.

En la planta objeto de estudio existe un límite de superficie, se dispone de 120ha, por lo tanto, se ha realizado la optimización de ratio fijando la potencia pico del inversor de manera que reduciendo el número de inversores aumentaremos el ratio y disminuirá la potencia nominal. La potencia de la planta será de 65MWp.

Se ha partido de una configuración inicial (caso base) utilizando el inversor Power Electronics 3630kW 934-1310VLFT FS3510K y el módulo de Trina Solar 665Wp Si-mono bifacial TSM-DEG21C-20-665Wp, con 17 inversores y resultando un ratio de 1,05. Se ha fijado la potencia pico a 64,99MW, y se ha ido reduciendo el número de inversores para aumentar el ratio hasta encontrar el más óptimo.

La siguiente tabla muestra los resultados:

Ratio	<i>P_{nom}</i>(MWp)	<i>Potencia Pico</i> (MWp)	<i>Nº strings</i>	<i>Nº inversores</i>	<i>Pérdidas inversor sobre potencia nominal</i> (%)	<i>Producción año 1</i> (Mwh)	<i>Decremento de energía%</i>
<i>1,05</i>	<i>61,71</i>	<i>64,99</i>	<i>3370</i>	<i>17</i>	<i>0</i>	<i>139589</i>	<i>0,00%</i>
<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,99</i>	<i>3370</i>	<i>16</i>	<i>0</i>	<i>139548</i>	<i>0,03%</i>
<i>1,19</i>	<i>54,45</i>	<i>64,99</i>	<i>3370</i>	<i>15</i>	<i>0,3</i>	<i>139082</i>	<i>0,36%</i>
<i>1,28</i>	<i>50,82</i>	<i>64,99</i>	<i>3370</i>	<i>14</i>	<i>1,88</i>	<i>136886</i>	<i>1,94%</i>
<i>1,38</i>	<i>47,19</i>	<i>64,99</i>	<i>3370</i>	<i>13</i>	<i>4,71</i>	<i>133020</i>	<i>4,71%</i>

Tabla 9: Optimización del ratio

Como se observa en la tabla, al reducir el número de inversores aumenta el ratio y disminuye la potencia nominal de la planta. Para identificar el óptimo, se descarta en primer lugar aquellos escenarios con pérdidas por saturación del inversor superiores al 2%. Esto elimina el ratio de 1,28 y 1,38, quedando como candidatos los ratios 1,05, 1,12 y 1,19.

Entre estas tres opciones, el ratio 1,05 (caso base) y el ratio 1,12 producen una energía prácticamente idéntica, con una diferencia de tan solo 41 MWh anuales (−0,03%) y unas pérdidas del 0%. Sin embargo, el ratio 1,12 permite operar con 16 inversores en lugar de 17, lo que supone una reducción directa del coste sin penalización energética apreciable. El ratio 1,19, por su parte, presenta ya una caída de producción del 0,36% y pérdidas del 0,3%, lo que no se justifica frente al ahorro de un inversor adicional.

Por todo ello, se adopta el ratio de 1,12 como valor óptimo, con 16 inversores y una potencia nominal de 58,08 MW. Estos parámetros quedarán fijos en las etapas de optimización posteriores.

- *Optimización de la distancia entre Seguidores*

A partir del ratio óptimo de 1,12 determinado en el apartado anterior, se ha llevado a cabo una segunda etapa de optimización centrada en la disposición de los módulos sobre los seguidores y la distancia entre filas de seguidores. Se han evaluado dos configuraciones de disposición 2V (doble fila vertical) y 1V (fila vertical simple) combinadas con distintas distancias entre ejes de seguidor, manteniendo constantes el resto de parámetros del sistema.

- Seguidores 2V: 10 y 12m entre ejes
- Seguidores 1V: 5 y 6m entre ejes

El parámetro de referencia para comparar los escenarios es el GCR (Ground Coverage Ratio), que relaciona la anchura del módulo con el paso entre filas. Para garantizar la validez de la comparación, se han seleccionado pares de configuraciones con GCR equivalente: la combinación 2V-12m y 1V-6m presentan ambas un GCR en torno al 39,7–39,9%, mientras que las combinaciones 2V-10m y 1V-5m operan con un GCR de aproximadamente el 47,7–47,9%.

La siguiente tabla recoge los resultados obtenidos:

<i>Disposición</i>	<i>Distancia entre seguidores(m)</i>	<i>Ratio MW/MWp</i>	<i>Producción año 1 (Mwh/año)</i>	<i>GCR (%)</i>	<i>Ganancia plano seguimiento (%)</i>	<i>Superficie paneles (ha)</i>	<i>Superficie planta=superficie paneles/GCR</i>	<i>Perdidas por sombreado cercano (%)</i>	<i>Reducción de energía producida</i>
2V	12	1,12	139548	39,9%	33,2%	30,3584	76,0862	1,92%	0
2V	10	1,12	135343	47,9%	29,9%	30,3584	63,3787	1,93%	3,01%
1V	6	1,12	139698	39,7%	33,3%	30,3584	76,4695	1,93%	0,11%
1V	5	1,12	135498	47,7%	30,0%	30,3584	63,6444	1,94%	2,90%

Tabla 10: Optimización distancia entre seguidores

Los resultados muestran con claridad que, a igual GCR, la disposición 1V produce más energía que la disposición 2V. En concreto, la configuración 1V-6m genera 139.698 MWh/año, frente a los 139.548 MWh/año del caso base 2V-12m, lo que representa un incremento del +0,11% con unas pérdidas por sombra cercana prácticamente idénticas (1,93% frente a 1,92%). Este comportamiento se explica porque la disposición 1V reduce la altura efectiva del conjunto de módulos, disminuyendo la longitud de sombra proyectada sobre las filas posteriores en las horas de baja elevación solar, lo que permite al algoritmo de backtracking operar de forma más eficiente. Por el contrario, los escenarios con GCR elevado (~48%) presentan pérdidas energéticas significativas respecto al caso base, del orden del 3%, independientemente de la disposición adoptada.

Es por ello que se selecciona la configuración 1V con distancia entre seguidores de 6 m como disposición óptima, por ofrecer la mayor producción energética anual (+150 MWh respecto al caso base) con un GCR equivalente y sin incremento apreciable de las pérdidas por sombreado.

- Elección del panel

Una vez fijados el ratio óptimo (1,12), la disposición (1V) y la distancia entre seguidores (6 m), se procede a evaluar la influencia del fabricante y modelo de módulo fotovoltaico sobre la producción energética anual. Para ello se han simulado en PVsyst cinco módulos bifaciales de silicio monocristalino de diferentes fabricantes (todos entre 650-690Wp, manteniendo en todos los casos el mismo inversor (Power Electronics FS3510K), el mismo número de inversores (16) y la misma potencia pico (~64,99 MW).

En la siguiente tabla se encuentran los resultados:

<i>Panel</i>	<i>Distancia entre seguidores (m)</i>	<i>Ratio MW/MWp</i>	<i>Potencia nominal (MWp)</i>	<i>Potencia Pico (MWp)</i>	<i>Nº de inversores</i>	<i>Nº de cadenas</i>	<i>Nº módulos en serie</i>	<i>Producción año 1 (Mwh/año)</i>	<i>Diferencia de producción</i>
<i>Trina Solar</i>	<i>6 (para 1V)</i>	<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,99</i>	<i>16</i>	<i>3370</i>	<i>29</i>	<i>139698</i>	<i>0</i>
<i>Canadian Solar</i>	<i>6 (para 1V)</i>	<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,99</i>	<i>16</i>	<i>3370</i>	<i>29</i>	<i>140705</i>	<i>0,72%</i>
<i>Longi Solar</i>	<i>6 (para 1V)</i>	<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,994</i>	<i>16</i>	<i>3939</i>	<i>25</i>	<i>141207</i>	<i>1,08%</i>
<i>JA Solar</i>	<i>6 (para 1V)</i>	<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,996</i>	<i>16</i>	<i>3340</i>	<i>28</i>	<i>140875</i>	<i>0,84%</i>
<i>Risen Solar</i>	<i>6 (para 1V)</i>	<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,99</i>	<i>16</i>	<i>3370</i>	<i>29</i>	<i>138054</i>	<i>1,18%</i>

Tabla 11: Elección del módulo

El módulo Longi Solar (660 Wp) es el que mayor producción energética anual registra, con 141.207 MWh en el primer año, lo que representa un incremento del +1,08% respecto al caso base (+1.500 MWh/año). A pesar de disponer de una potencia pico unitaria ligeramente inferior a la del módulo Trina Solar del caso base (660 Wp frente a 670 Wp), su mejor comportamiento en condiciones reales de operación que viene determinado por sus curvas características I-V, coeficiente de temperatura y eficiencia en baja irradiancia según el

modelo de PVsyst, resulta en una mayor captación energética. La diferencia de potencia unitaria se compensa mediante un mayor número de strings (3.939 frente a 3.370), con 25 módulos en serie en lugar de 29, configuración que PVsyst valida como la única compatible con la ventana de tensión del inversor para este módulo.

Los módulos Canadian Solar y JA Solar ofrecen ganancias intermedias (+0,72% y +0,84% respectivamente) y constituyen alternativas técnicamente válidas. El módulo Risen Solar es el único que registra una producción inferior al caso base (-1,18%), por lo que queda descartado.

En conclusión, se selecciona el módulo Longi Solar (LR7-72HYD-660M) de 660 Wp como configuración óptima para la planta, por ofrecer la mayor producción energética anual con los mismos parámetros de sistema.

- Elección del inversor

La última etapa del proceso de optimización consiste en la selección del modelo de inversor que maximice la producción energética anual de la planta, manteniendo fijos el resto de parámetros ya optimizados. El inversor constituye uno de los equipos de mayor coste unitario dentro de una planta fotovoltaica de gran escala, por lo que su elección tiene una incidencia directa tanto en la producción energética anual como en el coste de capital de la instalación. En este contexto, la selección óptima no se limita a identificar el equipo de mayor rendimiento de conversión, sino que debe contemplar simultáneamente la producción energética simulada, las pérdidas por saturación y el número de unidades necesarias para alcanzar la potencia objetivo.

Se han evaluado cuatro inversores centrales de diferentes fabricantes: Power Electronics, SMA, Ingeteam y Sungrow, ajustando en cada caso el número de inversores para aproximarse al ratio objetivo (1,12), y simulando en PVsyst la producción energética anual de cada configuración resultante. En la siguiente tabla se reflejan los resultados:

En la siguiente tabla se reflejan los resultados:

<i>Inversor</i>	<i>Ratio MW/MWp</i>	<i>Potencia nominal (MWp)</i>	<i>Potencia Pico (MWp)</i>	<i>Nº de inversores</i>	<i>Nº de cadenas</i>	<i>Nº módulos en serie</i>	<i>Producción año 1 (Mwh/año)</i>	<i>Pérdidas inversor sobre potencia nominal (%)</i>	<i>Diferencia de producción</i>
<i>Power electronics</i>	<i>1,12</i>	<i>58,08</i>	<i>64,99</i>	<i>16</i>	<i>3370</i>	<i>29</i>	<i>139698</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>SMA</i>	<i>1,12</i>	<i>58,273</i>	<i>64,994</i>	<i>19</i>	<i>3939</i>	<i>25</i>	<i>143469</i>	<i>0,07</i>	<i>2,70%</i>
<i>Sungrow</i>	<i>1,11</i>	<i>58,429</i>	<i>64,994</i>	<i>17</i>	<i>3939</i>	<i>25</i>	<i>144082</i>	<i>0</i>	<i>3,14%</i>
<i>Ingeteam</i>	<i>1,12</i>	<i>58,086</i>	<i>64,994</i>	<i>18</i>	<i>3939</i>	<i>25</i>	<i>143342</i>	<i>0</i>	<i>2,61%</i>

Tabla 12: Elección del inversor

Como se observa en la tabla, los tres inversores alternativos al caso base superan ampliamente la producción del inversor Power Electronics, con incrementos que oscilan entre el +2,70% del SMA y el +3,14% del Sungrow. Sin embargo, más allá de la producción energética, un criterio relevante en la selección del inversor es el número de unidades requeridas, dado que cada inversor central representa un elemento de coste significativo en el presupuesto de la instalación.

En este sentido, el inversor Sungrow SG3400 HV destaca no solo por ser el de mayor producción energética anual (144.082 MWh, +3,14% respecto al caso base), sino también por ser el que menor número de unidades requiere de entre los tres candidatos, con únicamente 17 inversores frente a los 18 del Ingeteam y los 19 del SMA. Esta combinación de máxima producción y mínimo número de equipos lo convierte en la opción técnicamente más eficiente. Las pérdidas del inversor frente a la potencia nominal son nulas y el ratio resultante de 1,11 se considera equivalente al óptimo de 1,12 fijado en la etapa anterior, dado que la potencia unitaria del Sungrow no permite alcanzar dicho valor exacto con un número

entero de inversores. Por todo ello, se selecciona el inversor Sungrow SG3400 HV 20.OND (3.437 kW) como configuración óptima.

Por último, en lo que respecta al sistema de seguimiento, la elección recae sobre el modelo monoline de PV Hardware en configuración 1V. Este seguidor de eje horizontal N-S incorpora algoritmo de retroceso y está concebido para trabajar con módulos de gran formato, presentando además total compatibilidad con tecnología bifacial. La distancia entre filas de seguidores queda establecida en 6 metros, valor determinado como óptimo en el análisis de disposición geométrica desarrollado en el apartado precedente.

<i>Modelo de panel solar</i>	<i>Longi Solar LR7-72HYD-660M</i>
<i>Potencia pico del panel (Wp)</i>	<i>660</i>
<i>Nº de paneles solares</i>	<i>98475</i>
<i>Potencia total pico (MWp)</i>	<i>64,994</i>
<i>Nº paneles por string</i>	<i>25</i>
<i>Nº de strings</i>	<i>3939</i>
<i>Modelo de inversor</i>	<i>Sungrow SG3400-HV-20</i>
<i>Potencia nominal del inversor (MW)</i>	<i>3,437</i>
<i>Nº de inversores</i>	<i>17</i>
<i>Potencia nominal total de la planta (MW)</i>	<i>58,429</i>
<i>Ratio (potencia pico/potencia nominal)</i>	<i>1,11</i>
<i>Seguidor tipo</i>	<i>PV Hardware 1V</i>
<i>Distancia entre seguidores</i>	<i>6m</i>

Producción año 1(Mwh/año)

144082

Tabla 13: Configuración final PVsyst

A partir de los parámetros definidos a lo largo del proceso de optimización, la tabla X recoge la configuración final del sistema que se empleará como base para la simulación de producción y pérdidas en PVsyst.

6.2 SIMULACION CON PVSYST

La producción energética anual de la planta se ha determinado a partir de una simulación detallada en PVsyst, tomando como punto de partida la configuración técnica resultante del proceso de optimización descrito en el capítulo anterior. El modelo de simulación reproduce el comportamiento real de la instalación teniendo en cuenta tanto las características del recurso solar del emplazamiento como el efecto bifacial de los módulos y el conjunto de pérdidas que afectan al sistema a lo largo de su vida útil: sombreado mutuo entre seguidores, acumulación de suciedad sobre los módulos, degradación de la eficiencia por temperatura de operación, deterioro progresivo de los módulos, resistencias en el cableado DC y AC, rendimiento de conversión de los inversores y pérdidas en los transformadores y en la línea de evacuación hasta el punto de conexión a la red. A partir de los resultados obtenidos para años representativos del periodo de operación 1, 5, 10, 15, 20 y 25 se ha extrapolado la curva de producción para el horizonte completo de 30 años de vida útil contemplados en el análisis.

Producción anual y evolución a 30 años

En el primer año de funcionamiento, la planta fotovoltaica de Montequinto generaría una producción neta de **144,082 GWh/año**, lo que se traduce en una producción específica de **2217 kWh/kWp** y un Performance Ratio (PR) del **86,4%**. Estos valores evidencian un uso eficiente de la energía solar disponible, en línea con las características de la planta, el empleo de módulos bifaciales y la integración de sistemas de seguimiento solar.

Con el paso de los años, la producción anual prevista irá descendiendo de manera lineal, debido a la degradación progresiva de los paneles solares, un fenómeno propio de esta tecnología. Este efecto se ha modelizado aplicando una degradación lineal del 0,4% anual. A esto se suma una reducción adicional del 2% sobre las cifras estimadas por PVsyst, para reflejar las pérdidas asociadas a las paradas programadas por tareas de operación y mantenimiento. El efecto acumulado de estas dos causas implica una disminución anual de la producción de unos 0,5625 GWh/año. Como muestra la relación entre generación y años de operación, el comportamiento es casi completamente lineal, con un coeficiente de determinación R^2 igual a 1, lo que proporciona una certeza en la estimación de la energía que se inyectará a la red durante toda la vida útil del proyecto.

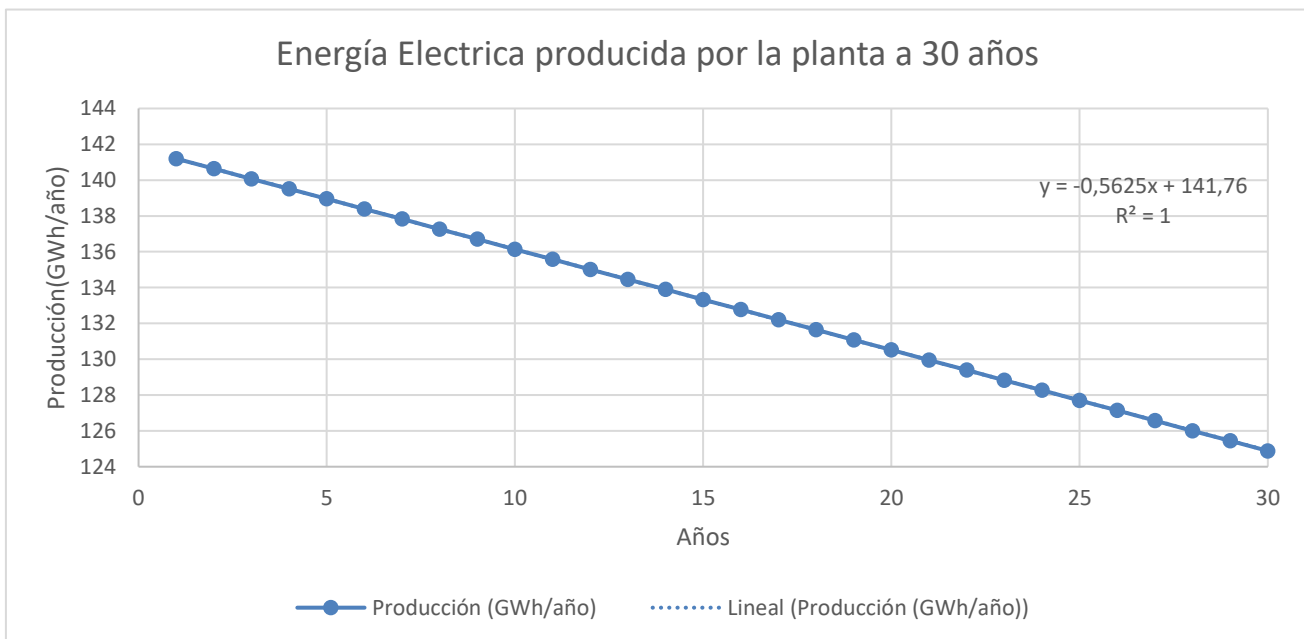


Tabla 14: Producción anual estimada considerando O&M y degradación

En la Tabla X se detallan los registros netos de producción anual, mostrando que el promedio para el periodo de 30 años se sitúa alrededor de los 133,046 GWh/año. Este rendimiento equivale a una generación específica de 2047 kWh/kWp al año y un factor de capacidad del

23,37 %. En otros términos, la planta logra generar entre el 21 % y el 25 % de la energía total que produciría si operase al máximo de forma continua durante todo el año, lo cual se ajusta perfectamente a los valores estimados para instalaciones fotovoltaicas dotadas de sistemas de seguimiento y localizadas en el sur peninsular.

<i>Año</i>	<i>Producción (GWh/año)</i>	<i>Horas equivalentes(h)</i>	<i>Factor de capacidad(%)</i>
<i>1</i>	<i>141,1984</i>	<i>2172</i>	<i>24,80%</i>
<i>2</i>	<i>140,63</i>	<i>2164</i>	<i>24,70%</i>
<i>3</i>	<i>140,0714</i>	<i>2155</i>	<i>24,60%</i>
<i>4</i>	<i>139,5128</i>	<i>2147</i>	<i>24,50%</i>
<i>5</i>	<i>138,9542</i>	<i>2138</i>	<i>24,41%</i>
<i>6</i>	<i>138,3858</i>	<i>2129</i>	<i>24,31%</i>
<i>7</i>	<i>137,8272</i>	<i>2121</i>	<i>24,21%</i>
<i>8</i>	<i>137,2686</i>	<i>2112</i>	<i>24,11%</i>
<i>9</i>	<i>136,7002</i>	<i>2103</i>	<i>24,01%</i>
<i>10</i>	<i>136,1416</i>	<i>2095</i>	<i>23,91%</i>
<i>11</i>	<i>135,583</i>	<i>2086</i>	<i>23,81%</i>
<i>12</i>	<i>135,0146</i>	<i>2077</i>	<i>23,71%</i>
<i>13</i>	<i>134,456</i>	<i>2069</i>	<i>23,62%</i>
<i>14</i>	<i>133,8974</i>	<i>2060</i>	<i>23,52%</i>
<i>15</i>	<i>133,329</i>	<i>2051</i>	<i>23,42%</i>
<i>16</i>	<i>132,7704</i>	<i>2043</i>	<i>23,32%</i>
<i>17</i>	<i>132,202</i>	<i>2034</i>	<i>23,22%</i>

18	<i>131,6434</i>	<i>2025</i>	<i>23,12%</i>
19	<i>131,0848</i>	<i>2017</i>	<i>23,02%</i>
20	<i>130,5164</i>	<i>2008</i>	<i>22,92%</i>
21	<i>129,9578</i>	<i>2000</i>	<i>22,83%</i>
22	<i>129,3894</i>	<i>1991</i>	<i>22,73%</i>
23	<i>128,8308</i>	<i>1982</i>	<i>22,63%</i>
24	<i>128,2624</i>	<i>1973</i>	<i>22,53%</i>
25	<i>127,7038</i>	<i>1965</i>	<i>22,43%</i>
26	<i>127,1354</i>	<i>1956</i>	<i>22,33%</i>
27	<i>126,5768</i>	<i>1948</i>	<i>22,23%</i>
28	<i>126,0084</i>	<i>1939</i>	<i>22,13%</i>
29	<i>125,4498</i>	<i>1930</i>	<i>22,03%</i>
30	<i>124,8814</i>	<i>1921</i>	<i>21,93%</i>
Promedio	<i>133,0461067</i>	<i>2047</i>	<i>23,37%</i>

Tabla 15: Producción anual neta considerando O&M

6.3 BALANCE ENERGÉTICO DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA

- Pérdidas por sombreado lejano

Estas pérdidas son debidas a obstrucciones del horizonte geográfico del emplazamiento. Su valor es de 0,18% lo cual se considera prácticamente despreciable, lo que confirma la idoneidad topográfica de Montequinto para este tipo de instalación.

- Pérdidas por sombreado cercano

Corresponde a las pérdidas por sombreado mutuo entre filas de seguidores adyacentes. A pesar de que el algoritmo de retroceso minimiza ese efecto, en las horas de baja elevación solar persiste una penalización residual de irradiancia del 1,93% coherente con el GCR de 39,7% adoptado en el diseño.

- Pérdidas por suciedad

Pérdidas debidas a la acumulación de polvo y partículas sobre la superficie de los módulos. El valor adoptado del 2% es representativo de emplazamientos semiáridos del sur de España, donde la escasez de precipitaciones limita la limpieza natural de los módulos.

- Pérdidas por ángulo de incidencia IAM

Pérdidas asociadas a la reflectancia de la superficie del módulo cuando la radiación incide con ángulos distintos a la normal. Aunque el seguimiento solar reduce significativamente este efecto respecto a instalaciones fijas, su impacto residual asciende al 1,46%.

- Pérdidas por LID

Son aquellas pérdidas debidas a la degradación inducida por la luz (LID), que se producen en los módulos de silicio monocristalino durante sus primeras horas de

exposición al sol y suponen una reducción irreversible de la potencia inicial. En este caso su valor es de 0,6%

- *Pérdidas por Mismatch*

Incluyen tanto las perdidas por módulos y strings que son pérdidas debidas a la dispersión en las características eléctricas entre módulos de un mismo string y entre strings del generador, que impide que todos operen simultáneamente en su punto de máxima potencia. Su valor asciende a unas pérdidas del 2,15%. Como pérdidas por la cara trasera que son aquellas pérdidas adicionales de mismatch asociadas específicamente a la irradiancia no uniforme recibida por la cara trasera de los módulos bifaciales (0,2%).

- *Pérdidas térmicas*

Constituyen la principal fuente de pérdidas del campo fotovoltaico. En Montequinto, las elevadas temperaturas estivales elevan la temperatura de operación de los módulos muy por encima de los 25 °C de referencia STC, reduciendo su tensión de circuito abierto y, con ello, la potencia generada. Una pérdida del 4,15% es un valor esperado y coherente con un emplazamiento de alta irradiación en el sur de España.

- *Pérdidas por cableado*

Son pérdidas resistivas en el cableado de corriente continua entre módulos, cajas de strings e inversores, equivalentes a una fracción del 0,80% sobre la energía del campo.

- *Pérdidas de inversores*

Pérdidas asociadas al rendimiento de conversión DC/AC de los inversores durante su operación que es de 1,07%, y las pérdidas por saturación son nulas, confirmando la idoneidad del ratio de 1,11 óptimo.

- ***Pérdidas de los transformadores***

Por un lado, tenemos las pérdidas en los transformadores de MT (1,32%) que van asociadas a las pérdidas por efecto Joule y pérdidas en el núcleo de los transformadores MT que elevan la tensión de salida de los inversores. Y por otro lado las pérdidas en los transformadores de AT que es el transformador principal que eleva la tensión hasta los 132KV de la red de evacuación que tiene unas pérdidas del 0,66% en conjunto suman un 2%.

- ***Pérdidas en las líneas de evacuación***

Se descomponen en aquellas pérdidas resistivas en la línea de media tensión interior de la planta cuyo valor es de 0,35%, y pérdidas resistivas en la línea de alta tensión desde la subestación hasta el punto de inyección a la red que toma un valor de 0,37%.

- ***Pérdidas auxiliares***

Aquellas que corresponden a consumos propios de la planta: ventilación de inversores, sistemas de control, iluminación y otros servicios auxiliares (0,3%). Esta pérdida tiene un valor constante durante la operación.

Considerando la suma de todas las pérdidas mencionadas anteriormente, se obtiene una proporción de rendimiento (PR) de 86,4%, que muestra un resultado muy competente e indica un excelente aprovechamiento del recurso solar y eficiencia en el sistema.

A continuación, el diagrama de pérdidas completo generado por PVsyst:

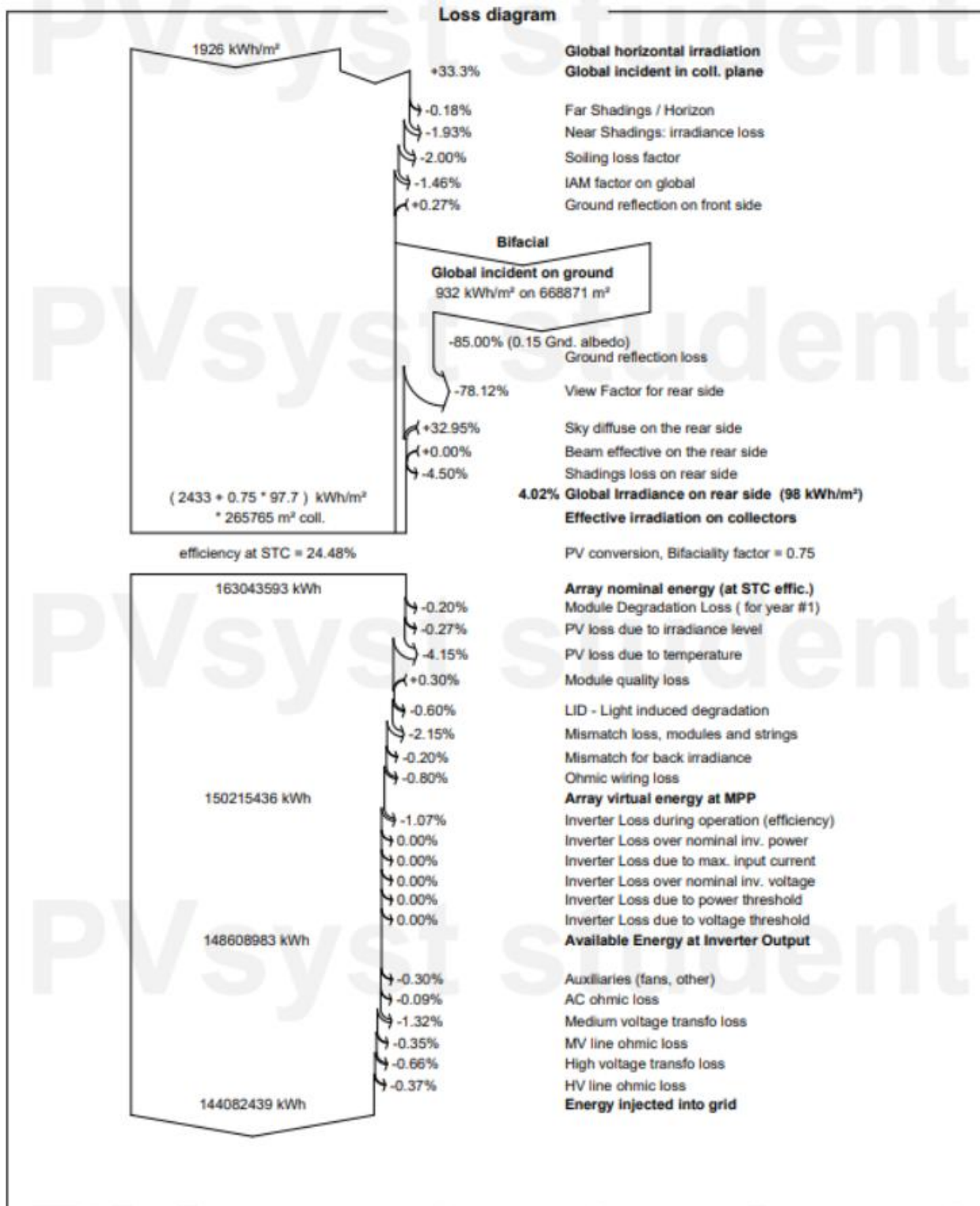


Ilustración 39: Diagrama de pérdidas detalladas

Capítulo 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En el presente capítulo se detalla la configuración del cableado eléctrico de la instalación, estructurado en dos circuitos principales: el de corriente continua, que abarca desde la salida de los módulos hasta la entrada de los inversores, y el de corriente alterna, que recorre desde la salida de los inversores hasta el punto de evacuación a la red. Los cálculos justificativos de los tramos descritos a continuación se desarrollan en el Anexo II de este documento.

7.1 ARQUITECTURA GENERAL DE LA INSTALACIÓN

La planta se estructura en 17 grupos de generación independientes. Cada grupo está formado por un campo de módulos, sus cajas de agrupación de strings, un inversor central Sungrow SG3400-HV-20 y un transformador elevador de 0,6/20 kV con sus celdas de media tensión, integrados en un centro de transformación de intemperie.

La energía sigue la siguiente cadena: los módulos se conectan en serie formando strings donde varias cadenas se agrupan en las cajas de strings, que alimentan la entrada de continua del inversor, el cual convierte la corriente continua en alterna a 600 V. El transformador asociado eleva esa tensión a 20 kV, y, a través de las celdas de media tensión, cada grupo se conecta a una de las líneas de colección de 20 kV. Estas líneas, que enlazan los grupos entre sí mediante cabinas de entrada-salida, conducen la energía hasta la subestación 20/132 kV, donde se eleva a 132 kV para su evacuación a la red. El conjunto de esta arquitectura queda reflejado en el esquema unifilar (Planos 2 y 3).

7.2 EQUIPOS ELÉCTRICOS PRINCIPALES

7.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El generador está compuesto por 98.475 módulos Longi Solar LR7-72HYD-660M, de tecnología monocristalina bifacial y 660 Wp de potencia unitaria. Cada módulo presenta una corriente en el punto de máxima potencia de 14,65 A y una corriente de cortocircuito de 15,30 A. Los módulos se agrupan en cadenas de 25 unidades en serie, lo que proporciona una tensión de cadena en el punto de máxima potencia próxima a 1.127 V, por debajo del límite de 1.500 V admitido por el inversor.

7.2.2 CAJAS DE AGRUPACIÓN DE STRINGS

Las cajas de strings son el elemento intermedio que agrupa varias cadenas antes de su conexión al inversor. Cada caja reúne 16 cadenas en paralelo y dispone, para cada una, de su correspondiente fusible de protección, además de un seccionador en carga de salida, descargadores de sobretensión y, opcionalmente, monitorización de corriente por string. La corriente de salida de cada caja es de $16 \times 14,65 = 234,4$ A. Cada inversor agrupa hasta 15 cajas de strings.

7.2.3 INVERSORES

La conversión de continua a alterna se realiza mediante 17 inversores centrales Sungrow SG3400-HV-20, uno por grupo de generación. Se trata de inversores de tres niveles, sin transformador, con una potencia nominal de 3.437 kVA en las condiciones de operación del emplazamiento. En su lado de continua admiten una tensión máxima de 1.500 V, con un rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) de 875 a 1.300 V y una tensión de arranque de 915 V; en el lado de alterna entregan una tensión nominal de 600 V a 50/60

Hz, con una corriente máxima de salida de 3.308 A. Su eficiencia máxima alcanza el 99,0 % (98,7 % europea), con una distorsión armónica inferior al 3 % y factor de potencia ajustable. Al tratarse de un inversor central, dispone de un único seguidor del punto de máxima potencia, al que se conectan en paralelo las distintas entradas de continua procedentes de las cajas de strings. Las protecciones de continua (seccionador en carga y fusibles) y de alterna (interruptor automático) están integradas en el propio equipo, así como los filtros y descargadores correspondientes.

7.2.4 TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN

Cada inversor cuenta con su propio transformador elevador, lo que suma 17 transformadores 0,6/20 kV. Su misión es elevar la tensión de salida del inversor (600 V) hasta los 20 kV de la red de colección. Cada transformador se dimensiona para la potencia de su inversor (≈ 3.600 kVA) y se integra, junto con el inversor y las celdas de MT, en el centro de transformación de intemperie. En cuanto a sus características eléctricas, presentan un grupo de conexión Dyn11, una tensión de cortocircuito del 6 %.

7.2.5 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y CABINAS DE INTERCONEXIÓN

La conexión de cada transformador a la red de 20 kV se realiza a través de un conjunto de celdas de media tensión alojadas en el centro de transformación. La configuración adoptada es del tipo 2L + 1P: dos celdas de línea, una de entrada y otra de salida, y una celda de protección del transformador. Las celdas de línea permiten que la línea de 20 kV entre y salga de cada centro, de modo que los transformadores de una misma línea quedan conectados en serie mediante estas cabinas de entrada-salida. La celda de protección, equipada con interruptor automático y relé, protege el transformador frente a sobrecargas y cortocircuitos. Las celdas son de tensión asignada 24 kV, con embarrado de 630 A e intensidad nominal de línea de 400 A, aislamiento en SF6 y un poder de corte acorde a la corriente de cortocircuito de la red ($\approx 28,9$ kA; véase el Anexo II).

De este modo, la línea de 20 kV no llega de forma radial a cada transformador de manera aislada, sino que va enlazando los centros de transformación uno tras otro: entra por la celda de entrada de un centro, pasa por su embarrado y sale por la celda de salida hacia el siguiente, repitiéndose el esquema hasta completar la línea. Los 17 transformadores se reparten en 4 líneas de 4 transformadores y 1 línea de 1 transformador, todas ellas con destino a la subestación.

7.2.6 SUBESTACIÓN DE EVACUACIÓN 20/132 kV

Las líneas de 20 kV convergen en la subestación elevadora, donde un transformador de potencia 20/132 kV (≈ 65 MVA) eleva la tensión hasta los 132 kV de la red de transporte. La subestación incorpora la apartamiento de 132 kV (interruptor automático, seccionadores, transformadores de medida y protecciones) y la celda de llegada de las líneas de 20 kV, constituyendo el punto frontera con la red a través de la línea de evacuación.

7.3 CONFIGURACIÓN DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN Y CONEXIÓN AL INVERSOR

Resulta conveniente seguir la potencia a lo largo de la cadena de generación para entender cómo se alcanza la entrada del inversor. Cada cadena de 25 módulos de 660 Wp aporta 16,5 kWp y circula por ella una corriente de 14,65 A. En cada caja de strings se agrupan 16 cadenas, por lo que cada caja concentra $16 \times 16,5 = 264$ kWp y entrega 234,4 A por su cable de salida.

A la entrada de continua de cada inversor se conectan hasta 15 de estas cajas. Con un reparto medio de unas 232 cadenas por inversor (3.939 cadenas entre 17 inversores), cada inversor recibe del orden de 3.830 kWp de potencia pico en continua, lo que, con el ratio de sobredimensionado DC/AC de 1,11 del proyecto, se corresponde con su potencia nominal de salida de 3.437 kVA en alterna. En otras palabras, la potencia se va concentrando

progresivamente —cadena → caja de strings → entrada del inversor— hasta reunir en cada inversor la generación de unos 5.800 módulos.

7.4 *INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA*

El circuito de corriente continua engloba el conjunto de conductores que transportan la energía generada por los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, con las cajas de strings como elemento intermedio de agrupación. La planta cuenta con 3.939 cadenas, cada una compuesta por 25 módulos Longi Solar LR7-72HYD-660M en serie.

El primer segmento de este circuito, desde los módulos hasta las cajas de strings, se resuelve con cable de cobre de 4 mm² con nivel de aislamiento de 1.500 V DC, instalado al aire sobre bandeja portacables. Esta sección resulta suficiente porque por este tramo circula únicamente la corriente de una cadena (14,65 A).

Cada inversor agrupa 15 cajas de strings de 16 cadenas cada una. El tramo desde las cajas de strings hasta cada inversor, que transporta la corriente agrupada de las 16 cadenas (234,4 A), se ejecuta con cable de cobre XLPE de 120 mm² con aislamiento de 1.500 V DC, tendido de forma soterrada bajo tubo a una profundidad de 1 metro. El dimensionado de ambos tramos, con los factores de corrección por temperatura del terreno, resistividad, agrupamiento y profundidad, se justifica en el Anexo II.

7.5 *INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA*

El circuito de corriente alterna abarca dos tramos sucesivos: la conexión entre los inversores y sus transformadores de media tensión asociados, y la red de colección que une los transformadores con la subestación de evacuación. El primer tramo, entre cada inversor y su transformador, es de longitud reducida al estar ambos integrados en el mismo centro de transformación.

Tramos transformadores a la subestación (20 kV):

Cada uno de los 17 inversores cuenta con su propio transformador MT, lo que resulta en un total de 17 transformadores que se agrupan en 4 líneas de 4 transformadores y 1 línea de 1 transformador con destino a la subestación de evacuación.

Desde cada transformador hasta el punto de agrupación de su línea correspondiente, el conductor empleado es cable de aluminio RHZ1-OL AL 1×95 mm² XLPE con aislamiento 12/20 kV, enterrado directamente a 1 m de profundidad.

El tramo de colección de las 4 líneas de 4 transformadores hacia la subestación se ejecuta con cable de aluminio RHZ1-OL AL 1×400 mm² XLPE con aislamiento 12/20 kV, igualmente enterrado a 1 m de profundidad.

La línea de 1 transformador llega a la subestación con cable de aluminio RHZ1-OL AL 1×95 mm² XLPE con aislamiento 12/20 kV; aunque el cálculo del Anexo II admitiría una sección menor, se adopta 95 mm² por homogeneidad con el resto de la red de media tensión.

En todos los tramos de media tensión se emplea el modelo HERSATENE-FOC Class (S) RHZ1-OL AL (S) del fabricante Prysmian, conforme a la norma UNE-HD 620-10E. En los corredores donde coinciden dos líneas de MT, sus ternas se tienden en zanja compartida con una separación de 0,4 m, configuración que se considera en el factor de agrupamiento del Anexo II.

Capítulo 8. OBRA CÍVIL

La puesta en marcha de la planta fotovoltaica de Montequinto exige la ejecución previa de un conjunto de actuaciones de obra civil que condicionan tanto el desarrollo de la fase constructiva como el correcto funcionamiento de la instalación a lo largo de su vida útil. Las intervenciones previstas abarcan las siguientes actividades:

- Desbroce y preparación del terreno
- Vallado perimetral de la parcela
- Movimiento de tierras
- Excavación de zanjas para canalizaciones eléctricas
- Construcción de los centros de transformación
- Ejecución de caminos interiores y accesos
- Drenajes

8.1 DESBROCE Y EXPLANACIÓN DEL TERRENO

Con carácter previo al inicio de los trabajos de instalación, se procederá a la retirada de la cubierta vegetal superficial mediante medios mecánicos hasta una profundidad de 30 cm. Los residuos vegetales generados serán gestionados conforme a la normativa medioambiental vigente.

Completado el desbroce, se acometerá la nivelación del terreno en aquellas zonas con pendientes superiores al 15%, tratando de equilibrar los volúmenes de desmonte y terraplén para minimizar el movimiento de tierras neto. El material excavado de buena calidad se destinará a la construcción de los viales o a la mejora de la nivelación general de la parcela; únicamente el material de mala calidad o sobrante será transportado a vertedero.

Dado que los seguidores solares se anclan mediante hinca directa en el terreno, sin empleo de cimentaciones de hormigón, el emplazamiento podrá restituirse íntegramente a su estado original al finalizar la vida útil de la planta.

8.2 VALLADO PERIMETRAL

El conjunto de la parcela quedará delimitado por un cerramiento perimetral continuo cuyo propósito es restringir el acceso a personas no autorizadas y proteger los equipos e instalaciones frente a posibles intrusiones. La longitud total del vallado a ejecutar asciende a aproximadamente 4,4 km, correspondiente al contorno exterior de las 120 ha del emplazamiento.

- Cierre perimetral:

El cerramiento estará constituido por valla cinegética galvanizada de 2,0 m de altura, fijada sobre postes de acero galvanizado hincados en el terreno con una distancia máxima de 3 m. Su ejecución deberá satisfacer los siguientes condicionantes:

- El número de hilos horizontales no superará el cociente entero de dividir la altura del cerramiento en centímetros entre 10, manteniéndose los dos hilos inferiores a una distancia mínima de 15 cm del suelo para permitir el paso de fauna
- La separación entre hilos verticales de la malla será como mínimo de 15 cm
- El vallado carecerá de elementos cortantes o punzantes
- Se dispondrán placas de señalización a intervalos regulares para advertir a la avifauna de la presencia del obstáculo



Ilustración 40: Vallado permimetral

- Acceso de vehículos:

Se habilitarán al menos dos puntos de acceso para vehículos mediante portones metálicos de 6 m de luz libre, formados por dos hojas batientes de 3 m cada una y 2,0 m de altura, contruidos con bastidores de perfiles de acero galvanizado. Junto a cada portón se dispondrá un acceso peatonal independiente. Ambos puntos de entrada serán visibles desde el puesto de control de seguridad ubicado en la entrada principal.

8.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La instalación contará con 17 centros de transformación, uno asociado a cada inversor Sungrow SG3400-HV-20. Cada centro adoptará una solución de intemperie que integra en una única bancada el inversor, el transformador de media tensión y las celdas de MT correspondientes, apoyada sobre una losa de hormigón armado ejecutada previamente en obra.



Ilustración 41: Centros de transformación de MT

Las obras civiles necesarias para el asentamiento de cada centro comprenden:

- Excavación hasta aproximadamente 1 m de profundidad
- Ejecución de solera de hormigón armado
- Construcción de muro perimetral de contención
- Apertura de pasos en los muros para la entrada y salida de cables

8.4 CAMINOS INTERIORES Y ACCESOS

La planta dispondrá de una red de viales interiores que asegure la accesibilidad de vehículos y maquinaria a la totalidad de la instalación durante las fases de construcción y mantenimiento. Los viales se proyectarán para una velocidad de 20 km/h y una carga de 10 toneladas por eje, siendo la secuencia constructiva la siguiente:

- Desbroce: eliminación de la capa superficial del terreno hasta 30 cm de profundidad
- Compactación: tratamiento mecánico del firme hasta alcanzar el 95% del Proctor Modificado

- Acabado: extendido de zahorra natural clasificada y compactada

Las características geométricas de los viales son las siguientes:

- Anchura de calzada: 4,5 m en viales principales y 3,5 m en viales secundarios, con circulación en sentido único
 - Cunetas: 1 m de anchura a cada lado para recogida de aguas pluviales
 - Pendiente mínima longitudinal: 0,5% para garantizar el drenaje superficial
 - Pendiente máxima: 8%
 - Radio de giro mínimo: 10 m
 - Bombeo transversal: 2% desde el eje hacia las cunetas
- Drenajes:

Para proteger los viales de la erosión producida por las escorrentías, se ejecutarán drenajes de dos tipos:

- Longitudinales: cunetas de 1 m de anchura y 50 cm de profundidad a ambos lados de los viales en toda su longitud
- Transversales: pasos de PVC prefabricado de Ø 400 mm, perpendiculares al eje del vial y reforzados con hormigón en masa para soportar el tránsito de vehículos pesados

8.5 ZANJAS

El tendido del cableado eléctrico tanto de BT como de MT requiere la apertura de zanjas en el interior del emplazamiento, que se trazarán preferentemente en paralelo a los viales interiores. El material extraído en la excavación se acopiará en las inmediaciones del punto

de extracción para su posterior uso en el relleno de las propias zanjas; el material sobrante o de mala calidad se destinará a nivelación de la parcela o a vertedero.

Durante las operaciones de tendido se respetará en todo momento el radio mínimo de curvatura de los cables, evitando trazados con cambios frecuentes de cota que incrementen el esfuerzo de tracción. En los cruces con viales transitados por vehículos pesados, los cables de BT y MT irán entubados y hormigonados.

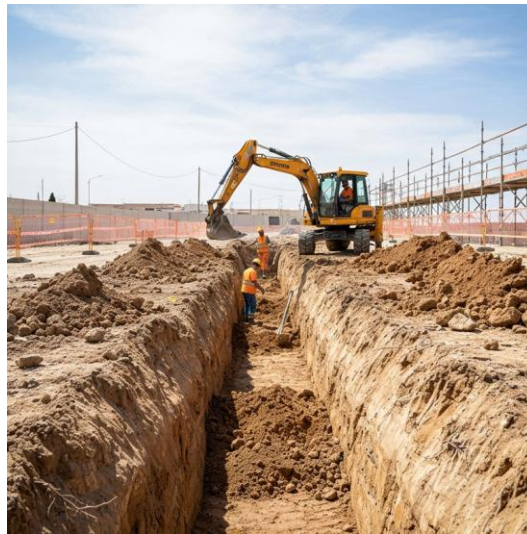


Ilustración 42: Excavación de zanja

8.5.1 ZANJAS DE BT

Las zanjas de BT acogen el cableado de corriente continua del tramo cajas de strings a los inversores, con las siguientes características constructivas:

- Profundidad: 1,0 m hasta la parte superior del tubo
- Anchura: 0,40–0,60 m según el número de circuitos
- Instalación: cables en el interior de tubos de PVC corrugado de doble pared Ø 110 mm
- Lecho de arena: 10 cm de arena de río lavada bajo los tubos

- Relleno: 10 cm de arena sobre los tubos y relleno posterior con material seleccionado compactado en tongadas de 20 cm
- Señalización: cinta de advertencia "PELIGRO CABLES ELÉCTRICOS" a 25 cm sobre los tubos
- Protección: placa de polietileno de alta densidad (PEAD) sobre la cinta

8.5.2 ZANJAS DE MT

Las zanjas de MT alojan el cableado de la red de colección del tramo transformadores a la subestación, con las siguientes características:

- Profundidad: 1,0 m hasta la parte superior del cable
- Anchura: 0,40 m para una terna y 0,80 m para dos ternas con separación de 0,4 m entre ellas
- Instalación: cables directamente enterrados sin tubo, sobre lecho de arena
- Lecho de arena: 10 cm de arena de río lavada bajo los cables
- Disposición: cables al tresbolillo con separación entre ejes de ternas de 0,4 m en plano horizontal
- Sujeción: abrazaderas tipo Unex cada 1,5 m
- Fibra óptica: tubo de Ø 63 mm dispuesto sobre los cables de MT para el tendido de la fibra óptica de comunicaciones
- Relleno: arena tamizada suelta hasta 0,4 m desde el fondo, seguida de material seleccionado compactado
- Señalización: cinta de advertencia "PELIGRO CABLES ELÉCTRICOS" a 25 cm sobre los cables
- Protección: placa PEAD sobre la cinta

8.6 AGRUPACIÓN DE GRUPOS DE GENERACIÓN

La instalación se estructura en 17 grupos de generación independientes, cada uno integrado por un inversor y su transformador MT asociado. El cableado DC de cada grupo discurre por zanjas propias e independientes desde las cajas de strings hasta el inversor, sin compartir canalización con otros grupos.

A la salida de cada transformador, el cable de 95 mm² Al se dirige en zanja individual de MT hasta el punto de agrupación de su línea correspondiente. Los 17 transformadores se distribuyen en 4 líneas de 4 transformadores y 1 línea de 1 transformador. En los corredores donde coinciden dos líneas de MT, los cables se tienden en zanja compartida de 0,80 m de anchura con una separación entre ternas de 0,4 m, configuración considerada en el cálculo del factor de agrupamiento del Anexo II.

Desde el punto de colección de cada línea, el cable de 400 mm² Al se conduce directamente enterrado hasta la subestación de evacuación, con una longitud máxima estimada de 2 km para el trayecto más desfavorable.

Capítulo 9. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

El objetivo de este capítulo es determinar si el parque solar fotovoltaico de Montequinto resulta atractivo desde el punto de vista financiero. El estudio arranca con la cuantificación del desembolso necesario para construir la planta (CAPEX) y de los gastos ligados a su funcionamiento (OPEX), prosigue con la estimación de los ingresos generados por la venta de la electricidad producida y culmina con el cálculo de los parámetros que permiten juzgar la rentabilidad: VAN, TIR, plazo de recuperación y coste normalizado de la energía, distinguiendo en todo momento la perspectiva del conjunto del proyecto de la del accionista. El soporte de todos los cálculos es un modelo financiero que proyecta los flujos de caja durante los 30 años de operación previstos.

9.1 PRESUPUESTO DE LA INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

Para cuantificar el desembolso inicial se ha elaborado un presupuesto por mediciones, organizado en siete capítulos que abarcan los grandes bloques de la instalación. Las unidades de obra y los equipos proceden del diseño técnico descrito en los apartados precedentes: campo generador, equipos de conversión, red eléctrica y obra civil, y a cada uno se le ha asignado un precio unitario acorde con las referencias de coste vigentes en el mercado fotovoltaico durante 2025 y 2026.

Concepto	Ud	Cantidad	P, unit, (€)	Importe (€)
CAP, 1 – GENERADOR FOTOVOLTAICO				
Módulo FV bifacial Longi LR7-72HYD- 660M	ud	98.475	132	12.998.700
Subtotal capítulo				12.998.700

CAP, 2 – ESTRUCTURA DE SOPORTE				
Seguidor solar a 1 eje (incl, hinca y montaje)	MWp	64,994	85.000	5.524.490
Subtotal capítulo				5.524.490
CAP, 3 – CONVERSIÓN (INVERSORES)				
Inversor central Sungrow SG3400-HV-20	ud	17	185.000	3.145.000
Subtotal capítulo				3.145.000
CAP, 4 – INSTALACIÓN ELÉCTRICA				
Cableado DC (string + colectores)	MWp	64,994	16.000	1.039.904
Cajas de agrupación de strings	ud	255	1.100	280.500
Cableado AC y red de MT (Al 95/400 mm ²)	PA	1	850.000	850.000
Centros de transformación (trafo MT + celdas)	ud	17	105.000	1.785.000
Subtotal capítulo				3.955.404
CAP, 5 – SUBESTACIÓN Y EVACUACIÓN 132 kV				
Subestación 20/132 kV (trafo AT + apartamenta)	ud	1	2.600.000	2.600.000
Línea de evacuación AT 132 kV	km	2	170.000	340.000
Posición en subestación de llegada	ud	1	400.000	400.000
Subtotal capítulo				3.340.000

CAP, 6 – OBRA CIVIL				
Desbroce y explanación del terreno	ha	120	4.000	480.000
Viales interiores y accesos	m	9.000	35	315.000
Zanjas BT/MT (excavación y relleno)	m	11.000	50	550.000
Vallado perimetral cinegético (h = 2,0 m)	m	4.400	32	140.800
Portones y accesos de vehículos	ud	2	6.000	12.000
Drenajes longitudinales y transversales	PA	1	180.000	180.000
Cimentaciones de centros de transformación	ud	17	7.500	127.500
Edificio de control y O&M	ud	1	110.000	110.000
Subtotal capítulo				1.915.300
CAP, 7 – MONITORIZACIÓN, CONTROL Y SEGURIDAD				
Sistema SCADA y monitorización	PA	1	220.000	220.000
Sistema de seguridad y CCTV antiintrusión	PA	1	160.000	160.000

Estación meteorológica	ud	1	30.000	30.000
Subtotal capítulo				410.000

Tabla 16: Presupuesto desglosado por partidas

Sobre el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) se repercuten un 13 % en concepto de gastos generales y un 6 % de beneficio industrial, de donde resulta el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC). Añadiendo a este los gastos de promoción y desarrollo y los honorarios de ingeniería y dirección de obra se llega a la cifra final de inversión.

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	31.288.894 €
Gastos generales (13 % PEM)	4.067.556 €
Beneficio industrial (6 % PEM)	1.877.334 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)	37.233.784 €
Costes de desarrollo y promoción	700.000 €
Ingeniería y dirección de obra	550.000 €
INVERSIÓN TOTAL (CAPEX)	38.483.784 €

Tabla 17: Cálculo del CAPEX total

El desembolso total se eleva a 38.483.784 €, lo que equivale a un ratio unitario de 0,592 €/Wp (0,592 M€/MWp), perfectamente alineado con lo que cuesta hoy levantar una planta fotovoltaica de esta envergadura en España.

9.2 TARIFA DE VENTA DE ENERGÍA

Entre todas las variables que intervienen en el análisis, el precio al que se vende la electricidad es la que más condiciona el resultado final. Para fijar un valor representativo se han tomado como referencia los precios medios anuales del mercado diario español gestionado por OMIE durante el periodo 2007-2020. Se ha optado deliberadamente por no incluir los ejercicios posteriores (2021-2025), al tratarse de años marcados por circunstancias extraordinarias como la recuperación posterior a la pandemia de COVID-19, la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania, que disparó los precios del gas y, con ellos, los del mercado eléctrico, y la inestabilidad asociada al apagón peninsular de 2025, que distorsionan al alza la media y no reflejan un escenario de explotación normal.

Del promedio de dicho periodo resulta un precio de referencia de 46,09 €/MWh, que se adopta como tarifa de venta para el primer año de explotación. Sobre este valor se aplica una escalada anual del 1,5 %, acorde con la inflación prevista.

9.3 HIPÓTESIS FINANCIERAS

El modelo de valoración descansa sobre una serie de premisas económicas y financieras, que se sintetizan en la tabla siguiente.

Parámetro	Valor
Vida útil del proyecto	30 años
Estructura de financiación	20 % equity / 80 % deuda
Rentabilidad exigida al accionista (k_e)	9%
Coste de la deuda (K_d)	6%

Plazo de devolución de la deuda	10 años (método francés)
Periodo de amortización del inmovilizado	30 años (lineal)
Impuesto de sociedades	25%
Impuesto de generación (IVPEE)	7 % sobre ingresos
Necesidades operativas de fondos (NOF)	7 % sobre ingresos
Inflación interanual (OPEX)	1,50%
Escalada de la tarifa de venta	1,5 % anual

Tabla 18: Hipótesis financieras del modelo

9.4 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX)

Los gastos de operación y mantenimiento se han repartido entre las partidas características de una instalación de este tipo. Su importe se incrementa un 1,5 % cada año para reflejar el efecto de la inflación. A ello hay que sumar la sustitución de los inversores, prevista cada diez años, con un coste estimado de 3.250 k€ por intervención.

Partida (k€)	Año 1	Año 10	Año 20	Año 30
Mantenimiento O&M	455	520,2	603,7	700,6
Limpieza de módulos	97,5	111,5	129,4	150,1
Seguros	130	148,6	172,5	200,2

Gestión, administración y monitorización	97,5	111,5	129,4	150,1
Representación en el mercado	97,5	111,5	129,4	150,1
Alquiler de terrenos	144	164,6	191,1	221,8
Recapex inversores	0	3.250,00	3.250,00	0
TOTAL OPEX	1.021,40	4.417,90	4.605,40	1.573,00

Tabla 19: Evolución del OPEX en años representativo(k€)

9.5 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

Cada año, los ingresos resultan del producto entre la energía vertida a la red y la tarifa de venta vigente. La generación neta del primer ejercicio, obtenida de la simulación en PVsyst, es de 141.198 MWh, cantidad que disminuye de forma lineal a razón de un 0,4 % anual por el envejecimiento de los módulos, hasta quedar en 124.886 MWh al término de la vida útil. Con la tarifa del año inicial (46,09 €/MWh), la facturación del primer ejercicio alcanza los 6.507,8 k€.

9.6 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Por el lado de los costes, la cifra arranca en 1.021,4 k€ el primer año y se revaloriza un 1,5% en cada ejercicio, salvo en los años 10 y 20, en los que repunta de forma puntual a causa de la renovación de los inversores.

9.7 FLUJOS DE CAJA

Restando los costes a los ingresos y deduciendo el impuesto de generación se obtiene el EBIDA; una vez deducida la amortización del inmovilizado, se llega al beneficio antes de intereses e impuestos (BAII), tal como recoge la cuenta de resultados.

Cuenta de resultados (k€)	Año 1	Año 10	Año 20	Año 30
(+) Ingresos de explotación	6.507,80	7.174,20	7.981,90	8.864,10
(-) Costes de explotación (OPEX)	-1.021,4	-4.417,9	-4.605,4	-1.573,0
(-) Impuesto de generación (7 %)	-455,5	-502,2	-558,7	-620,5
EBIDA	5.030,80	2.254,10	2.817,80	6.670,60
(-) Amortización	-1.282,8	-1.282,8	-1.282,8	-1.282,8
BAII (Bo. antes de intereses e impuestos)	3.748,10	971,3	1.535,00	5.387,80

Tabla 20: Cuenta de pérdidas y ganancia en años representativos(k€)

El flujo de caja libre del proyecto se construye partiendo del BAII: se le aplica el impuesto de sociedades (25 %), se le devuelve la amortización por tratarse de un apunte contable que no implica salida de dinero, y se le restan tanto el desembolso inicial como la variación de las necesidades operativas de fondos (7 % de la cifra de negocio). El flujo del accionista incorpora, además, el efecto de la deuda, modelizada por el sistema francés de cuota

constante: un préstamo equivalente al 80 % de la inversión (30.787,0 k€), remunerado al 6 % y amortizable en 10 años, que se traduce en una anualidad fija de 4.183,0 k€. Al flujo del proyecto se le suman el cobro del préstamo, el pago de intereses y de principal y el ahorro fiscal que generan los intereses.

Flujos de caja (k€)	Año 0	Año 1	Año 10	Año 20	Año 30
Free Cash Flow del proyecto (FCF)	-38.483,8	3.638,30	1.509,10	1.875,30	4.703,20
Flujo de caja de la deuda	30.787,00	-3.721,2	-4.123,8	0	0
Cash Flow del accionista	-7.696,8	-82,9	-2.614,7	1.875,30	4.703,20

Tabla 21: Flujo de cajas en año representativos(k€)

9.8 INDICADORES FINANCIEROS

WACC

Se conoce como la tasa empleada para descontar los flujos del proyecto es el coste medio ponderado del capital, que pondera el coste de los recursos propios y de los ajenos según la expresión:

$$WACC = \frac{E * k_e + D * k_d * (1 - T)}{E + D}$$

Donde,

D: valor de mercado de la deuda

E: valor de mercado de las acciones

k_e : rentabilidad exigida a las acciones, que refleja el riesgo de la mismas

k_d : coste de la deuda antes de impuestos

t: tasa de impuestos sobre beneficios

En este caso, sustituyendo la estructura 20/80, una exigencia de rentabilidad del 9 %, un coste de la deuda del 6 % y una fiscalidad del 25 %, se obtiene un valor del 5,40 %.

VAN

El VAN se conoce como el valor actual neto y es un indicador financiero que mide la rentabilidad de un proyecto de inversión. Cuya formula es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + k)^t}$$

Donde,

K: Tasa de descuento

F_t : Flujo de caja en el periodo t

I_0 : Inversión inicial

t: Periodo en años

Descontando los flujos del proyecto a dicho WACC se obtiene un Valor Actual Neto de 18,24 M€; cuando los flujos que percibe el accionista se descuentan a su rentabilidad exigida

(9 %), el VAN se sitúa en 6,46 M€. El signo positivo de ambas magnitudes evidencia que la inversión crea valor, tanto contemplada en su conjunto como desde la posición del inversor.

TIR

Se define como el tipo de descuento que iguala el valor actual neto de los flujos de caja a cobrar y a pagar; resultando el VAN igual a cero.

$$-I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

En este proyecto, la rentabilidad interna del proyecto se cifra en el 9,15 %, holgadamente por encima del WACC (5,40 %), mientras que la del accionista alcanza el 12,58 %, también superior al 9 % requerido. Que esta última supere a la del proyecto pone de manifiesto un efecto de apalancamiento favorable: como la rentabilidad de la inversión excede el coste de la deuda, financiarse con recursos ajenos acaba mejorando el retorno del capital aportado.

Payback

El periodo de recuperación de la inversión, es el tiempo que transcurre hasta que los flujos de caja generadores permiten recuperar el desembolso inicial de la inversión.

Sin descontar, la inversión se recupera en 10 años y 276 días a nivel de proyecto y en 12 años y 297 días para el accionista. Si se incorpora el valor temporal del dinero, esos plazos se alargan hasta los 15 años y 218 días y los 17 años y 307 días, respectivamente; en todos los casos quedan dentro de los 30 años de vida útil, lo que deja margen de generación de beneficio una vez recuperado el capital.

Indicador	Resultado
WACC	5,40%
VAN del proyecto	18,24 M€
TIR del proyecto	9,15%
VAN del accionista	6,46 M€
TIR del accionista	12,58%
Payback simple (proyecto)	10 años y 276 días
Payback descontado (proyecto)	15 años y 218 días
Payback simple (accionista)	12 años y 297 días
Payback descontado (accionista)	17 años y 307 días
LCOE (coste normalizado de la energía)	33,6 €/MWh

Tabla 22: Resumen de indicadores de rentabilidad

A modo de comprobación, el coste normalizado de generación (LCOE) se sitúa en 33,6 €/MWh, claramente por debajo del precio al que se vende la energía, lo que reafirma la existencia de margen económico a lo largo de la explotación.

Por último, conviene matizar una cuestión relativa a la estructura de financiación. El elevado peso de la deuda (80 %), unido a un plazo de devolución breve (10 años), hace que el ratio de cobertura del servicio de la deuda (DSCR) ronde la unidad de 0,90 de media en los primeros ejercicios, de modo que el flujo del accionista resulta ligeramente negativo durante los diez primeros años con una punta de -2,6 M€ en el año 10, al coincidir la última cuota del préstamo con la primera reposición de inversores y solo a partir del año 11, una vez amortizada la deuda, pasa a ser ampliamente positivo. En una operación de financiación real, una entidad prestamista reclamaría un plazo más dilatado entre 15 y 20 años para asegurar un DSCR mínimo en el entorno de 1,2-1,3. Aun así, con las hipótesis adoptadas el proyecto se muestra rentable tanto globalmente como para el accionista, como confirman su VAN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento.

En definitiva, el conjunto de resultados un VAN positivo, una TIR que bate a la tasa de descuento y un plazo de recuperación notablemente inferior a la vida útil permite concluir que el parque solar fotovoltaico de Montequinto constituye una inversión viable y rentable.

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

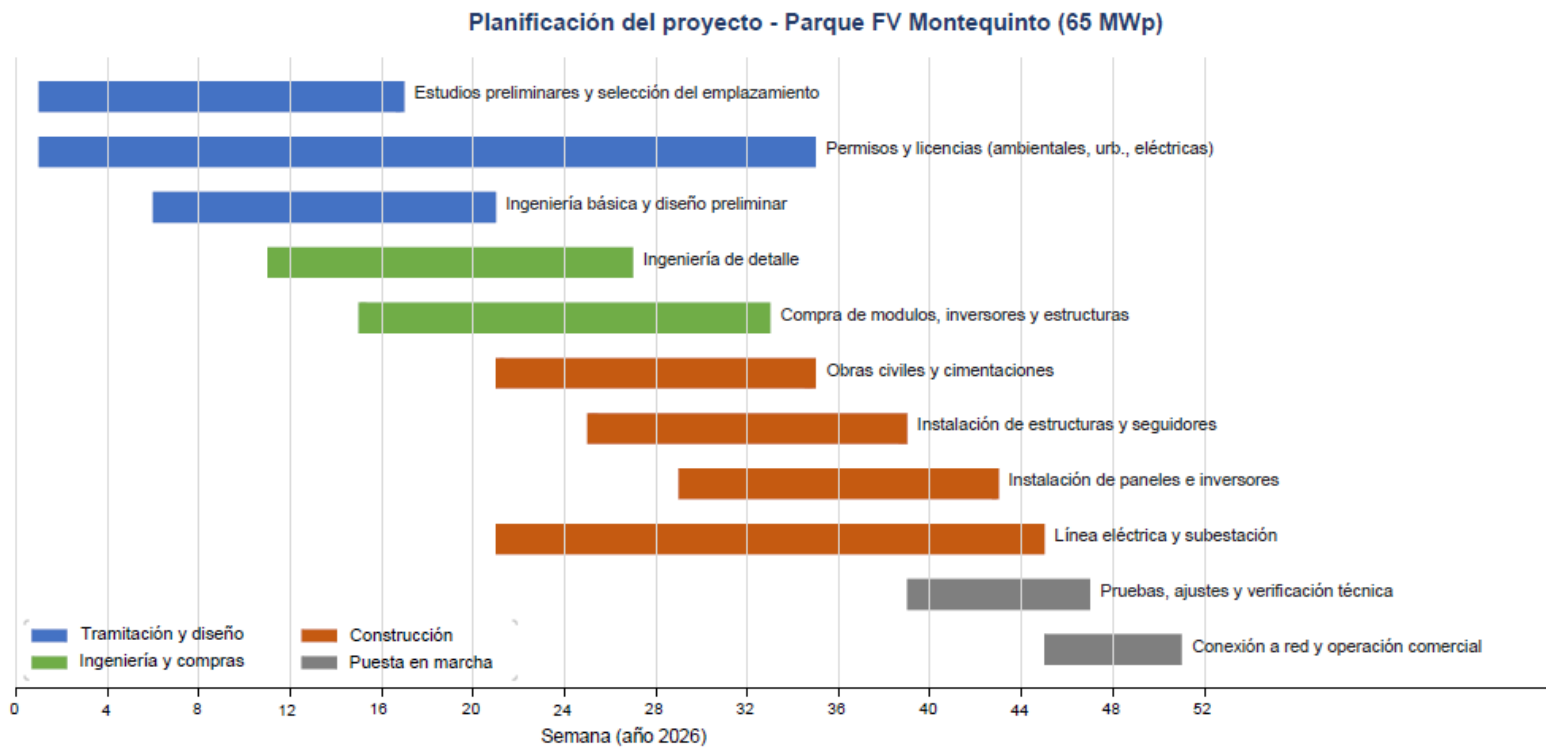


Ilustración 43: Cronograma del proyecto

Capítulo 11. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Comentar las conclusiones del proyecto, destacando lo que se ha hecho, dejando claros qué objetivos se han cubierto y cuáles son las aportaciones hechas.

11.1 RESULTADOS TÉCNICOS DE LA SIMULACIÓN

El comportamiento energético de la planta se ha evaluado mediante una simulación detallada en PVsyst, alimentada con datos de irradiación procedentes de distintas fuentes de referencia (Meteonorm, PVGIS, NASA y Global Solar Atlas). El emplazamiento de Montequinto presenta una irradiación global horizontal en torno a los 1.850 kWh/m² al año, uno de los valores más elevados de la península, lo que lo hace especialmente apropiado para una instalación de esta tecnología.

El modelo reproduce el conjunto de pérdidas que reducen la energía finalmente inyectada a la red, desde los efectos ópticos y de sombreado hasta los rendimientos de conversión y las pérdidas en la red de evacuación. La Tabla x resume las principales:

Tipo de pérdida	Valor
Pérdidas térmicas (temperatura de operación)	4,15%
Mismatch entre módulos y strings	2,15%
Suciedad (soiling)	2,00%

Sombreado mutuo entre seguidores (backtracking)	1,93%
Ángulo de incidencia (IAM)	1,46%
Conversión en inversores	1,07%
Cableado DC	0,80%
Degradación inicial por luz (LID)	0,60%
Mismatch cara trasera (bifacial)	0,20%
Transformadores (MT + AT)	2,00%
Líneas de evacuación (MT + AT)	0,72%

Tabla 23: Resumen de las pérdidas del sistema PVsyst)

Como cabe esperar en un emplazamiento de alta irradiación del sur peninsular, las pérdidas térmicas son las más relevantes (4,15%), al elevarse la temperatura de operación de los módulos muy por encima de los 25 °C de referencia. El resto de pérdidas se mantienen en valores reducidos gracias al empleo de seguidores con algoritmo de retroceso, que minimiza el sombreado mutuo, y de inversores de alta eficiencia.

Agregando el efecto de todas estas pérdidas, la planta alcanza un performance ratio del 86,4%, una cifra que refleja un aprovechamiento notable del recurso solar disponible. La simulación arroja una producción bruta de 144,08 GWh en el primer año, es decir, 2.217

kWh por cada kWp instalado. Al descontar sobre ese valor la degradación lineal de los módulos (0,4 % anual) y un 2 % adicional por las paradas programadas de mantenimiento, la energía que realmente se vierte a la red queda en 141.198 MWh el primer ejercicio y disminuye de forma casi perfectamente lineal hasta los 124.886 MWh en el año 30, con un promedio de 133.046 MWh anuales. El factor de capacidad medio resultante, del 23,4 %, se ajusta al rango habitual de las plantas con seguimiento del sur peninsular.

11.2 RESULTADOS ECONÓMICOS

El modelo financiero desarrollado en el Capítulo 9 traduce los resultados técnicos anteriores en una proyección de flujos de caja para los 30 años de explotación. Sobre una inversión inicial de 38,48 M€ (0,59 €/Wp) y unos costes de operación que arrancan en 1,02 M€, y con una tarifa de partida de 46,09 €/MWh, el primer ejercicio se salda con un EBIDA de 5,03 M€. Los principales indicadores de rentabilidad se recogen en la Tabla x.

Indicador económico	Valor
Inversión total (CAPEX)	38,48 M€
OPEX (primer año)	1,02 M€
Precio de venta (año 1)	46,09 €/MWh
WACC	5,40%
VAN del proyecto	18,24 M€
TIR del proyecto	9,15%
VAN del accionista	6,46 M€
TIR del accionista	12,58%

Payback simple (proyecto)	~10 años
LCOE	33,6 €/MWh

Tabla 24: Resumen de los resultados económicos

Los indicadores son favorables tanto a nivel global como para el accionista: el VAN es positivo en ambos casos y el TIR supera tanto al WACC (5,40%) como a la rentabilidad exigida por el accionista (9%). El hecho de que la TIR del accionista (12,58%) sea superior a la del proyecto (9,15%) confirma un efecto de apalancamiento favorable, al ser la rentabilidad de la inversión mayor que el coste de la deuda. Además, el coste normalizado de la energía (LCOE) de 33,6 €/MWh queda por debajo del precio de venta, lo que evidencia el margen económico del proyecto.

11.3 CONTAMINACIÓN EVITADA

El interés del proyecto no es únicamente económico sino también se busca reducir la contaminación es por ello que, al sustituir energía de origen fósil por generación renovable, la planta deja de emitir una cantidad apreciable de CO₂ cada año. Para estimarla se ha recurrido al factor de emisión que el MITECO publica para el mix eléctrico español de 2024 sin garantías de origen, fijado en 0,283toneladas CO₂/MWh. Aplicado a la generación anual, este factor se traduce en unas 40.000 toneladas de CO₂ no emitidas durante el primer año y del orden de 1,13 millones de toneladas a lo largo de los 30 años de operación, una contribución nada desdeñable a la descarbonización del sistema eléctrico.

Capítulo 12. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

12.1 PRINCIPALES CONCLUSIONES

Del análisis desarrollado a lo largo del trabajo se concluye que el parque solar de Montequinto es una iniciativa viable, tanto en su vertiente técnica como en la económica. Con 65 MWp de potencia pico, módulos bifaciales, seguidores de un eje con backtracking e inversores centrales de alto rendimiento, la instalación logra un performance ratio del 86,4% y entrega una media de 133,046 MWh netos al año, unas prestaciones acordes con lo esperable en un enclave de elevada irradiación del sur de España.

En lo económico, el cruce entre la inversión requerida, los costes de operación y los ingresos por venta de electricidad arroja un VAN positivo y un TIR mayor al coste de capital, recuperándose la inversión en un plazo inferior a la vida útil. El conjunto de cifras avala la decisión de invertir, si bien el análisis de riesgos deja claro que el resultado es sensible al precio de la energía y a la estructura de financiación escogida.

Conviene subrayar, por último, el papel del análisis multicriterio empleado para elegir el emplazamiento: resultó decisivo para descartar alternativas y quedarse con un terreno que combina una irradiación elevada con facilidades de tramitación, buena conexión a la red y un riesgo de desarrollo contenido.

12.2 TRABAJOS FUTUROS

De cara a futuros desarrollos, una primera línea de trabajo consistiría en descender al perfil horario de generación y estudiar cómo casa con la curva de demanda y con los precios horarios del mercado; ese análisis abriría la puerta a valorar la incorporación de almacenamiento para trasladar energía desde las horas de precio bajo hacia las de mayor valor.

Una segunda línea pasaría por modelar varias trayectorias posibles del precio de la electricidad y por estudiar mecanismos de cobertura como contratos por diferencias (CfD) o acuerdos de compraventa a largo plazo (PPA), hoy frecuentes en las subastas europeas capaces de blindar los ingresos frente a la volatilidad del mercado. Por último, profundizar en el análisis de sensibilidad y en distintas alternativas de financiación ayudaría a perfilar la estructura de capital que mejor equilibre rentabilidad y bancabilidad.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2025/
- [2] <https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/06/ITRPV-15th-Edition-2024-2.pdf>
- [3] <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>
- [4] <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/technologies>
- [5] [https://Bendezu, K.. "DIAGRAMA UML Y ARQUITECTURA DEL SISTEMA". Sistemas Distribuidos 2013. Febrero, 2013. <http://comparape.blogspot.com.es/2013/02/diagrama-uml-y-arquitectura-del-sistema.html>.](https://Bendezu, K..)
- [6] Herrero Alcántara, T. "Big Data: ¿Moda u oportunidad de negocio para el emprendedor?", Think Big, Octubre 2014. <http://blogthinkbig.com/big-data-emprendedor/>.
- [7] Loeffler, B. "Cloud Computing: What is Infrastructure as a Service", Microsoft Technet Magazine, October 211. <https://technet.microsoft.com/en-us/magazine/hh509051.aspx>
- [8] Vlassis, N.A.; Papakonstantinou, G.; Tsanakas, P. *Dynamic sensory probabilistic maps for mobile robot localization*. Source: Proceedings. 1998 IEEE / RSJ International Conference on Intelligent Robots and Systems. Innovations in Theory, Practice and Applications (Cat. No.98CH36190) New York, NY, USA: IEEE, 1998.p.718-23 vol.2 of 3 vol. xlv+2010 pp. 11.
- [9] <https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/el-efecto-fotoelectrico-en-que-consiste?srsId=AfmBOorEFIPqPQYVw0V741xUd7BPqSYIMfrOOevRD0JGvuI3OcgNpV1>
- [10] <https://unpocodecienciaporfavor.com/2022/08/09/los-origenes-de-la-energia-solar-fotovoltaica-2/>
- [11] <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/blog/einstein-fotoelectrico>
- [12] <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>
- [13] <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>
- [14] <https://estudiantes.rsef.es/blog/2025/12/12/EntrevistaEdelsteinIII/>
- [15] https://concepto.de/energia-solar/#google_vignette

- [16] <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- [17] <https://www.helioesfera.com/la-radiacion-solar/>
- [18] Apuntes Consolación Alonso Alonso
- [19] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2021-38295
- [20] https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Infraestructuras/Informe_Prov_SE_MIEA.pdf
- [21] <https://www.juntadeandalucia.es/boja/2023/31/58>
- [22] <https://www.periodicoelnazareno.es/la-nueva-subestacion-electrica-de-entrenucleos-terminada/>
- [23] https://www.researchgate.net/figure/Estructura-de-una-celula-solar_fig7_381698488
- [24] <https://www.sfe-solar.com/electricidad/efecto-fotovoltaico/?srsltid=AfmBOopoAaMa6L4I4W28keaeIOd4w6B4QXiCBGL8yle88gFfgerFTc9w>
- [25] <https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/seguidores-solares/index.cshtml>
- [26] <https://laenergiasolar.org/energia-fotovoltaica/seguidor-solar/>
- [27] <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>
- [28] <https://energiaycalorextremadura.es/fotovoltaica/fotowiki/funcion-del-transformador-en-plantas-solares-conectadas-a-red/>
- [29] <https://energetica21.com/noticia/nuevas-soluciones-para-media-tension-de-inael-en-plantas-solares-fotovoltaicas>
- [30] <https://www.review-energy.com/solar/la-media-tension-entra-en-la-fotovoltaica-de-gran-escala>
- [31] <https://www.finenza.com/es/seguidores-fotovoltaicos-ii-tendencias-y-problematika/>

ANEXO I PLANOS

Plano 1: Emplazamiento

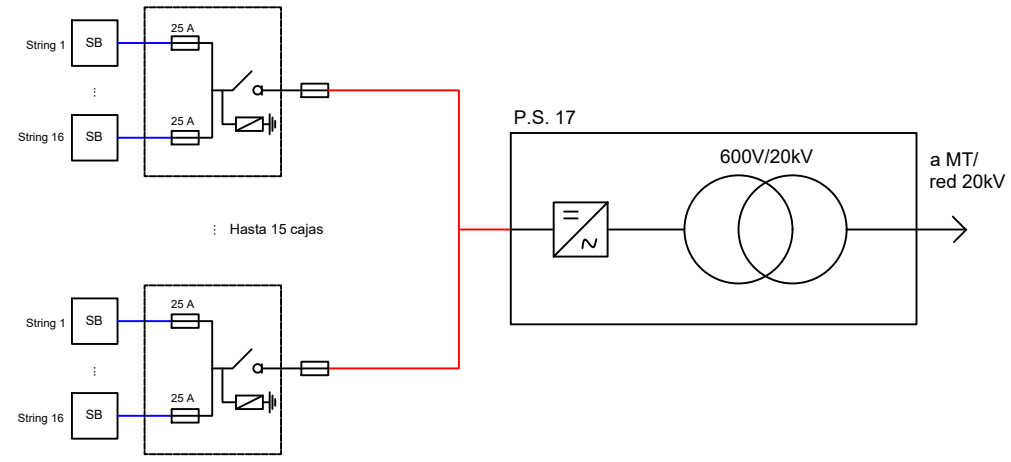
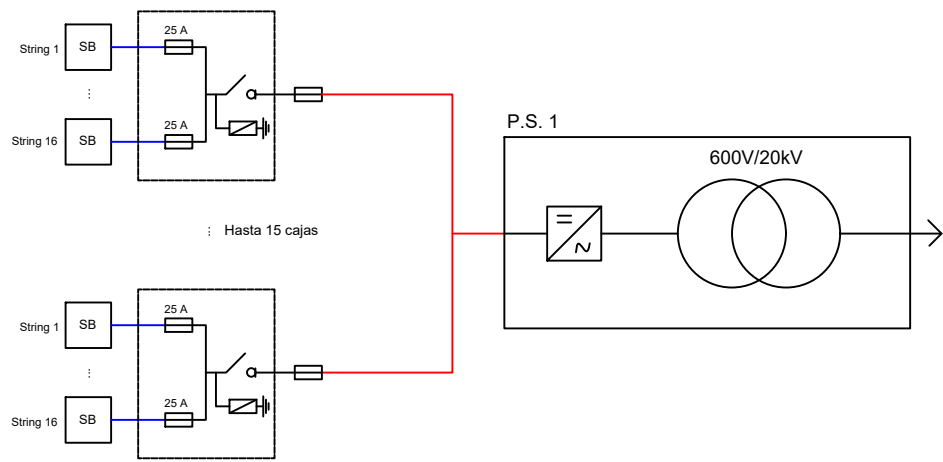
Plano 2: Esquema unifilar BT

Plano 3: Esquema unifilar MT

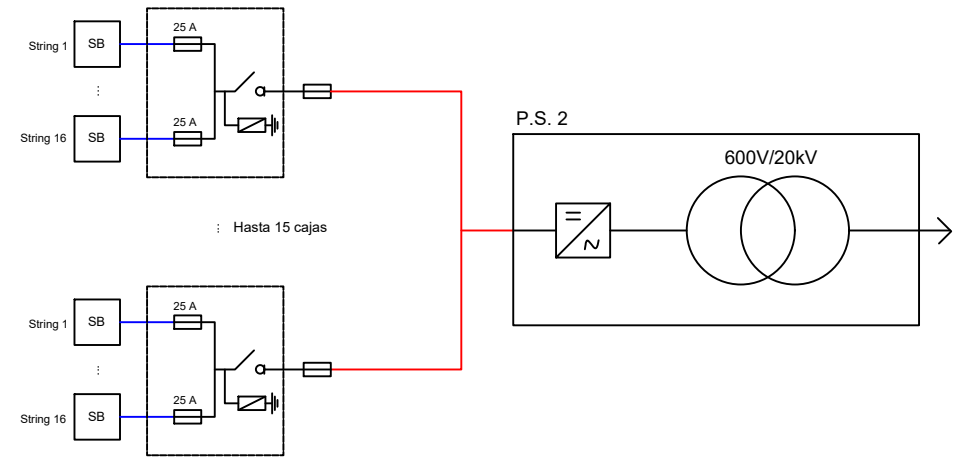


Coordenadas: 37.337378°, -5.942919°

	Nombre	Fecha	ICAI	
Dibujado	A.O.G	14/06/2026		
Comprobado	A.O.G	14/06/2026		
Escala:	Título:			Nº:
S/E	Localización del emplazamiento			1



P.S. 3 P.S.16



LEYENDA

SB

25 MÓDULOS
660 Wp

Interruptor Seccionador en Carga

Fusible

Descargador de Sobretensiones

Inversor SG3400-HV-20

Transformador
3600 kVA
600V/20kV

— Cadena -> caja: Cu 4mm² 1,5 kV

— Caja->inversor: Cu 120mm² 1,5 kV

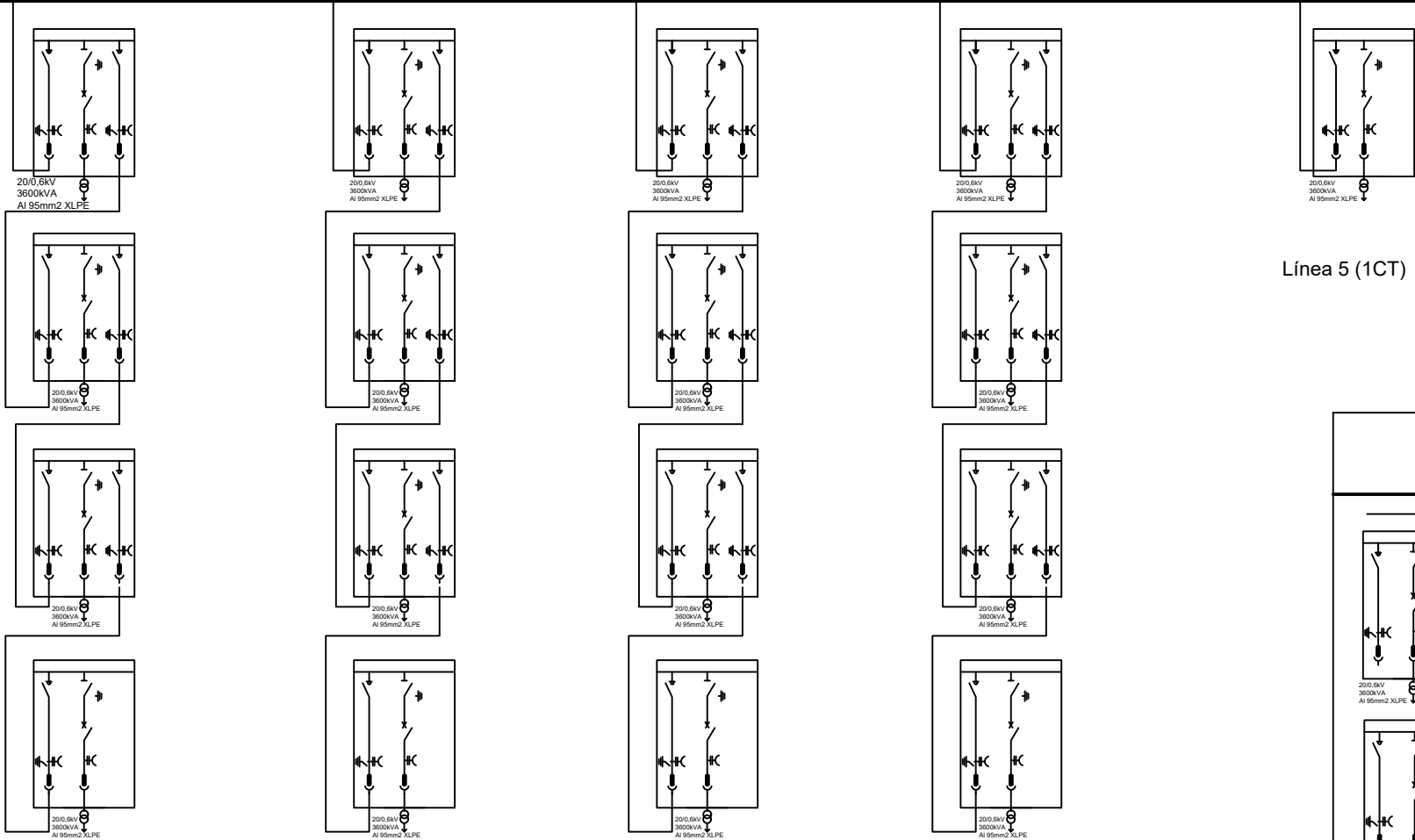
	Nombre	Fecha	ICAI	
Dibujado	A.O.G	13/06/2026		
Comprobado	A.O.G	13/06/2026		
Escala:	Título:			Nº:
S/E	Unifilar BT			2

Subestación 20/132kV

Línea 132kV-> red

20/132kV

Embarrado de 20kV



Leyenda

Cable AI 95mm² XLPE.

Celda salida y protección MT.

Celda entrada, salida y protección MT.

	Nombre	Fecha	ICAI	
Dibujado	A.O.G	13/06/2026		
Comprobado	A.O.G	13/06/2026		
Escala:	Título:			Nº:
S/E	Unifilar MT			3

ANEXO II CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este anexo se justifica el dimensionado eléctrico de la instalación: el cálculo de las intensidades y la selección de las secciones de los conductores, la corriente de cortocircuito y la caída de tensión. Se adopta aislamiento XLPE en todos los tramos, con conductores de cobre en BT y de aluminio en MT, conforme al estándar habitual en este tipo de instalaciones.

1. CÁLCULO DE INTENSIDADES Y SECCIONES

El criterio de dimensionado consiste en seleccionar para cada tramo, una sección cuya intensidad máxima admisible sea superior a la intensidad que circula por el conductor. La intensidad admisible corregida se obtiene a partir de la intensidad de las tablas afectándola por los factores de corrección correspondientes:

$$I_{adm} = \frac{I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$$

Donde:

- I_{mp} : Intensidad máxima que circula por el cable (A)
- F_t : Factor de corrección por temperatura del terreno o ambiente
- F_r : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno
- F_c : Factor de corrección por agrupamiento de cables
- F_p : Factor de corrección por profundidad de enterramiento

1.1 CORRIENTE CONTINUA BT

- Tramo módulos a cajas de strings (al aire sobre bandeja)

La corriente que circula por cada string corresponde a la corriente en el punto de máxima potencia del módulo Longi Solar:

$$I_{mpp} = 14,65A \quad I_{sc} = 15,30A$$

En este tramo los cables discurren al aire sobre bandejas portacables, siendo cables monofásicos no agrupados. Todos los factores de corrección son por tanto iguales a la unidad, resultando:

$$I_{adm} = 14,65 = 14,65A$$

Consultando la Tabla A-52-1 bis de la ITC-BT-07 para dos conductores de cobre con aislamiento XLPE al aire, se selecciona una sección de 4 mm² Cu (capacidad hasta 27 A > 14,65 A).

- Tramo de cajas de strings a inversores (soterrado)

A partir de las cajas de strings, los cables van soterrados bajo tubo. Al ir soterrado, es necesario aplicar los factores de corrección correspondientes según la ITC-BT-07:

Factor por temperatura del terreno (F_t):

Se asume una temperatura del terreno de 25°C para Montequinto (Sevilla). Para cable XLPE ($\theta_s = 90^\circ\text{C}$):

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78	
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67	

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno, distintas de las de la tabla, será:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Por lo que se la tabla sacamos que $F_t = 1$.

Factor por resistividad térmica del terreno (F_r):

El terreno de Montequinto se caracteriza como arcilloso seco, con una resistividad térmica de 1,2 K·m/W. El factor de corrección se obtiene directamente de la tabla para cable unipolar.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W											
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80	
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66	
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69	

Por lo tanto, el $F_r=0,93$.

Factor por agrupamiento de cables (F_c):

Se asume que cada inversor dispone de zanja independiente y por lo tanto sin agrupamientos $F_c=1$.

Factor por profundidad de enterramiento (F_p):

Los cables se enterrarán a una profundidad de 1m:

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

De acuerdo con la tabla, $F_p = 0,97$.

El factor de corrección total es de $f_c = F_t * F_r * F_c * F_p = 1 * 0,93 * 1 * 0,97 = 0,9021$

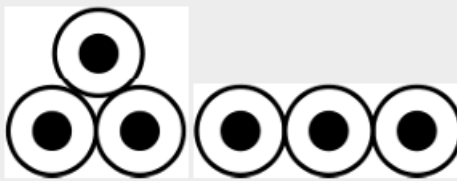
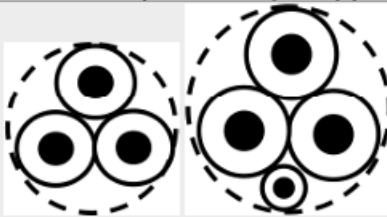
Con 3.939 strings y 17 inversores corresponden 231,7 strings por inversor. Se usarán cajas de 16 strings, necesitando 15 cajas por inversor. La corriente por cada cable de caja a inversor:

$$I = 16 * 14,65 = 234,4A$$

Intensidad corregida:

$$I_{adm} = \frac{234,4}{0,9021} = 259,8A$$

Consultando la tabla de intensidades admisibles para cable XLPE Cu soterrado bajo tubo según ITC-BT-07:

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	—	—	—
630	690	680	600	—	—	—

Debemos buscar la sección que supere 259A, con lo cual la sección será la de 120mm² Cu (295>259A).

1.2 ALTERNA MT

La corriente máxima a la salida de cada transformador MT de 3437 kVA a 20 kV con cos φ = 1 se obtiene mediante:

$$I_{máxima} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{3437000}{\sqrt{3} * 20000 * 1} = 99,22A$$

Tomando como límite la intensidad nominal del interruptor de las celdas de media tensión de 400 A, el número máximo de transformadores agrupables en una misma línea es:

$$N_{\frac{trafos}{línea}} = \frac{400}{99,22} = 4,03 \rightarrow 4 \text{ trafos por línea}$$

Con los 17 transformadores disponibles se construirán 4 líneas de 4 transformadores (por cada línea circula $I = 396,88 \text{ A}$) y 1 línea de 1 transformadores ($I = 99,22 \text{ A}$), totalizando los 17 transformadores de la instalación.

Factor por temperatura del terreno (F_t):

Se asume una temperatura del terreno de 25°C para Montequinto (Sevilla). Para cable XLPE ($\theta_s = 90^\circ\text{C}$):

Temperatura $^\circ\text{C}$ Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en $^\circ\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,89	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

$$F_p = 1$$

Factor por resistividad térmica del terreno (F_r):

Para cables de MT directamente enterrados y resistividad $1,2 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, se interpola entre los valores de resistividad 1,0 y 1,5 de la tabla. Asumiendo una sección de 120mm^2 , por lo que el factor interpolado es:

$$F_r = 1,108$$

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Factor por agrupamiento de cables (F_c):

Resolvemos para el caso más desfavorable: 2 ternas en la misma zanja con separación de 0,4m:

Tipo de instalación	Factor de corrección									
	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-

Resultando en $F_c = 0,86$.

Factor por profundidad de enterramiento (F_p):

Se asume 1m de profundidad por lo que $F_p = 1$.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	>185 mm ²	≤ 185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

El factor de corrección total es de $f_c = F_t * F_r * F_c * F_p = 1 * 1,108 * 0,86 * 1 = 0,953$

Para las líneas de 4 transformadores($I=396,88A$):

$$I_{adm} = \frac{396,88}{0,953} = 416,45A$$

Debemos buscar la sección que supere 416A, con lo cual la sección será la de 400mm² Al (445>416A). Nuestro aislamiento sigue siendo XLPE.

Verificación con 400mm², cambia el valor de $F_r = 1,114$;

$$f_c = 1 * 1,114 * 0,86 * 1 = 0,958$$

$$I_{adm} = \frac{396,88}{0,958} = 414,2A \rightarrow \text{sigue cumpliendo}$$

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Para línea de 1 transformador($I=99,22A$):

$$I_{adm} = \frac{99,22}{0,953} = 104,11A$$

Debemos buscar la sección que supere 104A, con lo cual la sección será la de 35mm² Al (120>104A).

Verificación con 35mm², cambia el valor de $F_r = 1,096$;

$$f_c = 1 * 1,096 * 0,86 * 1 = 0,943$$

$$I_{adm} = \frac{99,22}{0,943} = 105,27A \rightarrow \text{sigue cumpliendo}$$

Eléctricamente bastaría una sección de 35 mm² Al, no obstante, por homogeneidad con los conductores de salida de los transformadores y para simplificar el aprovisionamiento y el mantenimiento, se adopta en estos tramos una sección de 95 mm² Al.

2. CÁLCULO CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La corriente de cortocircuito se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} * \frac{U_{cc}}{100} * U}$$

Donde:

- S: Potencia aparente del transformador (VA)
- U_{cc} : Tensión de cortocircuito en % (facilitada por el fabricante)
- U: Tensión nominal (V)

- Lado de baja tensión: $I_{cc,BT} = \frac{3437000}{\sqrt{3} * \frac{6}{100} * 600} = 55121A$

- Lado de media tensión: $I_{cc,MT} = \frac{150000000}{\sqrt{3} * \frac{15}{100} * 20000} = 28867A$

3. CÁLCULO CAÍDA DE TENSION

3.1 CORRIENTE CONTINUA BT

Sigue la siguiente formula sacada de la ITC-BT-19:

$$e = 2 * \rho * \frac{L}{S} * I$$

Donde:

- ρ : Resistividad del cobre a 25°C = 0,01786 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
 - L: Longitud del cable (m)
 - S: Sección del conductor (mm²)
 - I: Intensidad nominal (A)
- Tramo módulos a cajas de strings: (suponemos L=30m)

$$e = 2 * \rho * \frac{30}{4} * 14,65 = 3,93V$$

Tensión de cadena=25*45,07=1126,75V

$$e(\%) = \frac{3,93 * 100}{1126,75} = 0,35\% < 5\%$$

- Tramo cajas a inversores: (suponemos L=10m)

$$e = 2 * \rho * \frac{10}{120} * 234,4 = 0,698V$$

$$e(\%) = \frac{0,698 * 100}{1126,75} = 0,061\% < 5\%$$

3.2 ALTERNA MT

Se calcula conforme a la fórmula de la ITC-LAT-06:

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} * I * L(R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)) * 100}{U}$$

Donde de acuerdo con el catálogo de Prysmian RHZ1-OL AL (S) 12/20 (24) kV:

- R: Resistencia del cable (Ω/km) = 0,102 Ω/km
- X: Reactancia del cable (Ω/km) = 0,101 Ω/km
- φ : Desfase tensión-intensidad = tomamos un ángulo de 30°
- U: Tensión de la red MT = 20.000 V

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} * 396,88 * 2 * (0,102 * \cos(30) + 0,101 * \sin(30))}{20000} 100 = 0,954\% < 5\%$$

Todos los resultados obtenidos se encuentran dentro de los rangos admisibles establecidos por la normativa vigente, lo que confirma la validez del dimensionado eléctrico de la instalación.

ANEXO I I I FICHAS TÉCNICA

Hi-MO 9

LR7-72HYD 625~660M

- Products for utility with optimal power generation through the entire lifecycle
- Performance improvement leads to a more than 6.5% power generation gain
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

12

12-year Warranty for
Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



24.4%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

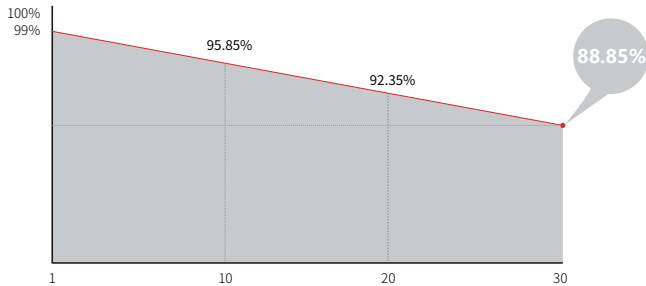
<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.35%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

BC-CELL
LOWER OPERATING
TEMPERATURE

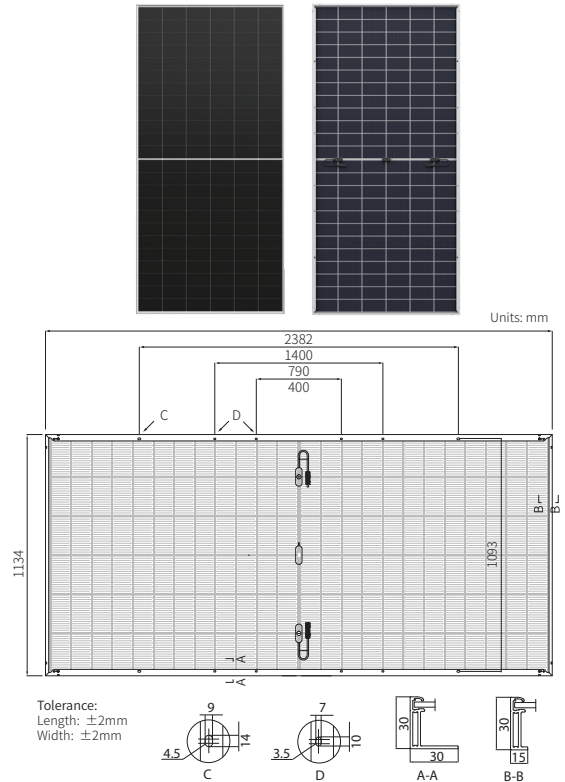
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HYD-625M		LR7-72HYD-630M		LR7-72HYD-635M		LR7-72HYD-640M		LR7-72HYD-645M		LR7-72HYD-650M		LR7-72HYD-655M		LR7-72HYD-660M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	625	475.8	630	479.6	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4
Open Circuit Voltage (Voc/V)	53.72	51.05	53.82	51.15	53.92	51.24	54.02	51.34	54.12	51.43	54.22	51.53	54.32	51.62	54.42	51.72
Short Circuit Current (Isc/A)	14.73	11.83	14.81	11.90	14.89	11.96	14.98	12.03	15.06	12.10	15.14	12.16	15.22	12.22	15.30	12.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.37	42.17	44.47	42.26	44.57	42.36	44.67	42.45	44.77	42.55	44.87	42.64	44.97	42.74	45.07	42.83
Current at Maximum Power (Imp/A)	14.09	11.29	14.17	11.36	14.25	11.42	14.33	11.49	14.41	11.55	14.49	11.61	14.57	11.68	14.65	11.75
Module Efficiency(%)	23.1		23.3		23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 645W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
677	54.12	15.81	44.77	15.13	5%
710	54.12	16.57	44.77	15.85	10%
744	54.22	17.32	44.87	16.57	15%
776	54.22	18.07	44.87	17.29	20%
808	54.22	18.83	44.87	18.01	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

SG3400/3125/2500HV-MV-20

SUNGROW

Clean power for all

MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU

SG3400/3125/2500HV-MV-20



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %



EASY O&M

- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

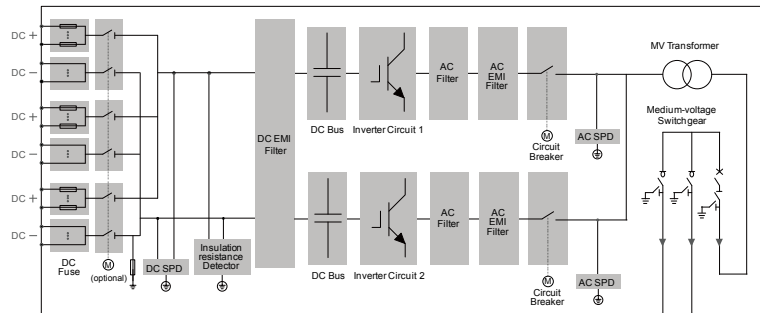
- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated MV transformer and switchgear
- Q at night function optional



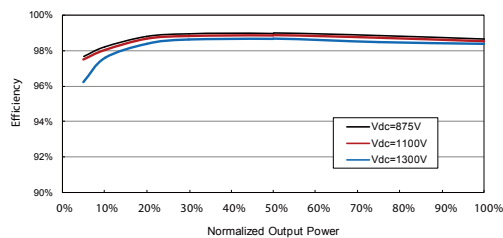
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
AC voltage range	10 – 35 kV		
Nominal grid f requency / Grid f requency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % In		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0 %		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Transformer			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3593 kVA	3593 kVA	2750 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.55 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector	Dy11		
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)		
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse		
Inverter output protection	Circuit breaker		
AC MV output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + II / A C Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm		
Weight	17T	17 T	18T
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP55)	IP54 (Inverter: IP55)	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 5 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C der ating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)		
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		

HERSATENE®-FOC Class (S)

RHZ1-OL AL (S)

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
HERSATENE

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

ENDESA DND001
ENDESA SND1300
UNE-HD 620-10E

REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000094
Clase **E_{ca}**

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

3. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado (XLPE).

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta.

6. PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA

Obturación longitudinal
con cinta hinchante.

7. CUBIERTA EXTERNA

Compuesto de poliolefina tipo DMZ2.
Color rojo con dos franjas grises.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas
o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente
a la abrasión y al desgarro.

Fácil deslizamiento.

Cable libre de halógenos con pantalla
metálica obturada longitudinalmente
frente al agua.

No propagador de la llama, para cuando
se requiera mejorar la reacción al fuego
de la línea.

Resistencia a los rayos UVA
(HD 605 S3 y UNE 211605).

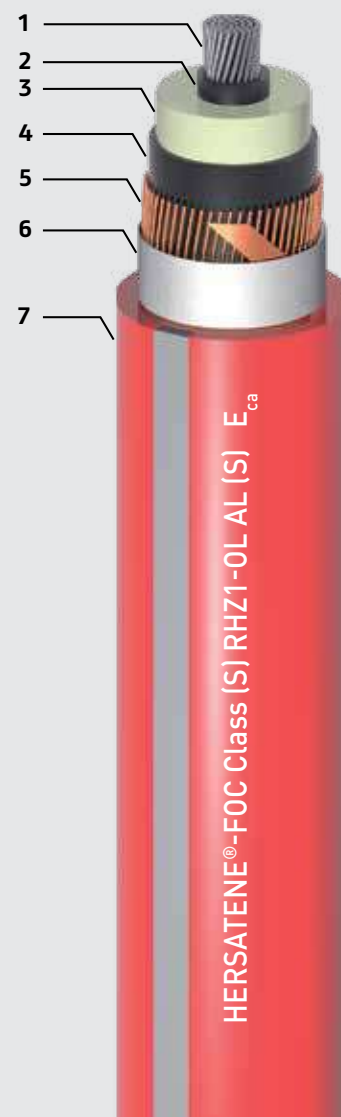
Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio:
-15 °C.

CERTIFICACIONES



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 000094



HERSATENE®-FOC Class (S)

RHZ1-OL AL (S)

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
HERSATENE

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor/pantalla Cu (mm²)	Diametro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diametro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω /km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω /km)	Reactancia a 50 Hz (Ω /km)	Capacidad (μ F/km)
1X95 (Al)/16	23,2	32,1	1205	482	255	205	190	0,320	0,403	0,125	0,216
1X150 (Al)/16	25,9	35,2	1435	528	335	260	245	0,206	0,262	0,117	0,251
1X240 (Al)/16 *	30,0	39,3	1835	590	455	345	320	0,125	0,161	0,108	0,304
1X400 (Al)/16 *	35,0	44,6	2400	669	610	445	415	0,0778	0,102	0,101	0,368
1X500 (Cu)/16 *	39,2	48,7	5910	731	930	635	605	0,0366	0,051	0,099	0,422
1X630 (Cu)/16 *	42,6	52,2	7355	783	1095	715	675	0,0283	0,0408	0,095	0,465

18/30 (36) kV

Sección conductor/pantalla Cu (mm²)	Diametro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diametro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω /km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω /km)	Reactancia a 50 Hz (Ω /km)	Capacidad (μ F/km)
1X95 (Al)/16	28,2	37,1	1485	557	255	205	190	0,320	0,403	0,134	0,166
1X150 (Al)/16	30,9	40,2	1750	603	335	260	245	0,206	0,262	0,126	0,190
1X240 (Al)/16 *	35,0	44,3	2165	665	455	345	320	0,125	0,161	0,116	0,227
1X400 (Al)/16 *	40,0	49,6	2770	744	610	445	415	0,0778	0,102	0,108	0,272
1X500 (Cu)/16 *	44,2	53,7	6305	806	930	635	605	0,0366	0,051	0,105	0,309
1X630 (Cu)/16 *	47,6	57,2	7720	858	1095	715	675	0,0283	0,0404	0,101	0,339

*Secciones normalizadas por las compañías de grupo Endesa.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

Cobre

General Cable

HERSATENE®-FOC Class (S)

RHZ1-OL AL (S)

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
HERSATENE

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados.

En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

Sección conductor/ pantalla Cu (mm ²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
1X95 (Al)/16	1,155	0,514	0,216
1X150 (Al)/16	1,038	0,508	0,251
1X240 (Al)/16 *	0,952	0,503	0,304
1X400 (Al)/16 *	0,900	0,500	0,368
1X500 (Cu)/16 *	0,855	0,500	0,422
1X630 (Cu)/16 *	0,844	0,498	0,465

18/30 (36) kV

Sección conductor/ pantalla Cu (mm ²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
1X95 (Al)/16	1,149	0,528	0,166
1X150 (Al)/16	1,032	0,521	0,190
1X240 (Al)/16 *	0,947	0,514	0,227
1X400 (Al)/16 *	0,895	0,510	0,272
1X500 (Cu)/16 *	0,851	0,508	0,309
1X630 (Cu)/16 *	0,840	0,507	0,339

Valores homopolares  Cobre 

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m, disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

Trackers single array, with backtracking

System power: 64.99 MWp

Montequinto Sevilla ICAI - Spain

Author

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)



Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Project summary

Geographical Site

Montequinto Sevilla ICAI
España

Situation

Latitude 37.3374 °(N)
Longitude -5.9429 °(W)
Altitude 31 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Montequinto Sevilla ICAI
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. +/- 60 °
Diffuse shading central tracker
Include shading objects yes

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Trackers single array, with backtracking

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 98475 units
Pnom total 64.99 MWp

Inverters

Nb. of units 17 units
Total power 58429 kWac
Pnom ratio 1.11

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	144082439 kWh/year	Specific production	2217 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.38 %
				Bifacial perf. ratio	83.88 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Ageing Tool	11
Single-line diagram	13



Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
distancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. +/- 60 °
Diffuse shading central tracker
Include shading objects yes

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Trackers single array, with backtracking

Field properties

Nb. of trackers 167 units
Tracking plane, horizontal N-S axis

Sizes

Tracker Spacing 6.00 m
Sensitive width 2.38 m
GCR Shading 39.7 %

Backtracking limit angle

Phi limits +/- 66.6 °

Backtracking parameters

Backtracking pitch 6.00 m
Backtracking width 2.38 m
Left inactive band 0.00 m
Right inactive band 0.00 m
GCR Backtracking 39.7 %
Parameters choice Automatic

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Average Height 0.9 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.00 m
Tracker width 2.38 m
Axis height above ground 1.30 m
Nb. of sheds 167 units

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.15
Bifaciality factor 75 %
Rear shading factor 4.5 %
Rear mismatch loss 7.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model LR7-72HYD-660M
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 660 Wp
Number of PV modules 98475 units
Nominal (STC) 64.99 MWp
Modules 3939 string x 25 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 60.82 MWp
U mpp 1054 V
I mpp 57712 A

Inverter

Manufacturer Generic
Model SG3400-HV-20
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 3437 kWac
Number of inverters 17 units
Total power 58429 kWac
Operating voltage 875-1300 V
Max. power (=>25°C) 3593 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.11



Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC)	64994 kWp
Total	98475 modules
Module area	265765 m ²
Cell area	234856 m ²

Total inverter power

Total power	58429 kWac
Max. power	61081 kWac
Number of inverters	17 units
Pnom ratio	1.11

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.20 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	0.60 %
---------------	--------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.30 %
---------------	---------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.00 % at MPP
---------------	---------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.15 %
---------------	--------

Module average degradation

Year no	1
Loss factor	0.4 %/year
Imp / Vmp contributions	80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion	0 %/year
Vmp RMS dispersion	0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

System losses

Auxiliary losses

Proportional to Power	3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	600 Vac tri
Loss Fraction	0.13 % at STC

Inverter: SG3400-HV-20

Wire section (17 Inv.)	Alu 17 x 3 x 2500 mm ²
Average wires length	10 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage	20 kV
Average each transformer	
Wires	Alu 3 x 2000 mm ²
Length	53310 m
Loss Fraction	0.50 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage	132 kV
Wires	Alu 3 x 1200 mm ²
Length	52805 m
Loss Fraction	0.51 % at STC



Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
distancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 2.38 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 4.76 kVA
Iron loss fraction 0.20 % at STC
Copper loss 19.05 kVA
Copper loss fraction 0.80 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.21 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 27
Nominal power at STC 64.34 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 128.54 kVA
Copper loss 514.42 kVA

HV transfo

Grid voltage 132 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 81250 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 62.00 kVA
Iron loss fraction 0.08 % of PNom
Copper loss 410.00 kVA
Copper loss fraction 0.50 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 24.84 mΩ



Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°20'14", Long=-5°56'34", Alt=31m

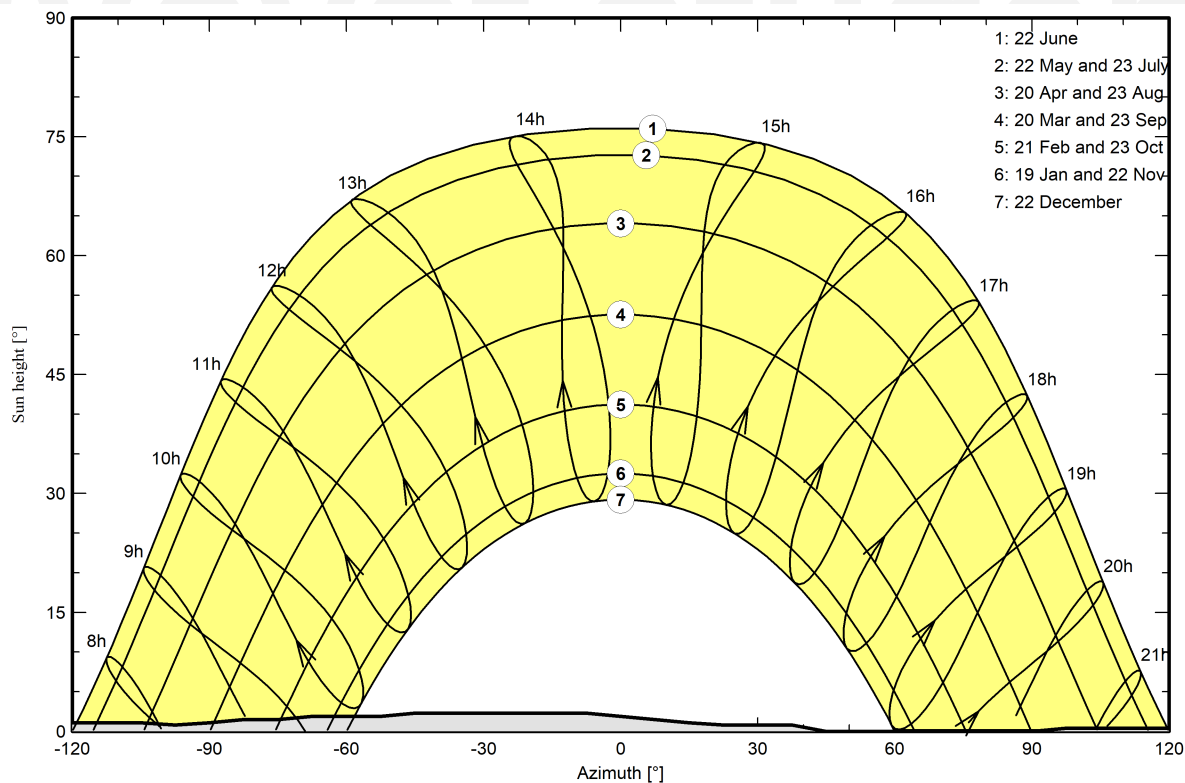
Average Height	0.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-105	-98	-90	-83	-75	-68
Height [°]	0.4	0.4	0.0	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	1.1	1.5	1.5	1.9
Azimuth [°]	-53	-45	-8	0	8	15	23	38	45	90	98	180	
Height [°]	1.9	2.3	2.3	1.9	1.5	1.1	0.8	0.8	0.0	0.0	0.4	0.4	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
distancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

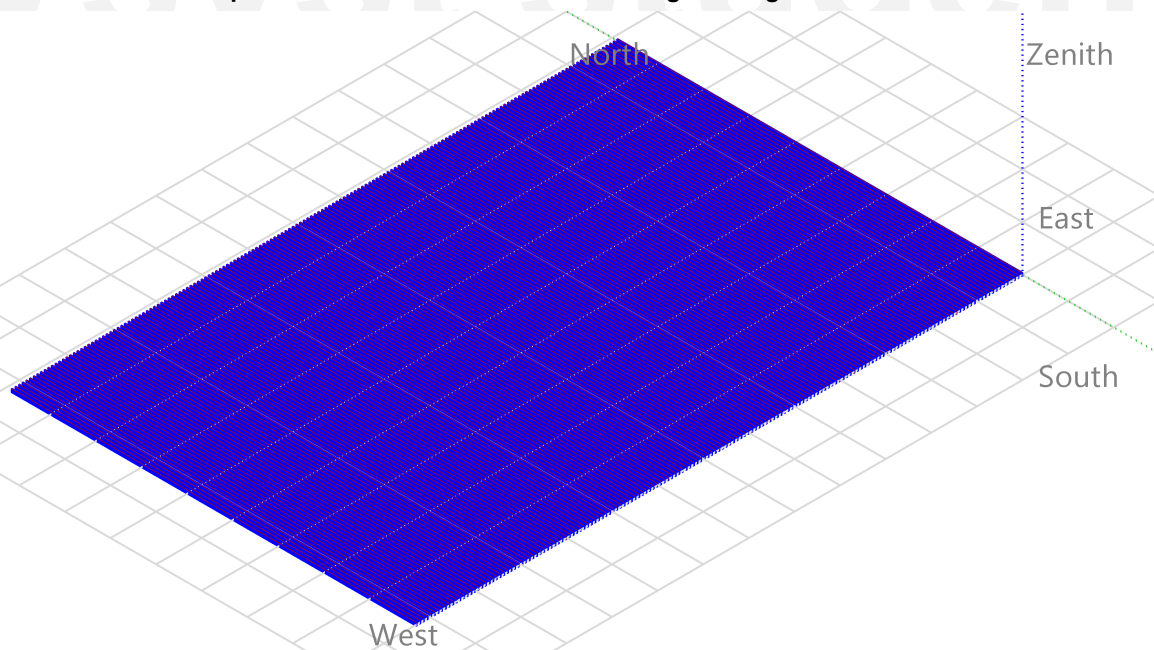
PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

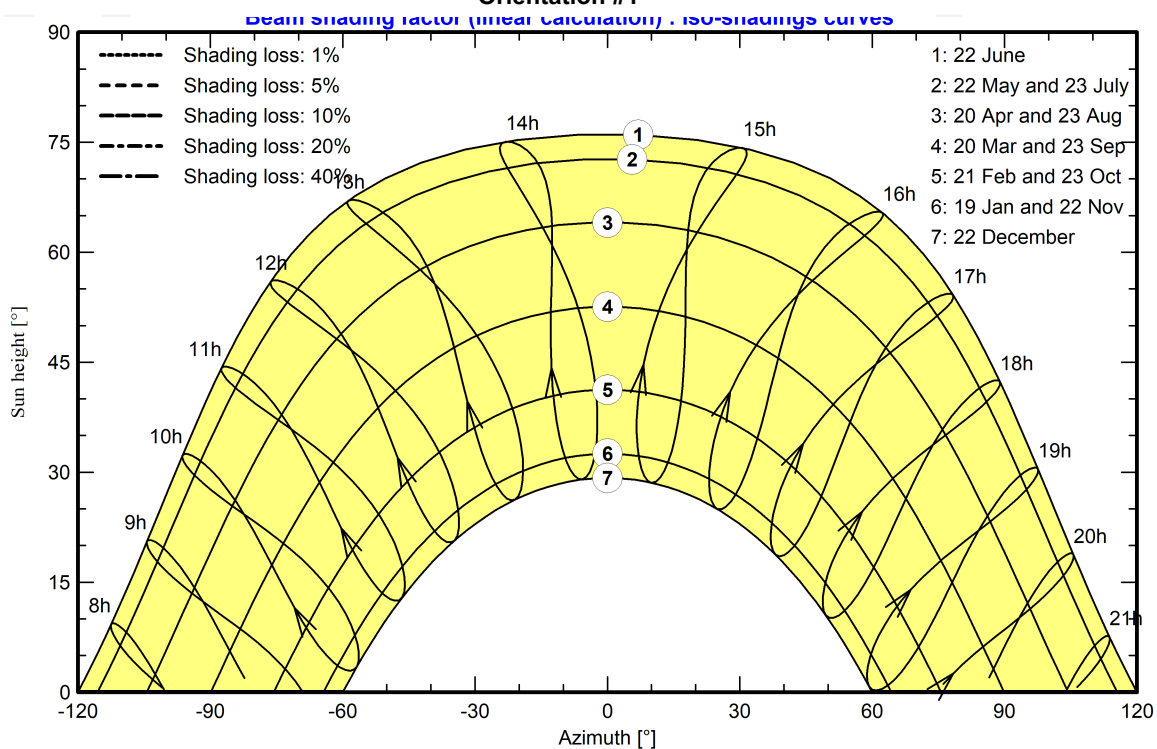
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 -





Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 144082439 kWh/year

Specific production

2217 kWh/kWp/year

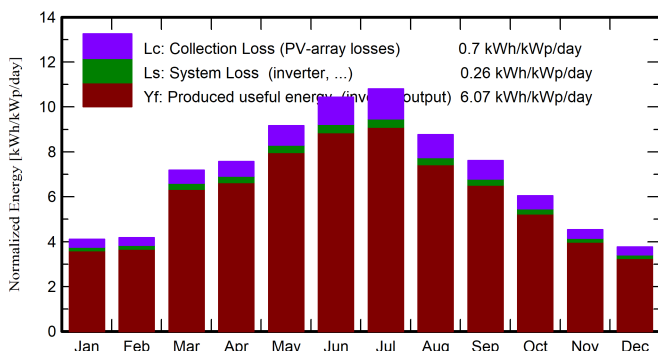
Perf. Ratio PR

86.38 %

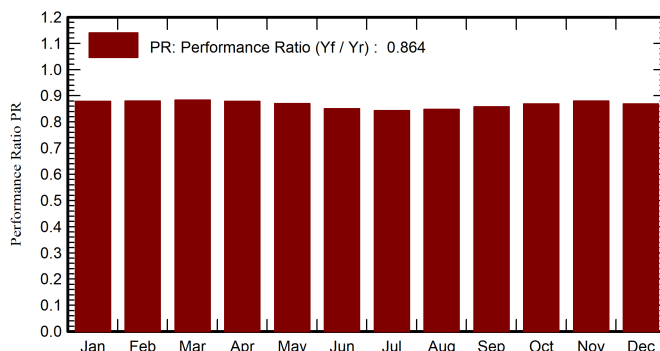
Bifacial perf. ratio

83.88 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	PRBifi
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio	ratio
January	90.4	27.51	10.47	127.1	117.9	7597222	7258138	0.878	0.855
February	88.8	39.34	12.46	116.9	109.0	7000134	6685393	0.880	0.851
March	165.5	49.44	13.25	222.7	211.2	13326414	12784449	0.883	0.858
April	174.1	66.12	15.15	227.0	215.5	13505612	12957669	0.878	0.851
May	218.8	73.54	18.79	284.2	271.0	16741509	16075616	0.870	0.844
June	241.0	67.10	26.57	313.1	299.3	18006685	17300073	0.850	0.826
July	252.2	58.80	29.19	334.9	320.7	19101245	18355047	0.843	0.820
August	206.5	60.37	28.09	271.8	259.5	15613837	14988105	0.848	0.823
September	171.2	52.69	24.83	228.5	217.5	13268206	12739310	0.858	0.833
October	137.5	41.76	19.17	187.3	176.7	11026948	10576500	0.869	0.844
November	97.6	30.54	12.90	136.0	126.9	8123192	7773650	0.879	0.854
December	82.0	23.61	11.00	116.7	107.3	6904299	6588490	0.869	0.845
Year	1925.8	590.82	18.52	2566.3	2432.5	150215303	144082439	0.864	0.839

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio
PRBifi Bifacial Performance Ratio



Project: Montequinto Sevilla ICAI

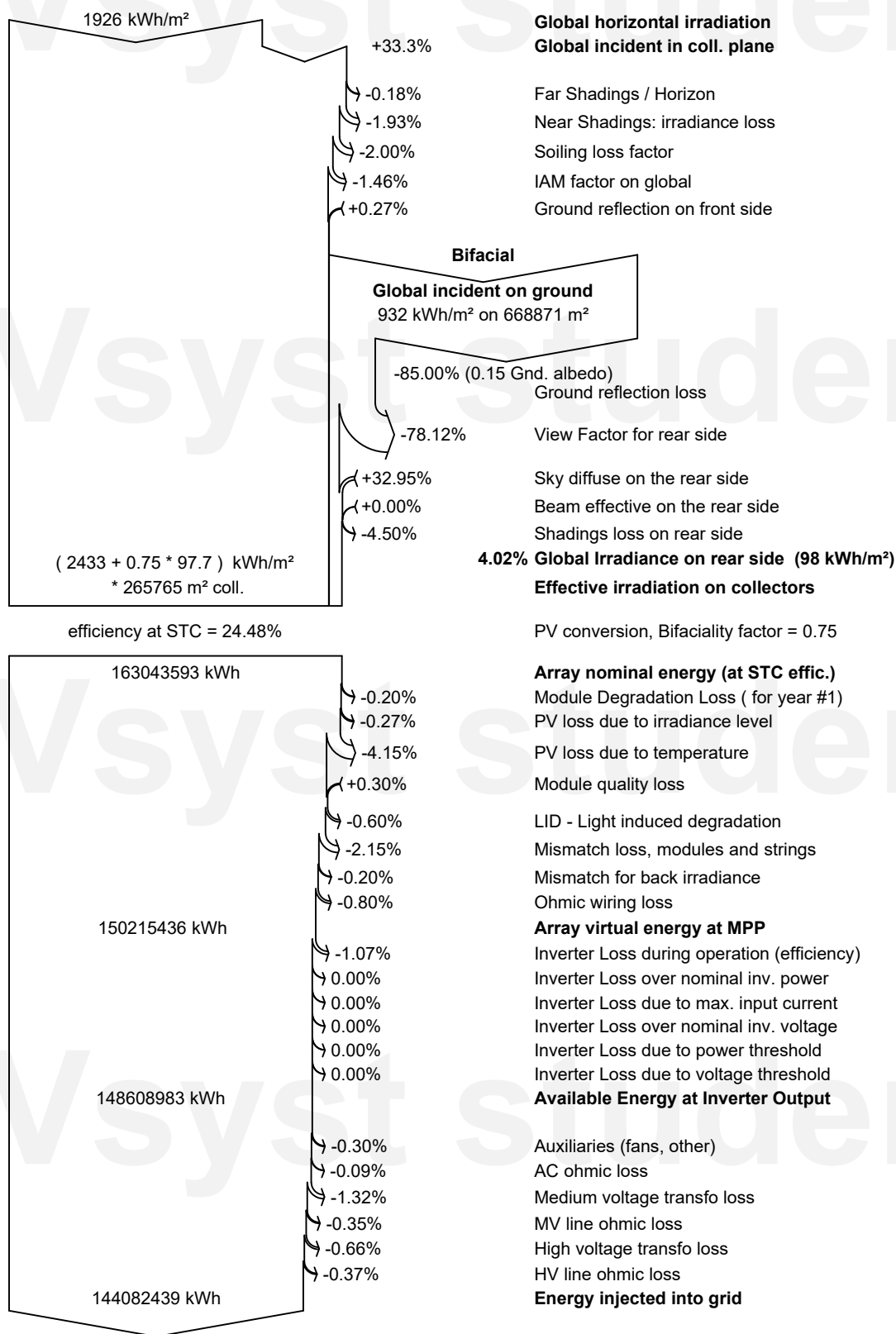
Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Loss diagram





Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

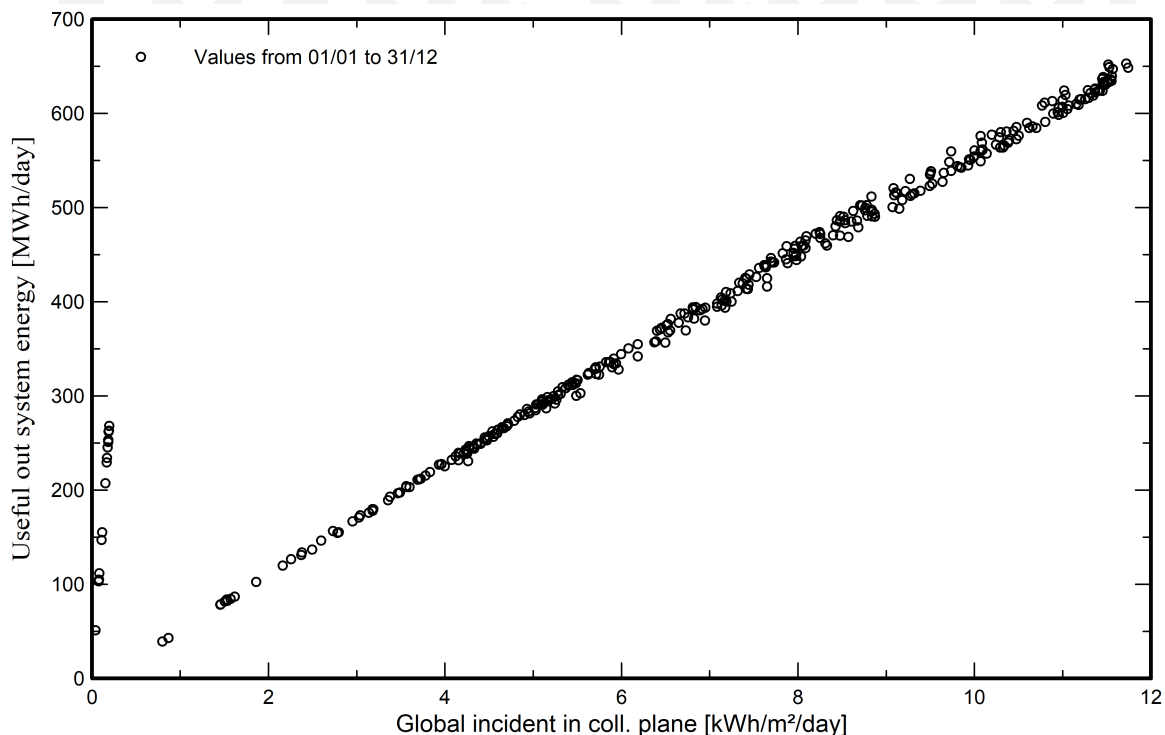
PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

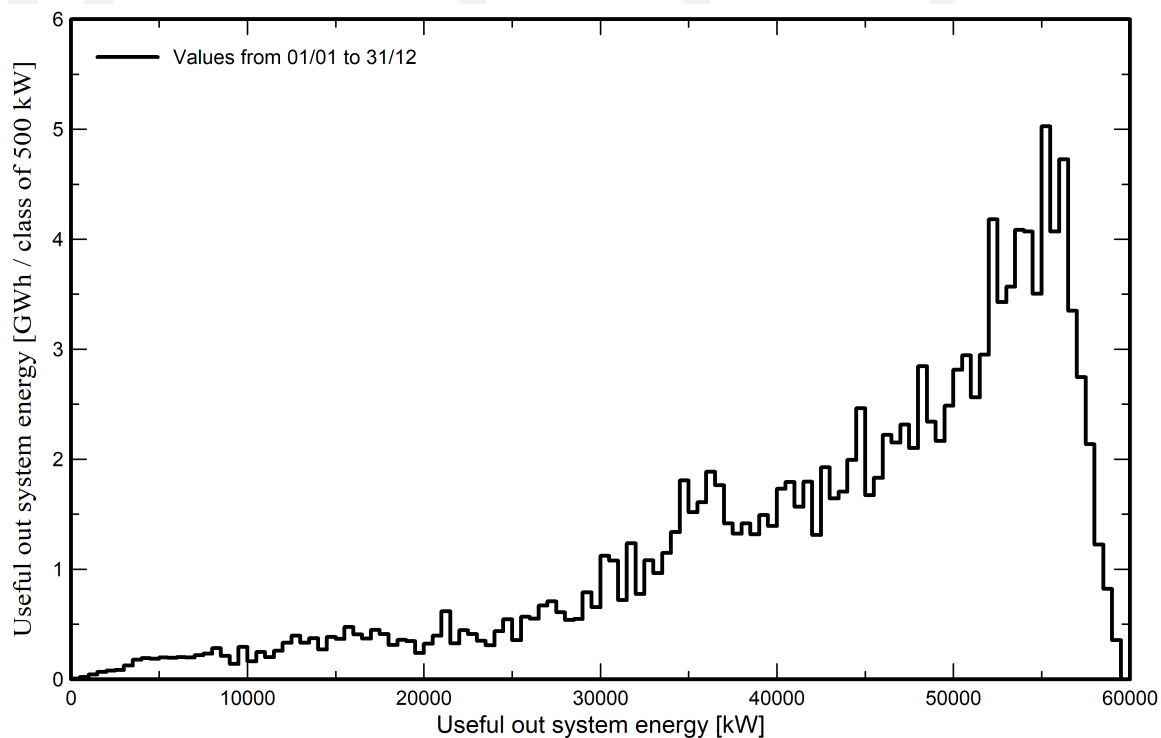
Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Ageing Tool

Ageing Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

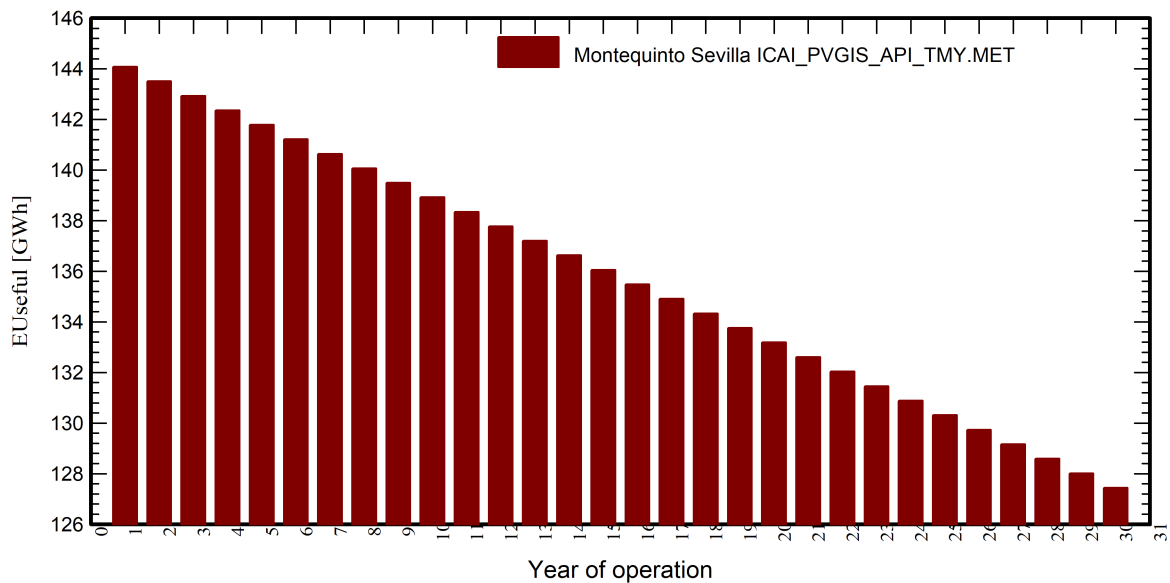
Vmp RMS dispersion 0 %/year

Weather data used in the simulation

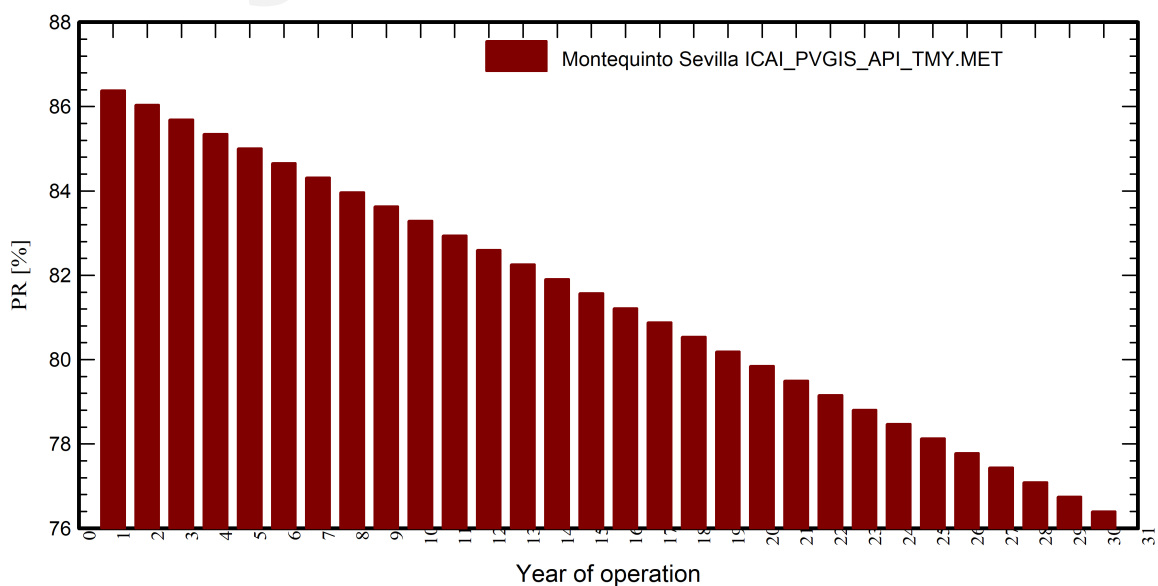
Montequinto Sevilla ICAI PVGIS API TMY

Years reference year

Useful out system energy



Performance Ratio





Project: Montequinto Sevilla ICAI

Variant: caso base nuevo bueno con 65MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m,
disrtancia optima, longi solar, panel optimo, sungrow

PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Alicia Orihuel Ginestar (Spain)

Ageing Tool

Ageing Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

Vmp RMS dispersion 0 %/year

Weather data used in the simulation

Montequinto Sevilla ICAI PVGIS API TMY

Years reference year

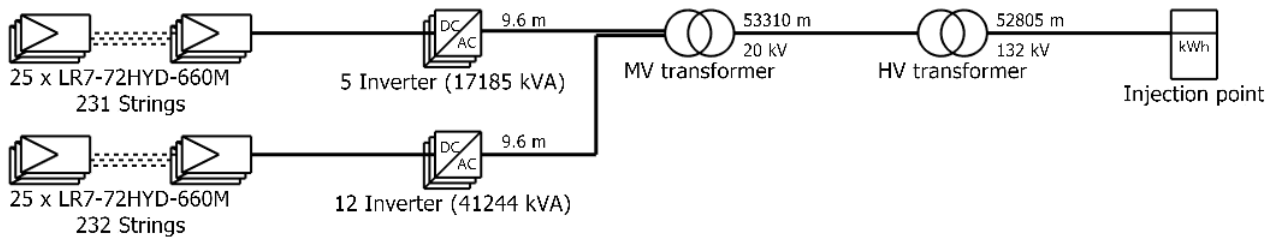
	EUseful	PR	PR loss
Year	GWh	%	%
1	144.08	86.38	-0.20
2	143.50	86.04	-0.59
3	142.93	85.69	-0.99
4	142.36	85.35	-1.39
5	141.79	85.01	-1.78
6	141.21	84.66	-2.18
7	140.64	84.32	-2.58
8	140.07	83.97	-2.98
9	139.49	83.63	-3.37
10	138.92	83.29	-3.77
11	138.35	82.94	-4.17
12	137.77	82.60	-4.56
13	137.20	82.26	-4.96
14	136.63	81.91	-5.36
15	136.05	81.57	-5.75
16	135.48	81.22	-6.16
17	134.90	80.88	-6.55
18	134.33	80.54	-6.94
19	133.76	80.19	-7.35
20	133.18	79.85	-7.74
21	132.61	79.50	-8.15
22	132.03	79.16	-8.54
23	131.46	78.81	-8.94
24	130.88	78.47	-9.34
25	130.31	78.13	-9.73
26	129.73	77.78	-10.13
27	129.16	77.44	-10.53
28	128.58	77.09	-10.93
29	128.01	76.75	-11.32
30	127.43	76.40	-11.73



PVsyst V8.1.2

VCW, Simulation date:
27/05/26 13:32
with V8.1.2

Single-line diagram



PV module	LR7-72HYD-660M
Inverter	SG3400-HV-20
String	25 x LR7-72HYD-660M

	Montequinto Sevilla ICAI	Alicia Orihuel Gines tar (Spain)
	VCW : caso base nuevo bueno con 65 MW, variante 1, ratio optimo, 1V 6m, dis	16/06/26

ANEXO IV USO DE LA IA

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **“Diseño y estudio de viabilidad de un parque solar fotovoltaico de 65MWp en Montequinto, Sevilla”** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

Se ha utilizado Inteligencia Artificial para la búsqueda de fuentes e información para la elaboración de este proyecto, además de para la comprensión de información más técnica.

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Firmado (alumno): 
Fecha:19/06/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
ALONSO ALONSO CONSOLACIO N - 05408293G Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Fecha: 2026.06.23 20:21:08 +02'00'	
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha: