



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE GRAN ESCALA EN COLMENAR VIEJO, MADRID

Autor: Sergio Escalante Vinuesa

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE GRAN ESCALA EN COLMENAR VIEJO, MADRID. en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025, 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.: **SERGIO ESCALANTE** Fecha: 25/ 08/ 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: **CONSOLACIÓN ALONSO ALONSO** Fecha: 27/ 08/ 2025

**ALONSO
ALONSO
CONSOLACION
- 05408293G**

Firmado digitalmente
por ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G
Fecha: 2025.08.27
13:49:09 +02'00'

INDICE DE CONTENIDO

1.	Introducción.....	16
1.1.	Estado de la energía solar fotovoltaica.....	16
1.1.1	Global	16
1.1.2	España.....	19
1.2.	Contexto y motivación del proyecto.....	23
1.3.	Justificación de instalación.....	23
2.	Marco teórico.....	25
2.1.	Introducción a la energía fotovoltaica	25
2.2.	Componentes y funcionamiento.....	27
3.	Metodología.....	29
3.1.	Diagrama de bloque- metodología de calculo.....	29
3.2.	Software & herramientas	30
3.2.1.	PVSYST	30
3.2.2.	Herramienta financiera.....	33
4.	Emplazamiento	35
4.1.	Localización	35
4.1.1.	Descripción Técnica.....	37
4.1.2.	Horizonte.....	38
5.	Modelado energético y análisis técnico de configuraciones fotovoltaicas.....	40
5.1.	Introducción	40
5.2.	Recurso solar.....	41
5.3.	Pérdidas del sistema	42
5.3.1.	Pérdidas térmicas.....	43
5.3.2.	Pérdidas óhmicas.....	43
5.3.3.	Pérdidas asociadas a calidad de módulo.....	45
5.3.4.	Pérdida por suciedad (Soiling Loss)	46
5.3.5.	Pérdidas por ángulo de incidencia.....	46
5.3.6.	Pérdidas auxiliares.....	47
5.3.7.	Aging	48
5.3.8.	Pérdidas por mantenimiento	48
5.4.	Ratio DC/AC.....	50

5.5.	Seguidores (trackers)	51
5.5.1.	Valores típicos para trackers 2V.....	51
6.	Planta fotovoltaica	53
6.1.	Funcionamiento y conexión eléctrica	53
6.1.1.	Campo fotovoltaico y estructura de strings.....	53
6.1.2.	Inversores	53
6.1.3.	Longitudes y cableado de media tensión (MT).....	54
6.1.4.	Transformadores	54
6.1.5.	Línea de alta tensión.....	54
6.2.	Potencia de la planta	55
6.3.	Equipos del proyecto simulados	56
6.3.1.	Módulos fotovoltaicos.....	56
6.3.2.	Inversores	58
7.	Definición escenario energético.....	59
7.1.	Inputs.....	59
7.1.1.	Módulos fotovoltaicos.....	60
7.1.2.	Inversores	60
7.2.	Distribución de módulos por string.....	60
7.3.	Escenarios energéticos para la configuración técnica seleccionada	61
7.3.1.	Configuración técnica seleccionada	61
7.3.2.	Justificación	62
7.3.3.	Producción de energía a 30 años (modelo de regresión)	63
8.	Cálculo financiero.....	67
8.1.	Descripción de herramienta de cálculo:.....	67
8.2.	Inputs energéticos:	68
8.3.	Inputs financieros:	68
8.3.1.	Estimaciones de CAPEX Y OPEX	68
8.3.2.	Estimaciones y suposiciones estructura financiera	69
8.3.3.	Estimación de precios de venta de electricidad.....	71
8.4.	Cálculo de costes de producción	73
8.5.	Cálculo de flujos de caja	73
8.5.1.	Ingresos y flujos de caja	73
8.5.2.	Cuadro de amortización financiación (deuda a largo plazo)	75

8.5.3.	Cuadro amortización flujos de caja (activos)	78
8.5.4.	Flujos de caja del proyecto y del capital aportado	80
8.6.	Rentabilidad: Cálculo de variables	82
8.7.	Código.....	85
8.8.	Outputs	85
8.9.	Análisis de resultados financieros:.....	86
8.9.1.	LCOE:.....	86
8.9.2.	IRR.....	89
8.9.3.	ROE	91
8.9.4.	NPV	92
9.	Escenarios destacables	94
9.1.	Identificación escenarios remarcables	94
9.2.	CAPEX/OPEX y precio venta escenarios remarcables	94
9.3.	Escenario financiero vs. técnico	94
9.4.	Elección de escenario.....	95
9.5.	Ahorro en huella de carbono	96
9.6.	Planificación	96
10.	ODS y Agenda 2030.....	99
11.	Conclusiones	101
12.	Posibles proyectos de futuro.....	102
13.	Bibliografía.....	105
31.	Anexo 1: Justificación técnica instalación	109
32.	Anexo 2: Código herramienta financiera.....	113
33.	Anexo 3: Herramienta financiera	117
34.	Anexo 4: Escenario Energético 7 – Simulación 57.....	120
35.	Anexo 5: Escenario Energético 15 – Simulación 129	132

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Top PV markets 2024.....	16
Figura 2. Países con mayor penetración de fotovoltaica	17
Figura 3. Ratio de crecimiento de FV por país.....	18
Figura 4. Instalaciones renovables anuales.....	18
Figura 5. Evolución de la generación solar fotovoltaica.....	19
Figura 6. Participación anual de la fotovoltaica en la generación total	20
Figura 7. Potencia instalada en España	22
Figura 8. Metodología de cálculo-diagrama de bloque.....	29
Figura 9. Mapas localización Colmenar Viejo	35
Figura 10. Parcela en coordenadas UTM.....	36
Figura 11. Parcela catastral Catastro	36
Figura 12 PERFIL DEL HORIZONTE EN COLMENAR VIEJO.....	39
Figura 13. Radiación global sobre el plano horizontal GHI Comparativa BBDD	41
Figura 14. Radiación difusa sobre el plano horizontal DHI Comparativa BBDD	41
Figura 15. Unifilar resumen de la instalación.....	53
Figura 16. Gráfica LCOE para todas las iteraciones	86
Figura 17. LCOE para iteraciones con precio de venta y CAPEX fijo.....	87
Figura 18. LCOE para un mismo escenario energético.....	88
Figura 19. IRR CAPEX/OPEX/Precio venta fijo.....	89
Figura 20. IRR mismo escenario energético	90
Figura 21. IRR iteraciones totales.....	91
Figura 22. ROE iteraciones totales	91
Figura 23. NPV iteraciones totales	92
Figura 24. Energía producida anual regresión lineal	95
Figura 25. Diagrama de Gantt del proyecto	97

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos GHI y DHI Meteororm.....	42
Tabla 2. Resumen Pérdidas Sistema	49
Tabla 3. Optimización del ratio DC/AC.....	50
Tabla 4. Alternativa tracker disposición 2V	51
Tabla 5. Alternativa tracker disposición 1V	51
Tabla 6. Parámetros modulo fotovoltaico Longi.....	56
Tabla 7. Parámetros modulo fotovoltaico Trina.....	56
Tabla 8. Parámetros modulo fotovoltaico Jinko.....	57
Tabla 9. Parámetros modulo fotovoltaico Ja solar.....	57
Tabla 10. Parámetros inversor SMA	58
Tabla 11. Parámetros inversor Siemens.....	58
Tabla 12. Inputs escenarios energéticos	59
Tabla 13. Configuración técnica elegida.....	61
Tabla 14. Configuración técnica elegida en simulación técnica	62
Tabla 15. Configuración tracker 1V	62
Tabla 16. Configuración técnica elegida.....	62
Tabla 17. Módulo elegido en simulación	63
Tabla 18. energía producida con y sin mantenimiento	64
Figura 19. Regresión lineal producción energía anual	64
Tabla 20. Producción de energía vida útil proyecto	65
Tabla 21. Inputs energéticos.....	68
Tabla 22. CAPEX y OPEX planta FV	68
Tabla 23. CAPEX Utility scale	69
Tabla 24. Estructura financiera.....	69
Tabla 25. Precio marginal medio horario de cada mes	72
Tabla 26. Precio horario ponderado por volumen de generacion solar.....	72
Tabla 27. Ingresos y flujos de caja ejemplo	74
Tabla 28. Deuda a largo plazo ejemplo.....	77
Tabla 29. Amortización flujo de caja.....	79
Tabla 30. Flujos de caja proyecto y capital ejemplo	81
Tabla 31. Output variables modelo financiero.....	86
Tabla 32. Iteraciones remarcables a nivel financiero	94
Tabla 33. CAPEX/OPEX y precio de venta optimo	94

Tabla 34. Outputs económicos iteraciones remarcables.....	95
Tabla 35. Valores escenario energético y económico óptimo	96

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi tutora Consuelo Alonso por su apoyo, orientación y dedicación a lo largo de todo este trabajo. Asimismo, agradezco al Instituto Católico de Artes e Industrias, ICAI, por brindarme la oportunidad de formarme en un entorno académico de excelencia, que no solo me ha transmitido conocimientos técnicos de alto nivel, sino también valores de esfuerzo, compromiso y responsabilidad.

Finalmente, a mis padres, si soy ingeniero industrial es gracias a ellos.

Resumen

El proyecto tiene como objetivo central el diseño, modelización y optimización de una instalación fotovoltaica conectada a red, con un enfoque particular en la determinación de la configuración óptima que maximice la eficiencia energética y económica. Este objetivo se persigue mediante la evaluación de diversas combinaciones de pitch (distancia entre filas de paneles solares) y la potencia AC y DC instalada, identificando aquellas que aseguren un equilibrio ideal entre la generación de energía y los costes asociados.

El proceso de optimización se fundamenta en un análisis detallado de la viabilidad técnica y económica de la instalación, utilizando parámetros clave como el Coste Nivelado de Energía (LCOE), la Tasa Interna de Retorno (IRR) y el Valor Actual Neto (NPV). Estos indicadores permiten evaluar no solo la capacidad de la instalación para generar energía de manera eficiente, sino también su rentabilidad a largo plazo.

Para alcanzar estos objetivos, se utilizan simulaciones energéticas avanzadas, que proporcionan datos precisos sobre el rendimiento del sistema bajo diferentes escenarios de configuración. Estos datos son procesados y analizados para identificar el impacto de cada variable en el rendimiento general de la instalación. Posteriormente, se emplea una herramienta económica de generación propia especializada para realizar un análisis financiero exhaustivo, evaluando diferentes escenarios de costes y beneficios. El propósito final es ofrecer una propuesta de diseño que no solo cumpla con los estándares técnicos y regulatorios, sino que también maximice los beneficios económicos del proyecto.

La optimización técnica acaba en una instalación con los siguientes datos:

1. Localización y recurso solar:

El emplazamiento seleccionado se encuentra en Colmenar Viejo (Madrid, España), con una altitud de 880 metros sobre el nivel del mar. Los datos meteorológicos de referencia seleccionados dan una irradiación global horizontal (GHI) de 1.706,8 kWh/m² y una irradiación difusa horizontal (DHI) de 543,4 kWh/m², valores que reflejan unas condiciones buenas para la generación fotovoltaica a escala de gran planta.

2. Disposición del campo fotovoltaico:

La configuración óptima definida establece un *pitch* de 12 metros y un índice de cobertura del suelo del 39,9 %. El generador fotovoltaico está compuesto por 115.696 módulos, organizados en 4.132 strings de 28 módulos en serie, lo que asegura un equilibrio entre densidad de instalación y reducción de pérdidas por sombreado, favoreciendo así la uniformidad en la captación de radiación a lo largo del año.

3. Tecnología de seguimiento y módulos instalados:

El sistema emplea seguidores de doble fila (2V) de eje horizontal norte-sur con algoritmo de *backtracking*, lo que optimiza la captación de radiación solar directa y minimiza pérdidas por sombras. Los módulos seleccionados son del fabricante y modelo Jinko JKM-66HL4M-BDV-605, con una potencia unitaria de 605 Wp y tecnología bifacial con factor de bifacialidad del 80 %, alcanzando una potencia pico instalada total de 70 MWp.

4. Electrónica de potencia y resultados energéticos:

La conversión a corriente alterna se realiza mediante 15 inversores SMA Sunny Central 4000 UP, con una potencia nominal conjunta de 60 MWac. El *DC/AC ratio* de 1,167 permite optimizar la producción sin sobredimensionamientos excesivos. La configuración final alcanza una producción neta anual de 136,06 GWh, con una producción específica de 1.944 kWh/kWp y un *Performance Ratio* (PR) del 84,4 %, parámetros que sitúan a la instalación dentro de rangos óptimos para plantas fotovoltaicas de gran escala en la península ibérica.

Además de la optimización técnica, se realiza un estudio económico de todas las arquitecturas técnicas bajo distintas iteraciones económicas y el resultado de la más rentable se resume en los siguientes datos:

De los 16 escenarios energéticos analizados y nueve iteraciones económicas por escenario para un total de 142 iteraciones, el escenario 15 (Potencia Pico 70.000 Wp y producción anual de 136.6 GWh) es el que muestra las mejores prestaciones económicas. Para cada escenario energético se simulan los resultados económicos variando los precios de venta de electricidad, así como el OPEX y CAPEX de la instalación.

La instalación se financia con un 35% de dinero de los accionistas y un 65% de deuda la cual se financia a 15 años a través de pagos semestrales. Analizados todos los inputs financieros y su transformación a los outputs de interés a través de un sistema de contabilidad francesa iterativa con una macro de propia elaboración, la iteración 129 (115696 paneles de 605Wp, 4132 strings y 28 paneles por string) es la más rentable con el LCOE más pequeño de 19.54€/MWh, un IRR de 10.67%, un ROE de 17.29% y un NPV de 22.610.932€.

Es importante mencionar, que aparte del estudio técnico y económico, el proyecto busca contribuir al conocimiento en el campo de la energía fotovoltaica, proporcionando una base sólida para futuras investigaciones y desarrollos en la optimización de instalaciones de energía renovable. Se espera que la metodología de este estudio pueda ser aplicables en otros proyectos, ofreciendo así un modelo replicable para otras instalaciones fotovoltaicas.

Abstract

The objective of this project is the design, and optimization of a grid-connected photovoltaic installation, with a particular focus on determining the optimal configuration that maximizes both energy and economic efficiency. This objective is pursued through the evaluation of various combinations of pitch (distance between rows of solar panels) and the installed AC and DC power, identifying those configurations that ensure an ideal balance between energy generation and associated costs.

The optimization process is based on a detailed analysis of the technical and economic feasibility of the installation, using key parameters such as the Levelized Cost of Energy (LCOE), Internal Rate of Return (IRR), and Net Present Value (NPV). These indicators make it possible to assess not only the plant's ability to generate energy efficiently, but also its long-term profitability.

To achieve these objectives, advanced energy simulations are employed, providing accurate data on system performance under different configuration scenarios. These data are processed and analyzed to identify the impact of each variable on the overall performance of the installation. Subsequently, a proprietary financial modeling tool is used to carry out a comprehensive economic analysis, evaluating different cost and benefit scenarios. The goal is to propose a design that not only complies with technical and regulatory standards but also maximizes the economic returns of the project.

The technical optimization leads to an installation with the following characteristics:

1. Location and solar resource:

The selected site is located in Colmenar Viejo (Madrid, Spain), at an altitude of 880 meters above sea level. The chosen meteorological data indicate a Global Horizontal Irradiation (GHI) of 1,706.8 kWh/m² and a Diffuse Horizontal Irradiation (DHI) of 543.4 kWh/m², values that reflect highly favorable conditions for large-scale photovoltaic generation.

2. Photovoltaic field layout:

The optimal configuration defines a pitch of 12 meters and a ground coverage ratio of 39.9%. The photovoltaic generator consists of 115,696 modules, organized into 4,132 strings of 28 modules in series, ensuring a balance between installation density and the reduction of shading losses, thereby promoting uniform radiation capture throughout the year.

3. Tracking technology and installed modules:

The system employs double-row (2V) horizontal single-axis trackers oriented north-south with a backtracking algorithm, which optimizes the capture of direct solar radiation and minimizes shading losses. The selected modules are Jinko JKM-66HL4M-BDV-605, with a unit power of 605 Wp and bifacial technology with an 80 % bifaciality factor, achieving a total installed peak power of 70 MWp.

4. Power electronics and energy results:

Conversion to alternating current is performed through 15 SMA Sunny Central 4000 UP inverters, providing a combined nominal power of 60 MWac. The resulting DC/AC ratio of 1.167 enables the optimization of production without excessive oversizing. The final configuration achieves an annual net production of 136.06 GWh, with a specific yield of 1,944 kWh/kWp and a Performance Ratio (PR) of 84.4 %, parameters that position the plant within the optimal range for utility-scale photovoltaic facilities in the Iberian Peninsula.

In addition to the technical optimization, an economic study of all technical architectures was carried out under different financial iterations, with the most profitable scenario summarized by the following results:

Out of the 16 different energy scenarios analyzed and the nine economic iterations per scenario for a total of 142 iterations, number 15 (70.000 Wp peak power and annual production of 136.6 GWh) is the one that shows the most optimal economic performance. For every different energy scenario, the economic results are obtained through the iteration of different energy sale prices as well as different OPEX and CAPEX of the installation.

The installation is financed with 35% equity and 65% long-term debt which is paid in fragmented payments with interest every 6 months for 15 years. Once all the economic inputs are in place, the transformation to the outputs are made through the French method of accounting with an automatized program in excel of personal creation. Iteration 129 (115696 modules of 605Wp, 4132 strings and 28 modules per string) showed the best economic performance with the lowest LCOE, 19.54 €/MWh, an IRR of 10.67%, a ROE of 17.29% and a NPV of 22.610.932 €.

It is important to mention that the study concludes by identifying the optimal configuration, which maximizes energy production while minimizing associated costs, thereby ensuring the economic viability of the installation. The findings provide a solid foundation for the design and implementation of photovoltaic installations, offering practical guidelines that can be applied to future projects to enhance the efficiency and profitability of similar

systems. Consequently, this work not only contributes to academic knowledge in the field of photovoltaic solar energy but also has significant practical implications for the design of sustainable energy infrastructures.

Abreviaturas y siglas

A continuación, se muestran las abreviaturas utilizadas en el transcurso del documento y sus correspondientes significados

- **AC:** Alternating Current (Corriente Alterna)
- **BBDD:** Bases de datos
- **BIPV:** Building Integrated Photovoltaics (Fotovoltaica Integrada en Edificios)
- **CAPEX:** Capital Expenditure (Gastos de Capital)
- **DC:** Direct Current (Corriente Continua)
- **DHI:** Diffuse Horizontal Irradiation (Irradiancia Horizontal Difusa)
- **DSCR:** Debt Service Coverage Ratio (Índice de Cobertura del Servicio de la Deuda)
- **EBITDA:** Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization (Beneficios antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización)
- **GHI:** Global Horizontal Irradiation (Irradiancia Horizontal Global)
- **IRR:** Internal Rate of Return (Tasa Interna de Retorno)
- **LCOE:** Levelized Cost of Energy (Coste Nivelado de Energía)
- **MPPT:** Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia)
- **NPV:** Net Present Value (Valor Actual Neto)
- **OMIE:** Operador del Mercado Ibérico de Energía
- **OPEX:** Operational Expenditure (Gastos Operativos)
- **PR:** Performance Ratio
- **PV:** Photovoltaic (Fotovoltaico)
- **ROE:** Return on Equity (Rentabilidad sobre el Patrimonio)
- **TMY:** Typical Meteorological Year (Año Meteorológico Típico)

1. Introducción

1.1. Estado de la energía solar fotovoltaica

1.1.1 Global

La tendencia global de la fotovoltaica sigue en auge a nivel mundial con una capacidad acumulada de más de 2.2 TW a finales de 2024, representando una subida de 0.6 TW con respecto al final del 2023. Si bien los precios de los módulos siguen decreciendo en un mercado con una oferta saturada, la presión financiera en todos los actores industriales de la cadena de valor es cada vez más alta.

China es el actor principal de este sector, con el 60% de la capacidad a nivel global. El resto del mundo, que representa el otro 40% se subdivide principalmente en Europa, con una instalación de 71.4 GW en 2024, América Latina con 47.1 GW y India y Pakistán con 31.9 GW y 17GW respectivamente. Toda la capacidad acumulada de fotovoltaica ha conseguido que por primera vez en la historia, el 10% del consumo eléctrico a nivel global sea fotovoltaico.[30]

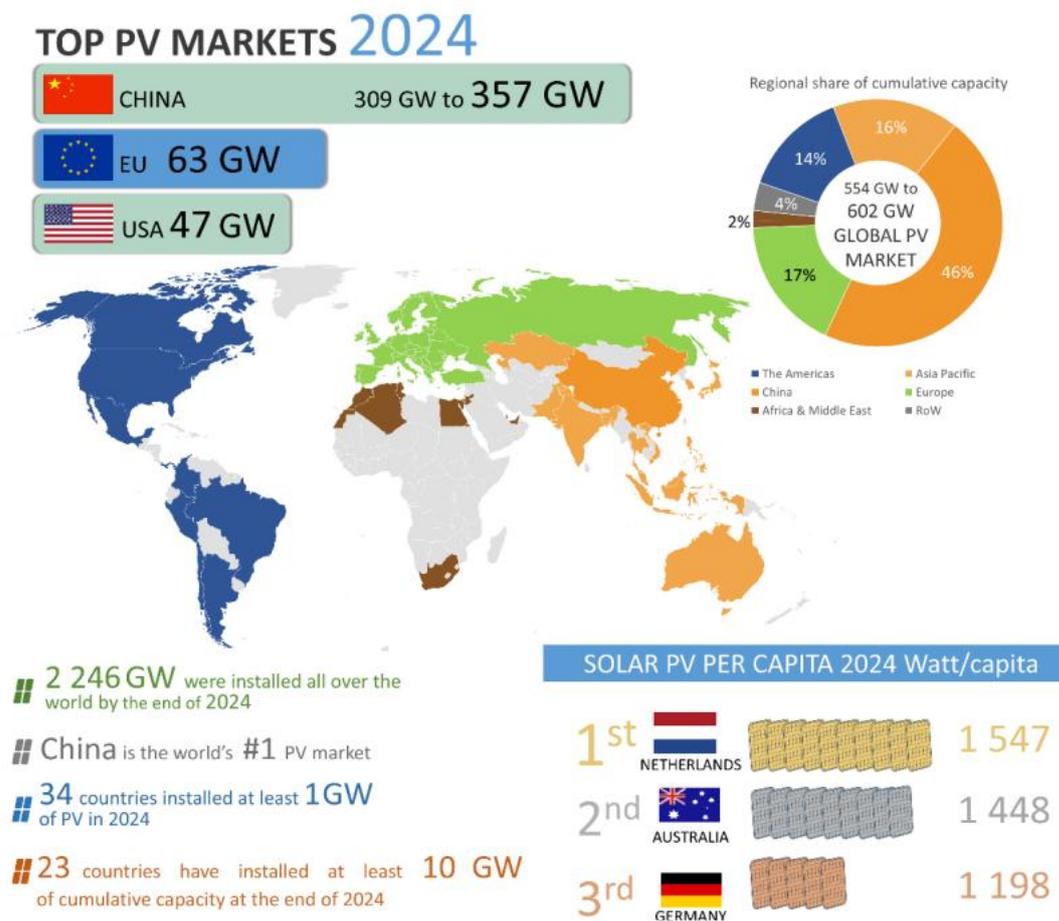


Figura 1. Top PV markets 2024

Sin embargo, la dificultad del mercado sigue siendo notablemente alta. Con el mercado saturado en paneles fotovoltaicos, se vuelve evidente que existe un reto a la hora de alinear la producción y demanda en un entorno tan cambiante.

Como se puede observar en la figura anterior, la capacidad global sigue teniendo una distribución geográficamente focalizada en Europa, el continente americano y Asia. África, que presenta un recurso solar muy atractivo, sigue atrasado en la incorporación de dichas tecnologías renovables en su infraestructura eléctrica.

Cabe recalcar también que, en términos absolutos, China lidera el mundo en tanto capacidad como en potencia instalada. Sin embargo, esto se debe también a su vasto territorio. En la figura de abajo se puede observar que China no está en el top 13 mundial de penetración fotovoltaica en el sistema eléctrico a nivel nacional. Grecia, Países Bajos, España y Hungría lideran el mundo en este aspecto con una penetración en su mix energético por encima del 20%.

COUNTRIES WITH HIGHEST PV PENETRATION

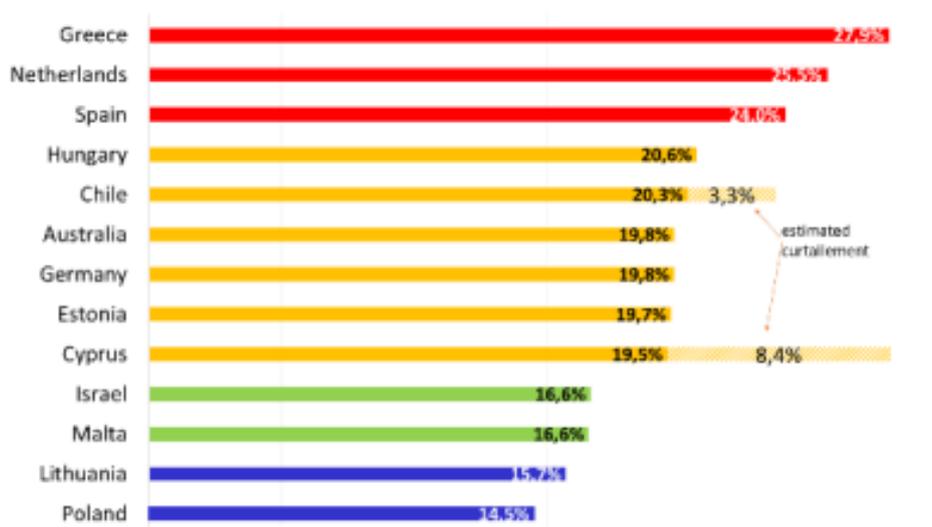


Figura 2. Países con mayor penetración de fotovoltaica

Sin embargo, tener un mix energético variado ayuda a la estabilidad de la red, que requiere de inercia a través de un hueco térmico para garantizar su correcto funcionamiento en caso de emergencias como por ejemplo apagones. Como consecuencia de dichas limitaciones técnicas, países con una penetración alta (España, Polonia, Países Bajos) ven mermados su crecimiento anual por dificultades en la incorporación de mas capacidad en su red eléctrica como se ve reflejado en la siguiente figura.

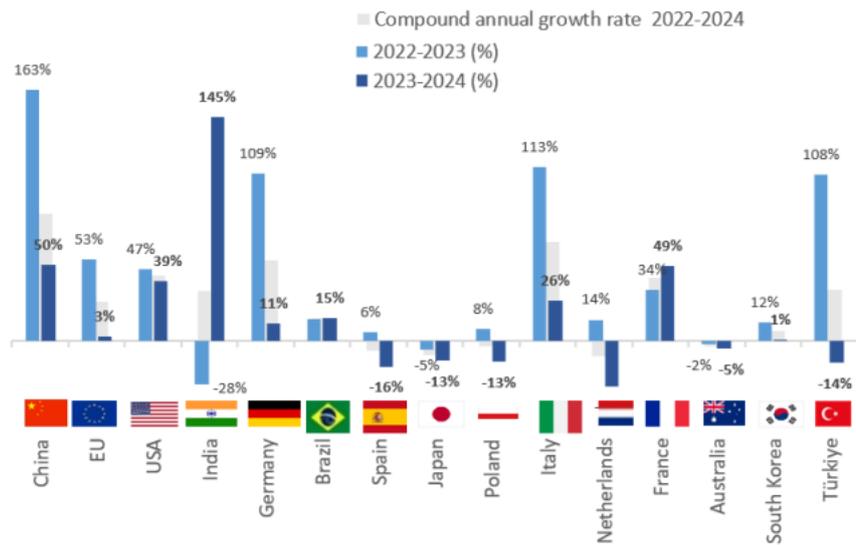


Figura 3. Ratio de crecimiento de FV por país

Si bien cada vez es mas evidente que el mundo tiende hacia el uso y consumo de energías renovables, se procede a contextualizar el rol de la fotovoltaica en comparación con otras tecnologías renovables.

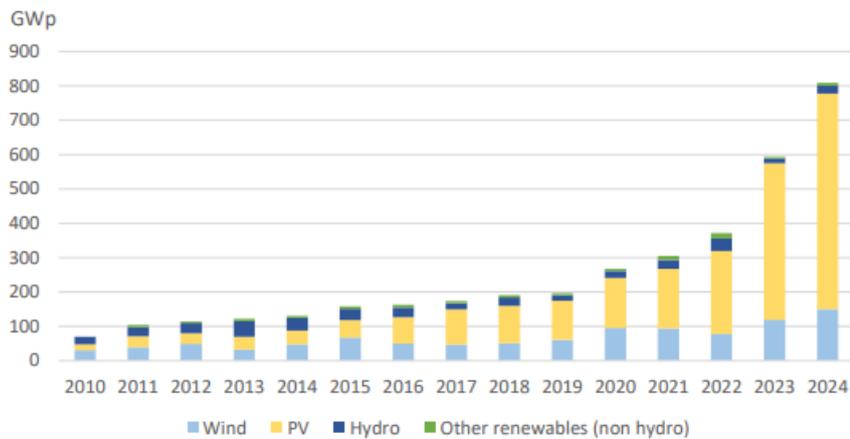


Figura 4. Instalaciones renovables anuales

Como se puede observar, la eólica tiene una línea de tendencia que demuestra un crecimiento a un ritmo muy poco pronunciado. Las hidro y otras renovables (no hidro) se mantienen bastante constantes y poco relevantes en cuanto a número de instalaciones nuevas anuales. Sin embargo, Por último, se observa que la fotovoltaica sigue un crecimiento casi a nivel exponencial desde el 2010 con una potencia pico instalada cada vez más alta.

1.1.2 España

En el 2024, la generación solar fotovoltaica en España volvió a alcanzar cifras de récord, estableciendo un nuevo máximo histórico anual con 44.520 GWh producidos. Este valor supone un crecimiento del 18,9 % en comparación con 2023. Asimismo, la contribución de esta tecnología al mix energético nacional también marcó un hito, situándose en el 17%. [26]

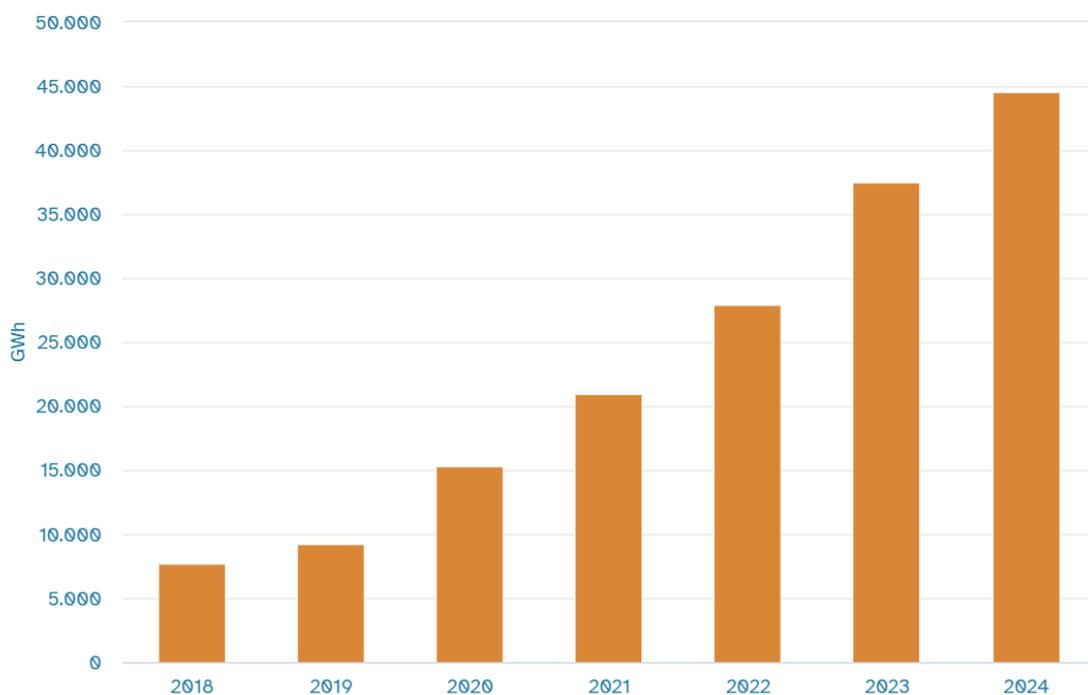


Figura 5. Evolución de la generación solar fotovoltaica

La gráfica muestra una evolución claramente ascendente de la generación solar fotovoltaica en España entre 2018 y 2024. Se aprecia un crecimiento sostenido año tras año con un fuerte impulso a partir de 2019, que coincide con la aceleración de la instalación de nueva potencia fotovoltaica gracias al abaratamiento de la tecnología y a la mayor penetración de proyectos utility-scale y de autoconsumo.

En 2018 la producción rondaba los 8.000 GWh, mientras que en 2024 se alcanzan aproximadamente 44.500 GWh, lo que supone más de quintuplicar la generación en tan solo seis años. Este aumento tan pronunciado refleja el papel estratégico de la fotovoltaica en el

proceso de transición energética español, así como su creciente competitividad frente a las tecnologías convencionales.

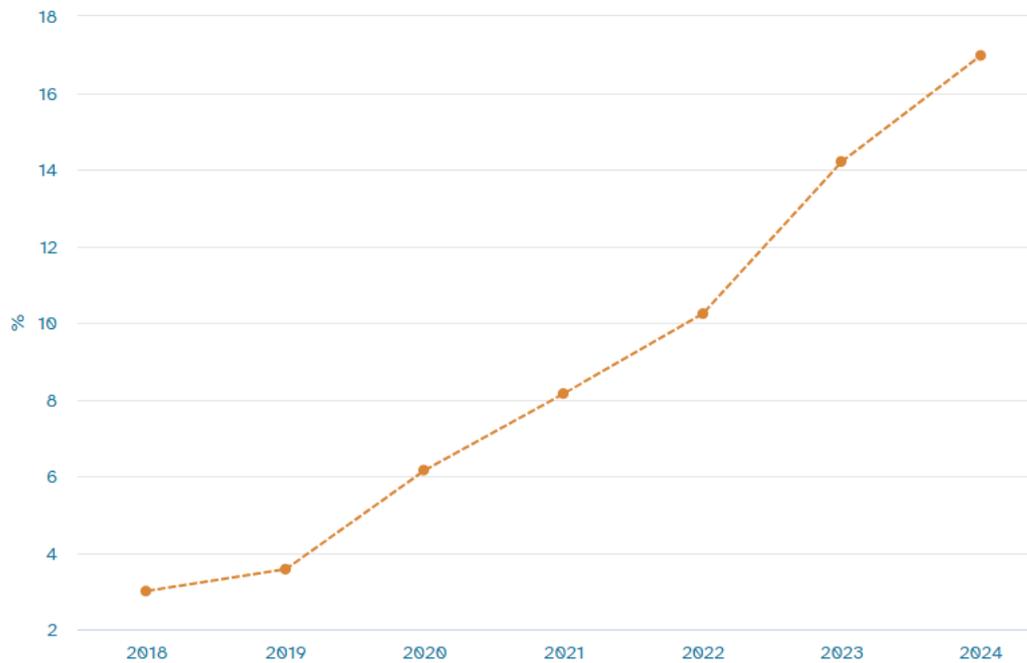


Figura 6. Participación anual de la fotovoltaica en la generación total

La gráfica muestra una evolución claramente ascendente de la cuota de la solar fotovoltaica dentro del mix eléctrico nacional entre 2018 y 2024. En 2018, esta tecnología apenas representaba en torno al 3 % del total de la generación eléctrica, mientras que en 2024 ya alcanza el 17 %, marcando un máximo histórico.

Este avance demuestra cómo la fotovoltaica ha dejado de ser una fuente marginal para convertirse en un actor principal en el sistema eléctrico español. En menos de una década, su peso relativo se ha multiplicado por más de cinco, impulsado por factores como el descenso de los costes tecnológicos, las políticas de transición energética y el auge del autoconsumo y las plantas a gran escala.

Demostrado su valor, las instituciones ponen objetivos de carácter urgente para el corto plazo. Uno de los más destacados es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

PNIEC:

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 constituye la hoja de ruta del Estado español para avanzar hacia la transición energética y cumplir con los compromisos europeos de descarbonización en el horizonte de 2030. Este plan establece objetivos ambiciosos en materia de eficiencia energética, penetración de renovables, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y electrificación de la economía. En concreto, se fija que para 2030 al menos el 42 % del consumo final de energía provenga de fuentes renovables, que la generación eléctrica renovable alcance un 74 % del mix, y que las emisiones de gases de efecto invernadero se reduzcan en un 23 % respecto a los niveles de 1990.

Dentro de este marco, la energía solar fotovoltaica desempeña un papel fundamental, al ser identificada como una de las tecnologías clave para alcanzar las metas de penetración renovable. El PNIEC proyecta un crecimiento acelerado de la potencia fotovoltaica instalada, con la incorporación de decenas de gigavatios adicionales antes de 2030, tanto en grandes instalaciones conectadas a red como en el ámbito del autoconsumo. De este modo, el plan no solo persigue la sostenibilidad ambiental, sino también reforzar la seguridad de suministro, impulsar la innovación tecnológica y generar nuevas oportunidades de inversión y empleo en el sector energético. [27]

AGENDA 2030:

El PNIEC se enmarca además en el contexto de la Agenda 2030 de Naciones Unidas y del Pacto Verde Europeo, que persiguen la neutralidad climática en 2050. España, mediante este plan, alinea su estrategia nacional con los compromisos comunitarios, contribuyendo a los objetivos vinculantes de la Unión Europea en materia de energías renovables, eficiencia y reducción de emisiones. De esta manera, el PNIEC no solo actúa como instrumento de planificación energética a nivel interno, sino que también refuerza la posición de España como un país líder en la transición energética europea, integrando sus metas nacionales dentro de un esfuerzo común que combina sostenibilidad, competitividad e innovación tecnológica.

MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL:[28]

Potencia instalada en España a 31 de enero de 2025

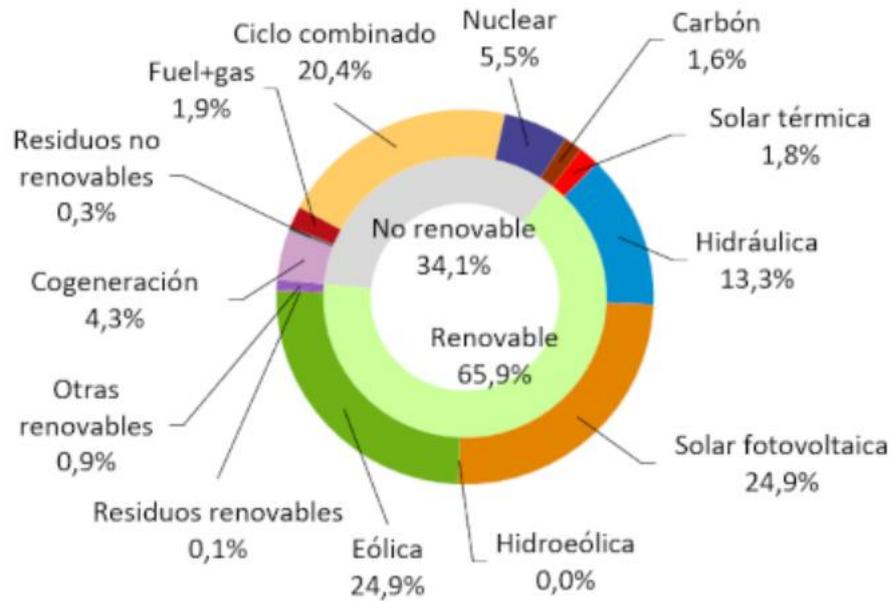


Figura 7. Potencia instalada en España

La gráfica muestra la estructura de la potencia eléctrica instalada en España, diferenciando entre tecnologías renovables (65,9 %) y no renovables (34,1 %). Esto significa que, a comienzos de 2025, casi dos tercios de la capacidad de generación eléctrica en el país ya corresponde a fuentes renovables, lo que confirma el fuerte avance de la transición energética en los últimos años.

Dentro del bloque renovable, destacan dos tecnologías que prácticamente empatan en protagonismo: la solar fotovoltaica y la eólica, ambas con una cuota del 24,9 % de la potencia total instalada. A continuación, se sitúa la hidráulica con un 13,3 %, mientras que otras fuentes renovables como la solar térmica (1,8 %), residuos renovables (0,1 %) y otras renovables (0,9 %) tienen una presencia más marginal. Este reparto evidencia el papel de la fotovoltaica como motor principal del crecimiento renovable reciente, superando incluso a la hidráulica, históricamente dominante.

En el bloque no renovable, la tecnología de ciclo combinado sigue siendo la más relevante, con un 20,4 % de la capacidad instalada, actuando como respaldo en el sistema por su flexibilidad. En conjunto, la gráfica evidencia un cambio estructural en el mix de generación español: las energías renovables ya no son un complemento, sino la columna vertebral de la potencia instalada, con la fotovoltaica y la eólica a la cabeza. Este escenario coloca a España

en una posición de referencia dentro de la Unión Europea en materia de penetración renovable y marca la senda hacia los objetivos de descarbonización fijados en el PNIEC y en el Pacto Verde Europeo.

1.2. Contexto y motivación del proyecto

En un entorno global marcado y sensibilizado por el cambio climático y la necesidad urgente de transición hacia fuentes de energía más sostenibles, la energía solar fotovoltaica se ha destacado como una de las tecnologías más prometedoras y viables para reducir la dependencia de los combustibles fósiles[17]. El compromiso internacional con los objetivos de desarrollo sostenible, así como los acuerdos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, han impulsado a gobiernos y empresas a invertir en energías renovables, especialmente en tecnologías que aprovechen la abundante energía solar.

En este marco, la industria fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial, con avances tecnológicos que han permitido aumentar la eficiencia de los sistemas, reducir costes y mejorar la viabilidad económica de los proyectos[9]. Sin embargo, para maximizar los beneficios de una instalación fotovoltaica, es crucial optimizar tanto su diseño como su operación. Este proyecto nace de la necesidad de explorar y definir configuraciones óptimas para instalaciones fotovoltaicas, enfocándose en la combinación de parámetros clave que impactan directamente en el rendimiento energético y económico de las mismas.

La motivación del proyecto también se encuentra en la oportunidad de contribuir a la expansión de la energía solar en el Mix energético global, ayudando a alcanzar los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones [18], al tiempo que se promueve un uso más eficiente de los recursos naturales y económicos disponibles.

1.3. Justificación de instalación

La justificación para la instalación de un sistema fotovoltaico en el contexto de este proyecto se basa en varios factores clave. En primer lugar, desde un punto de vista medioambiental, la instalación contribuirá significativamente a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂), alineándose con las políticas globales y locales para combatir el cambio climático y promover el uso de energías renovables.

Desde una perspectiva económica, la instalación de una planta fotovoltaica representa una inversión estratégica con un retorno financiero potencialmente alto, especialmente en regiones con alta irradiación solar[10]. La disminución constante en los costes de los módulos fotovoltaicos y el incremento en la eficiencia de estos sistemas han mejorado la competitividad de la energía solar frente a las fuentes convencionales, haciendo que este

tipo de proyectos sean atractivos tanto para inversionistas privados como para entes públicos.

Además, la instalación de un sistema fotovoltaico tiene el potencial de mejorar la seguridad energética al reducir la dependencia de fuentes de energía importadas y vulnerables a fluctuaciones de precio.

Por último, la instalación justifica su relevancia en el contexto de la transición energética, no solo por su contribución directa a la generación de energía limpia, sino también como un proyecto piloto que puede servir de referencia para futuras instalaciones, proporcionando un modelaje técnico-económico que mejore la eficiencia y rentabilidad de las plantas solares fotovoltaicas.

2. Marco teórico

2.1. Introducción a la energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es una tecnología que permite la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante el uso de materiales semiconductores que exhiben el efecto fotovoltaico [12]. Este efecto se produce cuando los fotones de la luz solar impactan sobre un material semiconductor, generando un flujo de electrones que se traduce en corriente eléctrica. La energía fotovoltaica ha ganado una importancia significativa en el contexto global debido a su potencial para generar electricidad de manera limpia, renovable y sostenible, contribuyendo a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y a la mitigación del cambio climático.

Fundamentos de la Energía Fotovoltaica

El corazón de cualquier sistema fotovoltaico es la célula solar, que está fabricada principalmente de silicio, aunque también existen otros materiales como el telurio de cadmio (CdTe) y el arseniuro de galio (GaAs). Estas células solares se ensamblan en módulos fotovoltaicos, los cuales se interconectan para formar un generador fotovoltaico. La electricidad generada por estos módulos es corriente continua (DC), que puede ser utilizada directamente en aplicaciones específicas o convertida en corriente alterna (AC) mediante un inversor, para su uso en aplicaciones más comunes o para ser inyectada en la red eléctrica.

La eficiencia de una célula solar, y por ende de un sistema fotovoltaico, depende de varios factores, incluyendo la calidad del material semiconductor, las condiciones de irradiación solar, la temperatura ambiente, y la tecnología utilizada en la fabricación del módulo. A pesar de que la eficiencia de conversión de energía está en torno al 22-25%, los avances en la tecnología han permitido alcanzar niveles de eficiencia que hacen de la energía fotovoltaica una opción competitiva frente a otras fuentes de generación de energía.

Tipos de Conexión en Sistemas Fotovoltaicos

Existen principalmente dos tipos de sistemas fotovoltaicos en función de su conexión: sistemas conectados a la red (grid-connected) y sistemas aislados (off-grid).

1. **Sistemas Conectados a la Red (Grid-Connected)[1]:** Estos sistemas están diseñados para operar en paralelo con la red eléctrica pública. La energía generada

por los módulos fotovoltaicos se convierte en corriente alterna mediante inversores. El excedente de energía, si lo hay, se inyecta en la red eléctrica, lo que puede generar ingresos adicionales si se vende. Este tipo de sistema es común tanto en aplicaciones residenciales como industriales, y es particularmente ventajoso porque permite a los usuarios reducir su dependencia de la red y, en algunos casos, recibir compensación económica por la energía generada. Además, estos sistemas no requieren de almacenamiento de energía, aunque sea una opción disponible, ya que la red actúa como un respaldo en caso de necesitar un consumo horario fuera de la producción solar.

2. **Sistemas Aislados (Off-Grid)[6]:** Estos sistemas no están conectados a la red eléctrica y son completamente autónomos. Se utilizan principalmente en áreas remotas donde no existe acceso a la red eléctrica. Los sistemas off-grid requieren de sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, para garantizar el suministro continuo de electricidad, especialmente durante la noche o en días nublados. Aunque estos sistemas pueden ser más costosos debido a la necesidad de almacenamiento, son esenciales para proporcionar electricidad en ubicaciones aisladas y pueden ser diseñados para satisfacer necesidades específicas de energía.

Tipos de Instalaciones Fotovoltaicas a Nivel Industrial

Las instalaciones fotovoltaicas a nivel industrial se dividen principalmente en dos categorías: **plantas solares en suelo** y **sistemas fotovoltaicos integrados en edificios** (BIPV, por sus siglas en inglés).

1. **Plantas Solares en Suelo (Utility-Scale): [5]** Estas son grandes instalaciones fotovoltaicas construidas en terrenos abiertos, como la instalación de este proyecto, diseñadas para generar grandes cantidades de electricidad. Las plantas solares en suelo pueden ocupar extensas áreas y están equipadas con miles de módulos fotovoltaicos, organizados en filas y optimizados para captar la mayor cantidad de radiación solar posible. Estas plantas suelen estar situadas en regiones con alta irradiación solar y son fundamentales en la estrategia global para aumentar la participación de energías renovables en el mix energético. Un componente importante de estas plantas es el uso de sistemas de seguimiento solar (trackers) que ajustan la orientación de los paneles a lo largo del día para maximizar la captación de energía como veremos más adelante.
2. **Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios (BIPV) [3]:** Estos sistemas son instalados directamente en la infraestructura de edificios industriales, comerciales

o residenciales. Pueden formar parte de la envolvente del edificio, como techos, fachadas o ventanas, y permiten una integración estética de la tecnología fotovoltaica con la arquitectura del edificio. Además de generar electricidad, los BIPV pueden contribuir a la eficiencia energética del edificio al proporcionar aislamiento térmico y reducir la demanda de climatización. A nivel industrial, estos sistemas permiten a las empresas reducir su consumo energético de la red, disminuir sus emisiones de carbono y en algunos casos, cumplir con normativas ambientales cada vez más estrictas.

2.2. Componentes y funcionamiento

Un sistema fotovoltaico se compone de varios elementos clave que, trabajando juntos, permiten la conversión de la energía solar en electricidad utilizable. A continuación, se describen los principales componentes de un sistema fotovoltaico y su funcionamiento.[1]

1. Módulos Fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos, también conocidos como paneles solares, son el componente principal de un sistema fotovoltaico. Están formados por múltiples células solares conectadas entre sí, generalmente hechas de silicio, que es un material semiconductor. Cuando la luz solar incide sobre las células solares, estas generan una corriente eléctrica continua (DC) a través del efecto fotovoltaico. La cantidad de energía generada por un módulo depende de la cantidad de luz solar recibida, la calidad del material, la temperatura, y otros factores ambientales.

2. Inversores

El inversor es un componente esencial en los sistemas fotovoltaicos, ya que convierte la corriente continua (DC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de los hogares y en la red eléctrica. Los inversores también son responsables de sincronizar la frecuencia de la corriente generada con la de la red eléctrica y de maximizar la eficiencia de la conversión a través de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

3. Estructura de Montaje

La estructura de montaje es el soporte que mantiene los módulos fotovoltaicos en la posición óptima para captar la mayor cantidad de radiación solar posible. Estas estructuras pueden ser fijas o ajustables (sistemas de seguimiento solar). En instalaciones a gran escala,

las estructuras de montaje suelen ser de metal resistente a la corrosión y están diseñadas para soportar las condiciones ambientales específicas del sitio, como la velocidad del viento, la nieve o el polvo.

4. Transformadores y Equipos de Conexión

En sistemas fotovoltaicos de mayor escala, como plantas solares industriales, la electricidad generada y convertida en corriente alterna (AC) debe elevar su tensión mediante transformadores antes de ser inyectada en la red eléctrica de media o alta tensión. Estos transformadores están diseñados para minimizar las pérdidas de energía durante el proceso de transmisión. Además, los sistemas incluyen equipos de conexión y protección, como interruptores automáticos, fusibles y sistemas de monitoreo, que aseguran un funcionamiento seguro y eficiente.

Funcionamiento de un Sistema Fotovoltaico

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico se puede describir en los siguientes pasos:

1. **Captación de la Energía Solar:** Los módulos fotovoltaicos captan la radiación solar y la convierten en corriente continua (DC).
2. **Conversión de Energía:** La corriente continua generada es enviada al inversor, donde se convierte en corriente alterna (AC) compatible con la red eléctrica o con los aparatos eléctricos de consumo.
3. **Transporte o consumo de Energía:** En instalaciones industriales, la corriente alterna de baja tensión se transporta a un transformador que eleva la tensión a niveles adecuados para su transmisión o para cumplir con los requisitos del punto de interconexión con la red.
4. **Distribución o Almacenamiento:** La energía convertida se utiliza directamente en las instalaciones del usuario, se almacena en baterías para su uso posterior, o se inyecta en la red eléctrica, contribuyendo a la oferta de energía renovable en el sistema eléctrico.

3. Metodología

3.1. Diagrama de bloque- metodología de calculo

El cálculo se ha estructurado siguiendo la metodología representada en el diagrama de bloques que se muestra a continuación, la cual se detalla a lo largo de los próximos capítulos.

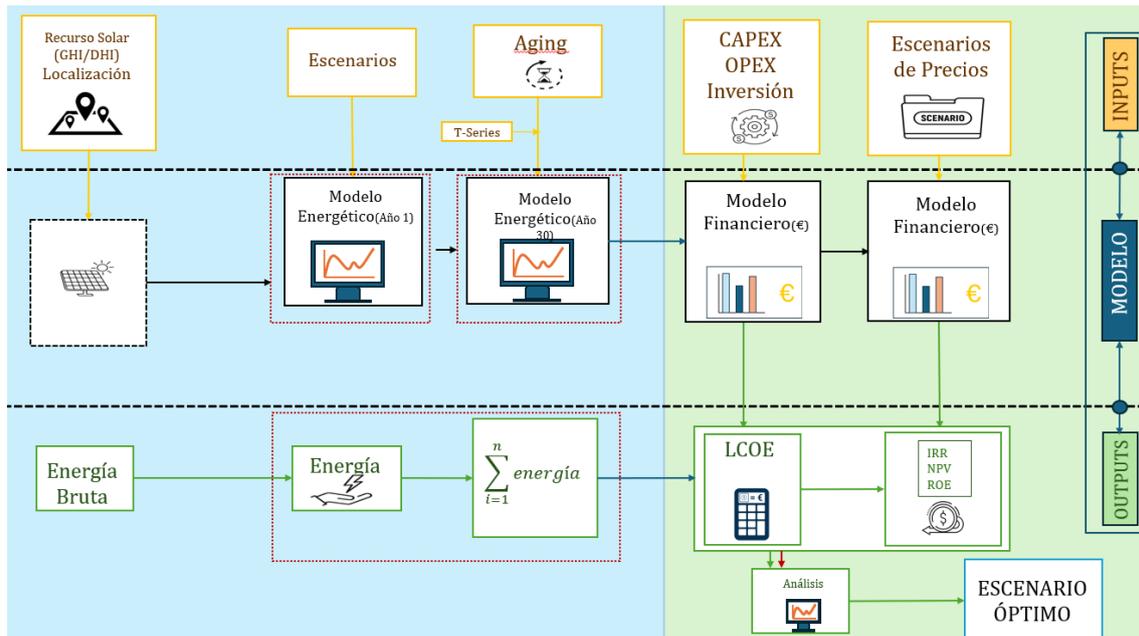


Figura 8. Metodología de cálculo-diagrama de bloque

Es importante destacar que la metodología de cálculo adoptada se basa en un enfoque iterativo, orientado a la evaluación de múltiples configuraciones técnicas y económicas. Esta aproximación permite realizar un análisis integral de los resultados, identificando patrones de comportamiento que facilitan la toma de decisiones durante la fase de diseño conceptual. Asimismo, el carácter iterativo del proceso posibilita la exploración de escenarios adicionales, con el objetivo de identificar la configuración técnico-económica más favorable.

El procedimiento aplicado se estructura en dos bloques principales:

- Análisis energético (representado en azul),
- Análisis económico (representado en verde), y se desarrolla a través de una serie de pasos secuenciales y sistemáticos:

Cálculos energéticos:

- Identificación de la localización y caracterización del recurso solar.
- Simulación para todos los escenarios técnicos de interacción.
 - Dimensionamiento de la potencia DC en cada iteración, con el objetivo de encontrar el ratio DC/AC óptimo.
 - Estimación de la generación neta de energía disponible.
 - Aplicación de factores de degradación a largo plazo de la instalación fotovoltaica.
 - Iteración sobre distintos tipos de módulos fotovoltaicos e inversores.
 - Iteración sobre diferentes configuraciones de trackers.

Cálculos financieros:

- Estimación de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) asociados a cada configuración.
- Simulación de distintos escenarios de precio de venta de la energía generada.
- Cálculo y análisis del LCOE (Levelized Cost of Energy).
- Evaluación de indicadores clave de rentabilidad:
 - IRR (Tasa Interna de Retorno),
 - NPV (Valor Actual Neto),
 - ROE (Rentabilidad del capital aportado).

3.2. Software & herramientas

3.2.1. PVSYST

PVsyst es un software especializado ampliamente reconocido en el ámbito de la energía solar fotovoltaica, utilizado para la configuración, modelado y evaluación de instalaciones solares. Esta herramienta fue creada por el Dr. André Mermoud en el entorno académico de la Universidad de Ginebra [21], y ha experimentado una evolución continua que le ha permitido posicionarse como una referencia en el sector. Su popularidad se debe a la posibilidad de realizar simulaciones completas que integran tanto parámetros técnicos — como el diseño del sistema, la estimación de producción y las pérdidas asociadas— como

variables económicas fundamentales para el análisis de viabilidad. Gracias a ello, se ha convertido en una solución de uso habitual en la etapa de planificación y estudio de proyectos fotovoltaicos, tanto a nivel preliminar como en fases avanzadas de desarrollo.

Principales Funcionalidades

PVsyst ofrece la posibilidad de configurar y analizar sistemas fotovoltaicos en su totalidad, abarcando desde aplicaciones residenciales de pequeña escala hasta grandes plantas conectadas a red. Su entorno de simulación permite incorporar todos los elementos esenciales del sistema, incluyendo módulos solares, inversores, estructuras de soporte, acumuladores de energía y transformadores. Una de sus funcionalidades más relevantes es la estimación precisa de la producción energética en función de múltiples factores técnicos y ambientales, como la radiación solar incidente, las condiciones térmicas del entorno, el ángulo de inclinación y orientación de los módulos, así como las particularidades del emplazamiento seleccionado.

Asimismo, la herramienta posibilita el análisis detallado de aspectos clave como el sobredimensionamiento del generador fotovoltaico, las pérdidas asociadas a sombras, discrepancias eléctricas entre módulos (mismatching), y efectos térmicos sobre el rendimiento. Estas funcionalidades resultan fundamentales para optimizar el diseño del sistema, ya que permiten adaptar la configuración a las condiciones específicas de cada proyecto y así maximizar su generación de energía y eficiencia operativa.

Simulación

El proceso de simulación en **PVsyst** se inicia con la definición de las condiciones del emplazamiento, que incluye la localización geográfica, la caracterización climática y las particularidades del terreno. El software cuenta con una base de datos meteorológica global, que permite al usuario acceder a información climática representativa —ya sea mensual o en formato TMY (Typical Meteorological Year)— para cada ubicación específica. Esto garantiza que las condiciones atmosféricas utilizadas en la simulación sean lo más realistas posible.

Una vez completada esta etapa, se procede al diseño del sistema fotovoltaico. El usuario puede seleccionar módulos e inversores directamente desde la biblioteca integrada de componentes del programa, o bien introducir fichas técnicas personalizadas en caso de trabajar con tecnología no estandarizada. PVsyst ofrece una elevada flexibilidad en la configuración del sistema, permitiendo definir parámetros como la inclinación de los módulos, la disposición de las cadenas (stringing), el número de equipos en serie o paralelo,

así como el espaciado entre filas (pitch), un aspecto clave para minimizar el sombreado y optimizar la captación de radiación.

A continuación, el software realiza una simulación horaria completa a lo largo de un año tipo, generando resultados detallados sobre el comportamiento del sistema. Entre los indicadores obtenidos se incluyen la energía neta producida, el desglose de pérdidas (por sombras, temperatura, orientación, cableado, entre otras) y los principales ratios de rendimiento. Adicionalmente, PVSyst genera informes técnicos exhaustivos que integran gráficos y tablas, proporcionando una base sólida para analizar la viabilidad del diseño, identificar áreas de mejora y respaldar la toma de decisiones en las fases iniciales del proyecto.

3.2.2. Herramienta financiera

Los cálculos financieros desarrollados en este trabajo se han fundamentado en la repetición iterativa de un modelo económico de elaboración propia, aplicado a la totalidad de los escenarios energéticos previamente simulados. Este modelo ha sido diseñado para ofrecer una visión integral de la viabilidad financiera del proyecto, integrando tanto parámetros técnicos como variables económicas y fiscales.

El enfoque metodológico adoptado para su desarrollo se articula en las siguientes etapas:

1. Incorporación de datos de producción energética anual, considerando la degradación del sistema fotovoltaico a largo plazo.
2. Estimación de variables económicas:
 - a. CAPEX (Inversión inicial)
 - i. Se calcula de forma detallada, desglosando el coste total del sistema de generación fotovoltaica
 - b. OPEX (Costes Operativos)
 - i. Incluye los costes anuales de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica
 - c. Costes de reemplazo de componentes
 - i. Se consideran los precios de sustitución
3. Parámetros financieros:
 - a. Estructura de financiación
 - i. Se define el reparto entre deuda y capital propio, considerando la duración del préstamo y el tipo de interés
 - b. Tratamiento fiscal
 - i. Aplicación de un esquema de impuestos coherente con la normativa local, incluyendo deducciones, amortizaciones y pagos periódicos
4. Costes de generación de electricidad
 - a. Cálculo del LCOE como referencia del coste nivelador por MWh producido
5. Estimación de precios de venta de electricidad
6. Cuadro de amortización de la deuda
7. Cálculo de la depreciación del CAPEX según la vida útil técnica de los equipos
8. Flujos de caja netos proyectados a lo largo del horizonte temporal del proyecto

9. Cálculo de los indicadores financieros clave:

- a. IRR
- b. ROE
- c. NPV

4. Emplazamiento

4.1. Localización

La instalación se llevará a cabo al noroeste del municipio de Colmenar Viejo en Madrid.



Figura 9. Mapas localización Colmenar Viejo

Para la delimitación geométrica y la obtención de las coordenadas UTM de la parcela con RC 28045A02500051 se partió del fichero GML descargado de la Sede Electrónica del Catastro. La geometría se procesó en Python para la lectura de posiciones, con el objetivo de construir el polígono y calcular métricas para la transformación cartográfica. Todas las coordenadas se transformaron a ETRS89 / UTM huso 30N con orden de ejes (X=Este, Y=Norte), para generar un polígono que tuviese cálculo de área, perímetro y centroide. Las coordenadas

UTM se encuentran el .csv y la figura siguiente muestra el polígono de la parcela y su centroide:

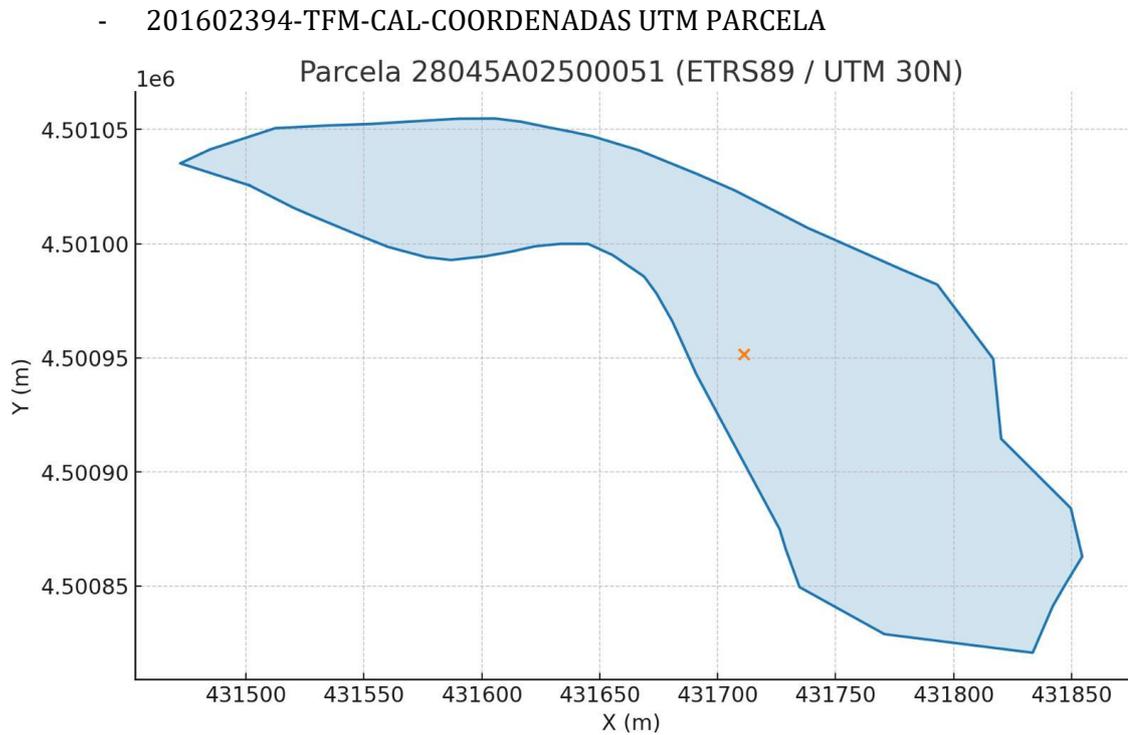


Figura 10. Parcela en coordenadas UTM



Figura 11. Parcela catastral Catastro

Como se puede observar, el polígono generado a partir del archivo catastral para la obtención de las coordenadas UTM coincide en forma y tamaño con aquel del Catastro, indicando que la transformación es correcta. Se procede a la descripción técnica del terreno.

4.1.1. Descripción Técnica

Localización y contexto

- Parcela rústica (formato "A" en la RC) en el polígono 25, zona conocida localmente como Grajal / Navalvillar
- Referencia Catastral 20045A02500051
 - o 20: Madrid
 - o 045: Colmenar Viejo
 - o A: Identificador, formato de cartografía rústica
 - o 025: Polígono
 - o 00051: Parcela
- Está en el entorno norte de Colmenar Viejo, área de dehesa y pastizal cerca del Parque Regional de la Cuenca Alta del Manzanares

Accesos

- Accesos habituales por pistas agroganaderas desde la M-607/M-618 y caminos locales de tierra. Carga pesada posible con acondicionamiento puntual de firmes.

Orografía y relieve

- Suavemente ondulado (campaña granítica). En general, pendientes bajas-medias, aptas para obra civil con correcciones locales de rasante.

Suelo (edafología constructiva)

- Predominio de granitos meteorizados → suelos arenosos-francos, ácidos, con afloramientos y bolos graníticos puntuales. Suele ofrecer drenaje bueno y capacidad portante media; puede requerir mejora en zapatas aisladas allí donde aparezcan suelos muy descompuestos.

Uso/cobertura y vegetación

- Matriz de pastizal natural y matorral con encina dispersa. La maquinaria trabaja bien fuera de épocas de encharcamiento.

Hidrología y servidumbres

- Presencia próxima de arroyos locales que vierten al río Manzanares.

Infraestructura eléctrica cercana (posibles POIs para interconexión)

- Subestación colectora “Tres Cantos” 220/132 kV (REE) ubicada en Colmenar Viejo; obra autorizada/impulsada 2024-2025 para evacuación de renovables. Es la referencia AT más sólida del entorno para proyectos de gran potencia.
- Red de 66 kV de distribución histórica entre Colmenar Viejo y Soto del Real, con actuaciones publicadas (Iberdrola/Comunidad de Madrid). Para conexiones de media-alta (≤ 66 kV) podría ser alternativa si existe capacidad y proximidad.

Áreas protegidas y afecciones ambientales

- Entorno cerca al Parque Regional de la Cuenca Alta del Manzanares y espacios Natura 2000, la Dehesa de Navalvillar está dentro del parque. Cualquier proyecto energético/industrial aquí tiene exigencias ambientales altas.

4.1.2. Horizonte

En el diseño de sistemas fotovoltaicos con seguimiento solar, uno de los factores más relevantes a considerar es el perfil del horizonte del emplazamiento, ya que determina la franja temporal en la que los rayos solares pueden incidir sin obstáculos sobre los módulos. Este aspecto cobra especial relevancia en instalaciones con *trackers*, ya que estos sistemas están diseñados para maximizar la captación solar siguiendo el movimiento del sol desde primeras horas de la mañana hasta el atardecer. Sin embargo, la efectividad de este seguimiento puede verse limitada si existen elementos del entorno —como montañas, colinas o edificaciones— que bloqueen la radiación solar durante ciertas franjas horarias.

Para tener en cuenta este factor, se ha definido el horizonte lejanos del emplazamiento mediante la herramienta de PVsyst, importando automáticamente el perfil de elevación desde PVGIS API en la ubicación exacta del proyecto (Colmenar Viejo, Lat. 40°40'3", Long. -3°47'16", Altitud 880 m). Esta herramienta genera una curva de horizonte realista basada en datos topográficos, asegurando que las simulaciones energéticas reflejen fielmente las condiciones del emplazamiento, especialmente en los periodos de baja altura solar durante los meses de invierno.

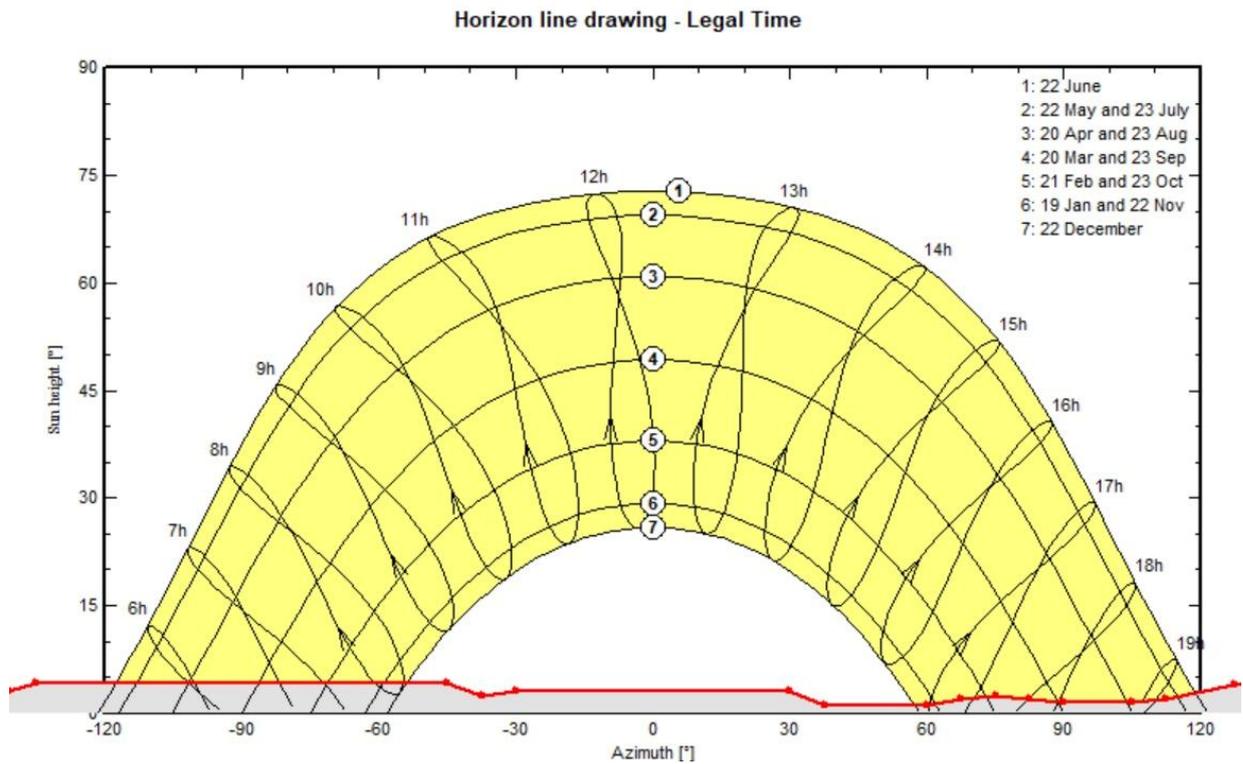


Figura 12 PERFIL DEL HORIZONTE EN COLMENAR VIEJO

La gráfica obtenida muestra una obstrucción leve en los extremos del arco solar (entre -120° y -90° por el este y entre 90° y 120° por el oeste), lo que confirma que el sistema de *trackers* horizontal con seguimiento de un solo eje es adecuado para esta ubicación, ya que las pérdidas por sombras lejanas son mínimas.

5. Modelado energético y análisis técnico de configuraciones fotovoltaicas

El diseño óptimo de una instalación fotovoltaica requiere de una comprensión profunda tanto del recurso solar disponible como del comportamiento de cada componente del sistema bajo distintas configuraciones. Este capítulo presenta la metodología seguida para el análisis técnico del sistema fotovoltaico, estructurada de forma secuencial desde la caracterización del recurso solar hasta la selección final de la configuración óptima del sistema.

5.1. Introducción

El estudio del recurso solar constituye un pilar esencial en la fase de diseño y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, ya que la radiación disponible en el emplazamiento condiciona de forma directa la producción energética y, en consecuencia, la rentabilidad del proyecto. Para caracterizar dicho recurso se emplean principalmente dos magnitudes fundamentales: la Irradiancia Global Horizontal (GHI) y la Irradiancia Difusa Horizontal (DHI).

La Irradiancia Global Horizontal (GHI) se define como el flujo total de radiación solar recibido sobre una superficie horizontal en la superficie. Esta magnitud integra tanto la radiación directa, procedente del sol sin haber experimentado procesos de dispersión, como la radiación difusa, que corresponde a la fracción de energía solar dispersada en la atmósfera por efecto de las nubes, aerosoles y moléculas de aire.

De forma complementaria, la Irradiancia Difusa Horizontal (DHI) representa exclusivamente la componente difusa de la radiación solar. Es decir, se refiere a la radiación que alcanza la superficie tras haber sido dispersada en múltiples direcciones en la atmósfera, excluyendo la contribución directa del sol. El análisis conjunto de ambas magnitudes permite evaluar la calidad del recurso solar, ya que una mayor proporción de radiación directa suele asociarse con mejores condiciones para la conversión fotovoltaica.

La caracterización precisa de estas variables resulta determinante para la estimación de la energía generada por el sistema a lo largo de su vida útil. Asimismo, aporta información sobre la variabilidad estacional y la proporción relativa de radiación directa y difusa, lo que resulta crítico en la elección de configuraciones técnicas.

5.2. Recurso solar

El punto de partida es el análisis comparativo del recurso solar proporcionado por tres bases de datos meteorológicas de referencia: Meteonorm, PVGIS y NASA. Se analizaron dos componentes clave: la irradiancia global y la irradiancia difusa:

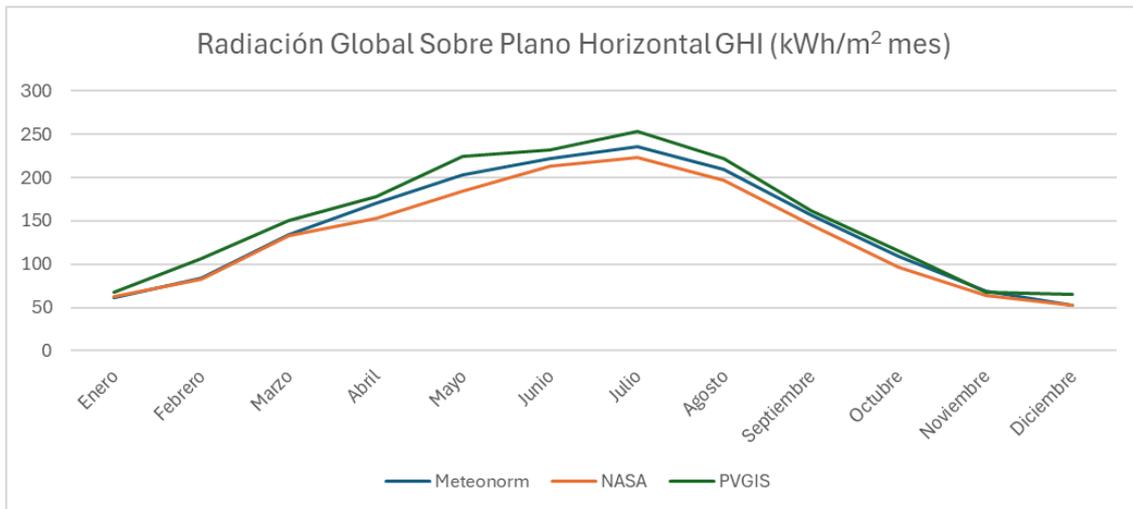


Figura 13. Radiación global sobre el plano horizontal GHI Comparativa BBDD

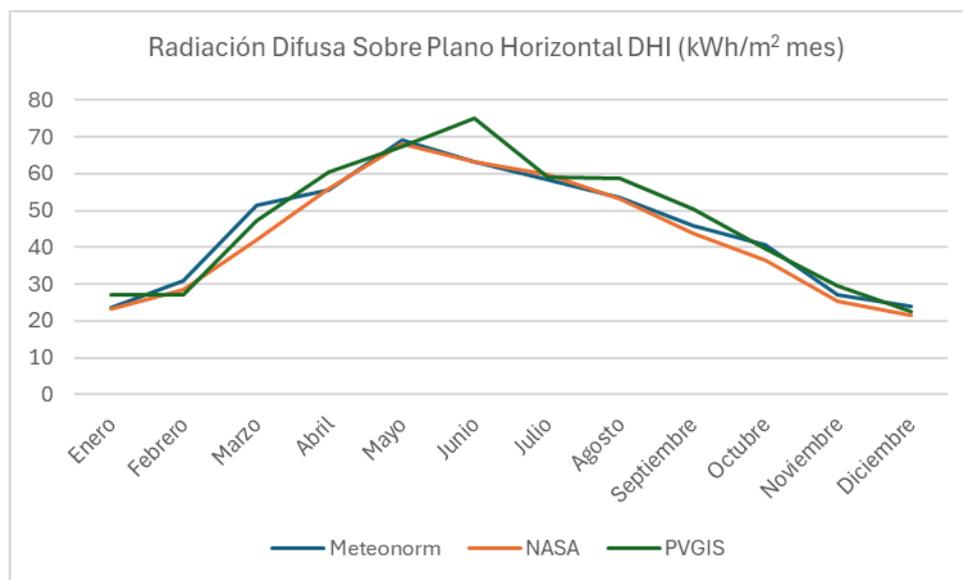


Figura 14. Radiación difusa sobre el plano horizontal DHI Comparativa BBDD

En la serie correspondiente a la irradiancia global, PVGIS tiende a sobreestimar sistemáticamente los valores respecto al resto de fuentes, especialmente en los meses de verano como julio y agosto, donde las diferencias superan los 15 kWh/m² frente a

Meteonorm. Por otro lado, NASA presenta valores más conservadores, pero muestra inconsistencias en meses intermedios como abril y mayo. Meteonorm, en cambio, ofrece una evolución mensual más coherente y suavizada, con una transición progresiva entre estaciones, lo que proporciona una base más estable para la generación del TMY y la posterior simulación energética. Además, los valores de irradiancia difusa en Meteonorm se alinean mejor con las condiciones climáticas locales observados en campañas de medición y con referencias cruzadas de fuentes satelitales. Por ello, se optó por utilizar Meteonorm como fuente principal de datos meteorológicos en este estudio cuyos datos se resumen en la siguiente tabla:

	BBDD: Meteonorm	
	GHI	DHI
Enero	61,4	23,5
Febrero	83,8	30,8
Marzo	134,5	51,5
Abril	170,5	55,7
Mayo	202,9	69
Junio	222,1	63,4
Julio	236	58,3
Agosto	208,9	53,5
Septiembre	156,4	45,9
Octubre	109,2	40,7
Noviembre	68,4	26,9
Diciembre	52,8	24
Totales	1706,9	543,2

Tabla 1. Datos GHI y DHI Meteonorm

A partir de esta selección se generan los archivos .SIT y .MET y se construye un perfil de año meteorológico típico (TMY) ajustado a las coordenadas geográficas del emplazamiento, que servirá como base para todas las simulaciones energéticas.

5.3. Pérdidas del sistema

Definida la planta como una instalación conectada a red, se establece la potencia pico del sistema como parámetro base del diseño. A continuación, se realiza un análisis detallado de todas las pérdidas que pueden impactar el rendimiento del sistema, incluyendo pérdidas

térmicas, óhmicas, calidad del módulo, **pérdidas por ángulo de incidencia** (IAM), degradación por envejecimiento, pérdidas auxiliares y de mantenimiento. Estas pérdidas son modelizadas en PVsyst para obtener una simulación realista de la energía neta disponible.

A continuación, se presentan las principales pérdidas y su correspondiente justificación:

5.3.1. Pérdidas térmicas

Las **pérdidas térmicas** en una instalación fotovoltaica representan la reducción de eficiencia que sufren los módulos solares como consecuencia del aumento de temperatura durante su operación. A mayor temperatura de operación, menor es la eficiencia de conversión del módulo, dado que los semiconductores fotovoltaicos reducen su rendimiento conforme se alejan de las condiciones estándar de medida (STC). En PVsyst, estas pérdidas se modelan a través del llamado *Field Thermal Loss Factor*, que utiliza dos coeficientes: U_c (coeficiente de pérdida térmica constante) y U_v (coeficiente dependiente de la velocidad del viento). En este caso, se ha introducido un valor de $U_c = 29.0 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $U_v = 0.0 \text{ W/m}^2\text{K}\cdot\text{m/s}$.

La opción seleccionada, "*Free mounted modules with air circulation*", es coherente con la tipología del sistema instalado, ya que se trata de una planta con seguidores solares (*trackers*). Este tipo de configuración, al elevar los módulos sobre estructuras móviles individuales, permite una ventilación más eficiente del aire alrededor del panel, reduciendo así el sobrecalentamiento respecto a otras configuraciones más compactas o integradas

5.3.2. Pérdidas óhmicas

Las **pérdidas óhmicas** representan la disipación de energía en forma de calor debido a la resistencia eléctrica de los conductores por los que circula la corriente. En el modelo definido con PVsyst, estas pérdidas se han detallado minuciosamente a lo largo de toda la cadena eléctrica, desde el campo fotovoltaico hasta el punto de conexión con la red.

En primer lugar, el circuito DC se ha modelado con una pérdida global fija del 1% en condiciones STC, correspondiente a una resistencia de $0.1801 \text{ m}\Omega$. Este valor se encuentra dentro de los márgenes típicos para instalaciones con strings largos y agrupaciones elevadas, y refleja correctamente la eficiencia del cableado DC en instalaciones de gran escala.

En el tramo de **corriente alterna entre inversores y transformadores de media tensión**, se ha especificado una longitud de 7.1 metros por inversor, una sección de conductor de 2500 mm² de aluminio y una pérdida del 0.11% a STC. Esta configuración es representativa de plantas a gran escala, donde las distancias entre inversores centrales y centros de transformación son contenidas, y se prioriza el uso de aluminio por su menor coste frente al cobre, pese a su mayor resistividad.

Respecto a la **línea de media tensión**, se ha definido una longitud de 1850 metros entre el transformador de media tensión y el punto de inyección, con una tensión de operación de 20 kV y una sección de 2000 mm², también en aluminio. Las pérdidas en este tramo se han fijado en un 0.50%, valor razonable para distancias medias en plantas distribuidas que evacúan energía en media tensión.

Para el caso de los **transformadores de media tensión**, se ha empleado un modelo genérico con una potencia de referencia de 68.6 MW (Próxima a la potencia pico instalada). Las pérdidas de hierro (sin carga) se han fijado en 121.20 kW (0.18%), y las resistivas (con carga) en 0.91%, lo cual es coherente con transformadores de gran capacidad en funcionamiento continuo.

Finalmente, en el tramo de **alta tensión** hasta el punto de conexión, se ha definido una línea de 13.399 metros a 220 kV con conductores de 120 mm² de aluminio, lo que conlleva una pérdida del 0.50%. El transformador de alta tensión presenta un diseño más detallado, con pérdidas de hierro de 68 kW (0.10%) y pérdidas de cobre de 0.39% a plena carga. Esta configuración ha sido seleccionada para reflejar de forma precisa los niveles de eficiencia típicos de transformadores de gran potencia (>70 MVA), alcanzando una eficiencia global en P_{nom} del 99.46%. Para llegar a las pérdidas de hierro y cobre deseadas (0.10% y 0.40%) se ha establecido una P_{nominal} de transformador calculada dividiendo la P_{instalacion} /cos (phi) con un valor de phi = 0.9.

En conjunto, el modelo de pérdidas óhmicas empleado garantiza una representación realista del comportamiento eléctrico de la planta, con un equilibrio adecuado entre precisión técnica y simplicidad computacional, y permite simular con fiabilidad el rendimiento energético neto inyectado a la red.

5.3.3. Pérdidas asociadas a calidad de módulo

Las **pérdidas asociadas a la calidad del módulo** y a los desajustes eléctricos entre ellos constituyen una categoría crítica en la modelización de una planta fotovoltaica, ya que impactan directamente en la eficiencia de conversión y en la operación en el punto de máxima potencia (MPP).

En primer lugar, se ha introducido un valor negativo del -0.30% en la pérdida por eficiencia del módulo, lo cual representa una ligera 'overperformance'. Esta decisión se basa en la experiencia empírica con ciertos fabricantes premium, donde los módulos presentan rendimientos reales ligeramente superiores a los especificados en las fichas técnicas bajo condiciones STC. Esta sobreproducción puede deberse a un sesgo conservador en el etiquetado del fabricante, lo cual es común en grandes proyectos.

En segundo lugar, se ha definido un factor de pérdida por degradación inducida por luz (LID) del 1.5%, un valor típico para módulos de silicio cristalino estándar. Este fenómeno, conocido como 'Light Induced Degradation', ocurre durante las primeras horas de exposición solar debido a la recombinación de defectos en la red de silicio, y representa una pérdida inicial e irreversible de potencia. El 1.5% es un valor conservador pero realista, alineado con la literatura técnica y las hojas de especificaciones de módulos convencionales tipo PERC.

Por último, se ha aplicado una **pérdida del 2.0% por desajuste entre módulos** que representa las variaciones naturales en potencia, corriente y tensión entre los diferentes módulos conectados en un mismo string. Estas diferencias pueden deberse a tolerancias de fabricación, suciedad no uniforme o degradaciones diferenciales, y son especialmente relevantes en instalaciones de gran escala donde el número de módulos conectados en serie y paralelo es muy elevado. El valor del 2% refleja un escenario realista para instalaciones industriales que, si bien cuentan con un diseño cuidado, no implementan técnicas como optimizadores por string.

En definitiva, estos valores permiten simular con precisión las pérdidas inherentes a la variabilidad del componente fotovoltaico, ofreciendo una estimación robusta del rendimiento energético efectivo del sistema.

5.3.4. Pérdida por suciedad (Soiling Loss)

Las **pérdidas por suciedad** hacen referencia a la disminución en la captación de radiación solar causada por la acumulación de polvo, polen, materia orgánica u otras partículas sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos. Esta pérdida, aunque variable en función de la ubicación geográfica y las condiciones ambientales, puede tener un impacto significativo en el rendimiento anual si no se gestiona adecuadamente.

En este proyecto se ha considerado un factor de pérdida anual por suciedad del 2.0%, un valor prudente y realista para instalaciones ubicadas en entornos semiáridos o rurales del interior peninsular español, donde las lluvias ocasionales contribuyen de forma natural a la limpieza parcial de los módulos. Este valor permite contemplar de forma homogénea el impacto de la suciedad sin requerir una definición mensual más compleja.

Además, el mantenimiento asociado a la limpieza de grandes instalaciones fotovoltaicas representa un coste operativo relevante. La limpieza mecánica o manual de miles de módulos puede resultar extremadamente costosa, especialmente cuando se requiere el uso de equipos especializados o agua desmineralizada para evitar residuos. Por este motivo, se opta habitualmente por mantener un nivel moderado de suciedad asumida en el modelo, en lugar de realizar limpiezas muy frecuentes cuya rentabilidad marginal suele ser limitada. El 2% representa un buen compromiso entre la pérdida aceptada y los costes de operación y mantenimiento derivados de la limpieza periódica de la planta.

5.3.5. Pérdidas por ángulo de incidencia

Las **pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)** reflejan la reducción de la irradiancia efectiva que llega a las celdas fotovoltaicas cuando los rayos solares inciden sobre el módulo con ángulos elevados respecto a la normal. Estas pérdidas son especialmente relevantes en sistemas con seguimiento solar (trackers), ya que, a pesar del seguimiento, siguen existiendo periodos al inicio y al final del día en los que los ángulos de incidencia son altos.

En este proyecto se ha optado por no utilizar la definición del módulo PV integrada en la base de datos de PVsyst, y en su lugar se ha seleccionado el modelo óptico basado en Fresnel con recubrimiento antirreflectante (AR Coating).

El modelo Fresnel con recubrimiento AR incorpora de forma explícita el índice de refracción del vidrio frontal ($n=1.526$) y del recubrimiento antirreflectante ($n=1.290$), lo cual permite simular de manera más rigurosa el comportamiento óptico del módulo frente a variaciones

angulares. Además, este modelo ha sido validado experimentalmente en múltiples estudios y se alinea con la configuración habitual de los módulos comerciales modernos, que suelen incorporar recubrimientos AR para mitigar precisamente estas pérdidas.

El perfil de pérdidas mostrado en la simulación confirma una caída suave de la eficiencia óptica hasta los 60–70°, y una caída brusca más allá de los 75°. Esta elección, por tanto, permite asegurar que las pérdidas por IAM no están ni subestimadas ni sobreestimadas, y que se adaptan a las propiedades ópticas reales del módulo utilizado en campo.

5.3.6. Pérdidas auxiliares

Las **pérdidas auxiliares** representan el consumo energético interno de la planta asociado a equipos que no forman parte directamente del proceso de conversión fotovoltaica, pero que son necesarios para su funcionamiento diario. Esto incluye ventiladores de refrigeración, sistemas de monitorización, comunicaciones, seguridad, e incluso elementos de control electrónico o aire acondicionado en los centros de transformación.

En esta simulación se ha activado la opción '*Auxiliaries consumption defined*' y se ha configurado una pérdida proporcional de 3.0 W/kW al inversor durante las horas de operación diurna. Esta elección responde a una práctica habitual en plantas de gran escala, donde los consumos auxiliares suelen depender del tamaño del sistema y del régimen de funcionamiento de los equipos.

El valor de 3 W/kW se encuentra dentro del rango recomendado por PVsyst (normalmente entre 2 y 5 W/kW) y permite reflejar de forma razonable un consumo auxiliar moderado sin recurrir a configuraciones más complejas como los umbrales de activación o consumos constantes. Esta aproximación evita subestimar el impacto de estos elementos, que si bien no son los principales responsables de pérdidas energéticas, sí reducen ligeramente la energía neta inyectada a la red.

Por otro lado, se han dejado sin configurar los consumos auxiliares nocturnos, al considerar que los sistemas están apagados o en reposo durante las horas sin producción, y que los inversores modernos minimizan su consumo en ausencia de irradiancia. Esta simplificación es válida y habitual cuando no se dispone de un perfil detallado de consumos nocturnos por parte del fabricante.

5.3.7. Aging

La **degradación de los módulos fotovoltaicos** a lo largo del tiempo es un fenómeno inherente a la tecnología solar y debe ser cuidadosamente modelado para estimar con realismo la producción energética en el largo plazo. En esta simulación se ha activado la opción *Uses in simulation*, permitiendo considerar pérdidas asociadas al envejecimiento desde el primer año.

Se ha establecido un **factor medio de degradación anual de 0.40%/año**, valor que se encuentra en línea con los datos típicos ofrecidos por los fabricantes para módulos de silicio monocristalino tipo PERC. Este valor representa una expectativa prudente a lo largo de los 25-30 años de vida útil del sistema, y está respaldado por estudios de campo y garantías de producto que suelen establecer valores entre 0.3% y 0.6% anual como referencia comercial.

En cuanto a la contribución de las corrientes (I_{mp}) y tensiones (V_{mp}) al proceso de degradación, se ha asumido una división de 80% I_{mp} y 20% V_{mp} . Esta distribución refleja la realidad observada en sistemas reales, donde la pérdida de corriente (relacionada con el oscurecimiento de la célula, la delaminación o la degradación de contacto) suele ser más significativa que la pérdida de voltaje, que tiende a ser más estable a lo largo del tiempo. Esta elección mejora la precisión de la estimación del punto de máxima potencia (MPP) del sistema degradado.

Por otro lado, tanto la dispersión RMS de I_{mp} como de V_{mp} se han fijado en 0.00%, lo que implica que no se ha modelado un incremento del mismatch entre módulos con el tiempo. Esta simplificación es válida cuando se parte de una instalación bien balanceada y se estima que el mantenimiento adecuado minimizará la divergencia entre módulos a lo largo de su vida útil.

En resumen, los parámetros introducidos permiten simular con realismo el efecto acumulado del envejecimiento de los módulos sobre el rendimiento energético de la planta, sin incurrir en sobreestimaciones ni suposiciones conservadoras excesivas que distorsionen los resultados económicos.

5.3.8. Pérdidas por mantenimiento

En la sección de **pérdidas por mantenimiento** del simulador PVsyst no se ha configurado explícitamente ninguna pérdida por indisponibilidad del sistema, manteniéndose los valores en 0% y 0.00 días/año. Esta decisión se debe a que las pérdidas por paradas del

sistema (ya sean programadas o imprevistas) no se han querido integrar en la simulación energética inicial para no tener que introducir los días y horas en las que se realizaran, ya que se desconoce.

Sin embargo, es importante destacar que estas pérdidas no han sido ignoradas en la evaluación global del proyecto. Una vez identificada la configuración técnica óptima a partir de las simulaciones energéticas, se ha incorporado de forma exógena una penalización fija del 2% sobre la energía neta producida durante los 30 años de vida útil del sistema, con el objetivo de reflejar de forma realista la disponibilidad operativa del sistema. Este valor se ajusta a estándares de la industria para plantas bien mantenidas, y contempla tanto tareas de mantenimiento preventivo como posibles paradas correctivas, meteorología extrema o fallos técnicos puntuales.

A continuación, se resumen los valores de las pérdidas consideradas en las simulaciones energéticas:

Perdidas del Sistema	
Nombre	Valor
Pérdidas Térmicas	
Coef. pérdida térmica	$U_c = 29 \text{ W/m}^2\text{K}$
Coef. viento	$U_v = 0$
Pérdidas Óhmicas	
Circuito DC Pérdida Global	1.00%
Resistencia DC	0.1801 mΩ
Pérdida AC a STC	0.11%
Pérdida Línea MT	0.50%
Pérdida Trafo MT (Sin carga)	0.18%
Pérdida Trafo MT (Con carga)	0.91%
Pérdida Línea AT	0.5%
Pérdida Trafo AT (Sin carga)	0.10%
Pérdida Trafo AT (Con carga)	0.39%
Pérdidas Módulo	
Pérdida Eficiencia Módulo	-0.30%
Degradación inducida luz	1.50%
Pérdida desajuste módulos	2.00%
Pérdidas Suciedad	
Pérdida Anual por suciedad	2.00%
Pérdidas Ángulo Incidencia	
Modelo óptico Fresnel	
Pérdidas Auxiliares	
Pérdida inversor	3.00 W/kW
Aging	
Degradación Anual	0.40%
Mantenimiento	
Penalización Prod Anual	2%

Tabla 2. Resumen Pérdidas Sistema

5.4. Ratio DC/AC

Una vez cuantificadas y justificadas todas las pérdidas que afectan al rendimiento energético de la instalación, el siguiente paso en el diseño del sistema consiste en definir el ratio óptimo entre la potencia pico instalada en DC y la potencia nominal de inversores en AC (DC/AC). Este análisis es fundamental para dimensionar correctamente la relación entre el generador fotovoltaico y la capacidad de conversión, maximizando la producción sin incurrir en pérdidas excesivas por clipping en los inversores.

En esta etapa, se asume que todos los módulos fotovoltaicos seleccionados serán de tipo bifacial, lo cual permitirá aprovechar la irradiación reflejada sobre el terreno y aumentar así la captación energética global. Para poder estudiar el efecto del ratio DC/AC, se selecciona una combinación concreta de panel e inversor como base, y se analizan distintas alternativas variando el número de inversores, manteniendo constante la potencia pico (DC).

Numero de Inversores (Ratio AC/DC)							
Alternativa/ Variante	Numero Inv	Ratio Pp/Pn	Pp (MWp)	Pn (MW)	Año 1 Energía (MWh/año)	Perd Ef Inv (%)	Perdidas Inv encima Pn (%)
BASE	17	1,03	69,99	68	136344	1,6%	0,0%
1	16	1,09	69,99	64	136251	1,6%	0,1%
2	15	1,17	69,99	60	135627	1,7%	0,5%
3	14	1,25	69,99	56	133772	1,7%	1,9%

Tabla 3. Optimización del ratio DC/AC

La tabla 1 resume los resultados de este análisis. Se observa que, a medida que disminuye el número de inversores y aumenta el ratio Pp/Pn, también lo hacen las pérdidas por clipping (energía generada que no puede ser convertida por el inversor por superar su potencia nominal). En concreto, a partir de un ratio DC/AC de 1.17, las pérdidas por clipping siguen por debajo del umbral de 1%, que se considera límite aceptable en este proyecto. Por encima de este valor, como ocurre en la variante 3 (1.25), las pérdidas por sobrecarga del inversor se incrementan hasta el 1.9%, lo que empieza a penalizar significativamente la producción neta.

Por ello, se selecciona como configuración óptima de partida la alternativa 2, con un ratio DC/AC de 1.17, que representa el equilibrio entre la eficiencia del sistema y aprovechamiento económico del inversor. Esta configuración será utilizada como base para el siguiente paso del proceso: la iteración sistemática de distintos módulos, inversores, pitch

y sistemas de seguimiento (trackers) para identificar la arquitectura técnica óptima del proyecto.

5.5. Seguidores (trackers)

ALTERNATIVAS PITCH (Disposición 2V)							
Alternativa	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Sombras Cercanas (%)	GCR (%)	Superficie Paneles (m2)	Superficie Planta (m2)
2-2V	12	1,17	135627	1,70%	38,10%	325792	854350

Tabla 4. Alternativa tracker disposición 2V

ALTERNATIVAS PITCH (Disposición 1V)							
Alternativa	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Sombras Cercanas (%)	GCR (%)	Superficie Paneles (m2)	Superficie Planta (m2)
2-1V	6	1,17	135727	1,70%	38,00%	325792	858100

Tabla 5. Alternativa tracker disposición 1V

Una vez definido el ratio DC/AC óptimo, se procede al análisis del sistema de seguimiento solar más adecuado. En esta etapa se comparan dos configuraciones posibles: *trackers 2V* (dos módulos en vertical) frente a *trackers 1V* (uno en vertical). Ambas opciones ofrecen rendimientos energéticos prácticamente equivalentes, con una ligera ventaja para la alternativa 1V (135.727 MWh/año frente a 135.627 MWh/año en 2V), diferencia inferior al 0.1% y, por tanto, energéticamente irrelevante.

Como consecuencia, la decisión reside en la oferta económica y al no tener contacto con proveedores específicos, se decide utilizar trackers con dos módulos en vertical para todas las simulaciones de pitch, paneles e inversores.

5.5.1. Valores típicos para trackers 2V

En el modelado de sistemas fotovoltaicos con *trackers*, una de las tareas más importantes es definir correctamente la geometría de cada seguidor solar. Para ello, se utiliza habitualmente la opción de configuración *por módulos*, donde el usuario define cuántos módulos hay en cada eje de la estructura. Es esencial indicar que, en configuraciones 2V (dos módulos en vertical), se deben especificar dos módulos en el eje X, ya que esta elección condiciona directamente la altura de la estructura, el comportamiento óptico del sistema y su interacción con el viento.

Otro parámetro clave en el diseño es el pitch (distancia entre filas de trackers en dirección este-oeste). En instalaciones a gran escala con seguimiento horizontal, el pitch habitual

oscila entre 10 y 12 metros, dependiendo del tamaño del módulo, la inclinación solar y las restricciones del terreno. Un pitch demasiado reducido puede aumentar las pérdidas por sombreado mutuo, mientras que un pitch excesivo reduce la densidad de potencia instalada y encarece el coste por megavatio.

Además, en la simulación es fundamental que la superficie total ocupada por los módulos coincida con la superficie requerida por el diseño. Para lograrlo, es habitual ajustar iterativamente el número total de trackers y el número de módulos por tracker en el eje longitudinal (Y). Este ajuste permite mantener constante la potencia pico objetivo, optimizar el uso del terreno disponible y garantizar que el diseño simulado sea físicamente implantable.

6. Planta fotovoltaica

6.1. Funcionamiento y conexión eléctrica

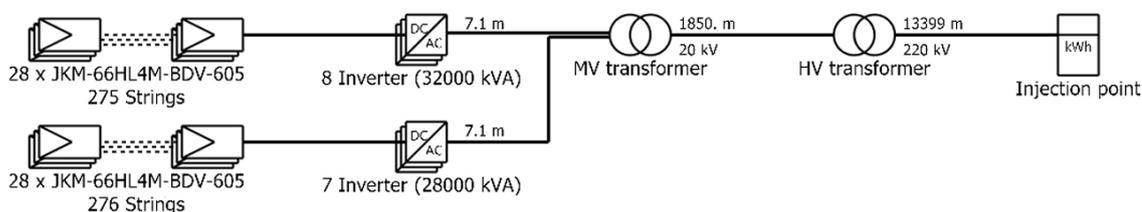


Figura 15. Unifilar resumen de la instalación

El siguiente diagrama unifilar representa la arquitectura eléctrica de evacuación de la planta fotovoltaica desde el campo generador hasta el punto de conexión a red, incluyendo los principales elementos de conversión y transformación.

6.1.1. Campo fotovoltaico y estructura de strings

El sistema cuenta con dos agrupaciones simétricas de módulos fotovoltaicos Jinko *JKM-66HL4M-BDV-605* dispuestos en strings de 28 módulos en serie. Cada bloque da lugar a aproximadamente 275–276 strings, configurados para alimentar a cada conjunto de inversores. La elección de 28 módulos por string responde a una optimización de tensión de entrada al inversor y limitaciones de V_{oc} para evitar sobredimensionamiento en invierno.

6.1.2. Inversores

Cada bloque se conecta a un grupo de inversores centrales:

- El primer bloque dispone de 8 inversores, con una potencia total de 32.000 kVA.
- El segundo bloque dispone de 7 inversores, con una potencia total de 28.000 kVA.

La potencia total instalada en inversores es de 60.000 kVA, en línea con una potencia pico (DC) de 69.99 MWp y un ratio DC/AC de 1.17, como se justificó anteriormente. Esta relación ha sido seleccionada cuidadosamente para maximizar la producción minimizando pérdidas por clipping (<1%).

6.1.3. Longitudes y cableado de media tensión (MT)

Desde cada inversor se tiende un cableado en corriente alterna hasta el transformador de media tensión (MT). La distancia definida en el modelo es de 7.1 metros por inversor, una longitud razonable teniendo en cuenta que los inversores están agrupados en una Power Station próxima al transformador.

El tramo de MT desde el transformador al punto de acoplamiento se extiende 1.850 metros, con una tensión de operación de 20 kV. Esta distancia puede corresponder al trayecto entre la Power Station y un centro de seccionamiento o subestación intermedia. La sección del cable de 2000 mm² de aluminio permite contener las pérdidas en torno al 0.5%, dentro de los valores habituales en diseño.

6.1.4. Transformadores

Transformador de MT: Se ha modelado un transformador para todo el sistema, con pérdidas estimadas de:

- 0.18% en hierro (pérdidas en vacío)
- 0.91% en cobre (pérdidas en carga)

Transformador de AT: A la salida del transformador de media tensión, la energía se eleva a 220 kV para su transporte en alta tensión, mediante un transformador de 78 MVA con una eficiencia del 99.46% y pérdidas totales del 0.54%. La modelización incluye tanto pérdidas en vacío como en carga, separadas para permitir el cálculo preciso del rendimiento anual.

6.1.5. Línea de alta tensión

La línea de evacuación hasta el punto de inyección tiene una longitud de 13.399 metros (13,4 km), lo que implica un recorrido largo típico en proyectos utility-scale conectados a subestaciones distantes. La línea opera a 220 kV con un cable de 120 mm² de aluminio, resultando en unas pérdidas del 0.5%, aceptables considerando la tensión elevada y longitud del tramo.

Este tipo de evacuación en AT es coherente con el nivel de potencia del proyecto (cercano a 70 MWp)

6.2. Potencia de la planta

La definición de potencia instalada ha sido actualizada por el Real Decreto 1183/2020 [2], relativo al Acceso y Conexión, que modifica el artículo 3.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Este último regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos (en adelante, "RD 413/2014"). Según esta actualización, la potencia instalada en instalaciones fotovoltaicas se define como la menor de las dos siguientes:

- La suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que constituyen la instalación, medidas en condiciones estándar conforme a la norma UNE aplicable.
- La potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que componen la instalación.

Dado que, como se menciona en el *apartado 8.3 RATIO DC/AC* el campo solar habitualmente tiene una potencia nominal superior a la del inversor al que está conectado, en el contexto del presente proyecto, la potencia instalada se corresponderá con la suma de las potencias nominales de los inversores.

Esta definición tiene importantes implicaciones en el diseño y dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas, especialmente en lo que respecta a la capacidad de generación y a la conexión con la red eléctrica. El hecho de que la potencia instalada se determine en función de la menor de las dos medidas mencionadas tiene como objetivo evitar sobrecargas en la red eléctrica y asegurar que la generación de energía sea coherente con la capacidad de transformación y distribución del sistema. Además, esto refuerza la necesidad de un diseño equilibrado entre el campo solar y los inversores, para optimizar tanto el rendimiento energético como la compatibilidad con la normativa vigente.

En el marco de este proyecto, el cálculo de la potencia instalada basado en la suma de las potencias de los inversores no solo es un requisito normativo, sino que también se alinea con la estrategia de sobredimensionamiento del campo solar, garantizando así que la instalación opere de manera eficiente y conforme a las regulaciones aplicables. Esta consideración es crucial para la viabilidad técnica y económica del proyecto, asegurando que la instalación no solo cumpla con los requisitos legales, sino que también maximice su rendimiento en un contexto de operación real.

6.3. Equipos del proyecto simulados

6.3.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo utilizado para todos los escenarios energéticos simulados es el siguiente:

- Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial
- Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex
- Jinko JKM-66HL4M-BDV-605
- Ja Solar – JAM72-D30-525-MB

Si se desea acceder a los datos de la ficha técnica, se encuentran en los documentos anexados del proyecto bajo el nombre:

- 201602394-TFM-ZIP -FICHAS TECNICAS MODULOS

Aun así, a continuación, se resumen sus características principales y sus curvas características:

- **Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial**

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia Max	W	555
Voltaje en circuito abierto	V	49.95
Voltaje a potencia máxima	V	42.10
Corriente de cortocircuito	A	14.05
Corriente a potencia máxima	A	13.19
Eficiencia del modulo	[-]	23.3

Tabla 6. Parámetros modulo fotovoltaico Longi

- **Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex**

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia Max	W	650
Voltaje en circuito abierto	V	45.50
Voltaje a potencia máxima	V	37.79
Corriente de cortocircuito	A	18.35
Corriente a potencia máxima	A	17.27
Eficiencia del modulo	[-]	22.37

Tabla 7. Parámetros modulo fotovoltaico Trina

- **Jinko JKM-66HL4M-BDV-605**

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia Max	W	605
Voltaje en circuito abierto	V	48.48
Voltaje a potencia máxima	V	40.31
Corriente de cortocircuito	A	15.9
Corriente a potencia máxima	A	15.01
Eficiencia del modulo	[-]	23.99

Tabla 8. Parámetros modulo fotovoltaico Jinko

- **Ja Solar - JAM72-D30-525-MB**

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia Max	W	525
Voltaje en circuito abierto	V	49.15
Voltaje a potencia máxima	V	41.15
Corriente de cortocircuito	A	13.65
Corriente a potencia máxima	A	12.76
Eficiencia del modulo	[-]	22.03

Tabla 9. Parámetros modulo fotovoltaico Ja solar

6.3.2. Inversores

Los inversores utilizados para todos los escenarios energéticos simulados es el siguiente:

- SMA-Sunny Central 4000 UP
- Siemens - Sinacon PV2500

Si se desea acceder a los datos de la ficha técnica, se encuentran en los documentos anexados del proyecto bajo el nombre:

- 201602394-TFM-ZIP -FICHAS TECNICAS INVERSORES

A continuación, se resumen sus características principales y sus curvas características:

- **SMA-Sunny Central 4000 UP**

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia a 45 grados	KVA	4000
# MPPT	Ud	1
Voltaje min MPPT	V	880
Voltaje max MPPT	V	1325
# entradas DC	Uds	32
Voltaje de salida	V	600
Intensidad de salida a 25 grados celsius	A	3850
Frecuencia	Hz	50
Eficiencia Máxima	%	98.79

Tabla 10. Parámetros inversor SMA

- **Siemens - Sinacon PV2500**

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia a 45 grados	KVA	2500
# MPPT	Ud	1
Voltaje min MPPT	V	1006
Voltaje max MPPT	V	1500
# entradas DC	Uds	16
Voltaje de salida	V	690
Intensidad de salida a 25 grados celsius	A	2100
Frecuencia	Hz	50
Eficiencia Máxima	%	98.95

Tabla 11. Parámetros inversor Siemens

7. Definición escenario energético

En el desarrollo de este trabajo, se han configurado 16 escenarios energéticos diferentes para evaluar el rendimiento de una instalación fotovoltaica bajo distintas condiciones y configuraciones. Cada simulación se define por un conjunto de variables de entrada que influyen directamente en la producción energética y, por ende, en la viabilidad del proyecto. A continuación, se detallan las principales variables de entrada consideradas.

7.1. Inputs

Como bien se ha mencionado previamente, se definen una serie de escenarios con el objetivo de simular las características energéticas de cada uno. En la siguiente tabla se resumen los escenarios y sus inputs más destacables previo a su procesado por PVsyst.

INPUTS SIMULACIONES				
Alternativa	Pitch [m]	Ratio Pp/Pn	Panel	Inversor
1	12	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	SMA-Sunny Central 4000 UP
2	11	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	SMA-Sunny Central 4000 UP
3	10	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	SMA-Sunny Central 4000 UP
4	12	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	SMA-Sunny Central 4000 UP
5	11	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	SMA-Sunny Central 4000 UP
6	10	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	SMA-Sunny Central 4000 UP
7	12	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP
8	11	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP
9	10	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP
10	12	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	SMA-Sunny Central 4000 UP
11	11	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	SMA-Sunny Central 4000 UP
12	10	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	SMA-Sunny Central 4000 UP
13	12	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	Siemens - Sinacon PV2500
14	12	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	Siemens - Sinacon PV2500
15	12	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	Siemens - Sinacon PV2500
16	12	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	Siemens - Sinacon PV2500

Tabla 12. Inputs escenarios energéticos

La tabla anterior recoge las combinaciones de simulación realizadas para evaluar el impacto del tipo de panel, el modelo de inversor y el pitch en el rendimiento energético del sistema. Todas las simulaciones se han realizado con un ratio DC/AC constante de 1,17, previamente optimizado, lo que permite centrar el análisis en el impacto aislado de las otras variables.

7.1.1. Módulos fotovoltaicos

Cada panel se ha simulado en tres configuraciones de pitch distintas (12, 11 y 10 metros), permitiendo observar cómo afecta la densidad de implantación y el GCR (Ground Coverage Ratio) al rendimiento neto del sistema. Esta decisión de variar el pitch por panel tiene por objetivo capturar los efectos de sombras cercanas y pérdidas por espacio disponible, dado que en proyectos reales el layout puede condicionar la elección tecnológica.

7.1.2. Inversores

Todos los paneles se han evaluado inicialmente con los inversores de SMA, realizando el análisis completo en las tres configuraciones de pitch mencionadas. Sin embargo, al cambiar a los inversores Siemens, se ha optado por simular únicamente con un pitch de 12 metros, es decir, la configuración de mayor separación entre filas y menor densidad.

Esta decisión se justifica por dos razones principales:

1. No existe limitación de área en el diseño, por lo que no es necesario reducir el pitch para alcanzar la potencia deseada. Esto permite trabajar con la configuración más favorable desde el punto de vista energético.
2. El análisis de sensibilidad previo sobre el pitch ya había identificado que los rendimientos aumentan con pitch más amplio, ya que las pérdidas por sombreados y mismatches se reducen. Por tanto, no resulta necesario repetir ese análisis con otro fabricante de inversor.

Como resultado, las simulaciones con inversores Siemens muestran valores energéticos más altos, al combinar una menor densidad (pitch 12 m) con electrónica de potencia distinta, optimizada para condiciones sin restricciones de terreno. Esta estrategia metodológica permite identificar las combinaciones más eficientes y relevantes sin duplicar simulaciones innecesarias.

7.2. Distribución de módulos por string

La elección del número de módulos por string es un paso clave en el diseño de cualquier planta fotovoltaica, ya que debe asegurar que la tensión total del string se mantenga dentro del rango operativo permitido por el inversor, tanto en condiciones normales como extremas (bajas temperaturas o alta irradiancia). El objetivo es maximizar la energía

capturada sin comprometer la seguridad ni el rendimiento del sistema para una planta fotovoltaica que se estima para un POI de 70 MW.

En este estudio se han analizado cuatro tecnologías diferentes de módulos bifaciales, con potencias unitarias que oscilan entre 525 Wp y 650 Wp. En función de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}), se ha definido una configuración específica de módulos por string que cumpla con los siguientes criterios:

1. No superar el voltaje máximo de entrada permitido por el inversor en ningún momento
2. Permanecer dentro del rango de tensión MPPT del inversor durante la mayor parte del día.
3. Ajustar la corriente generada por el string a los límites nominales del inversor, especialmente en configuraciones con alta irradiancia o temperatura baja.

Estas configuraciones han sido validadas con las especificaciones eléctricas de cada módulo y los rangos de operación de los inversores utilizados (SMA Sunny Central 4000 UP y Siemens Sinacon PV2500)

7.3. Escenarios energéticos para la configuración técnica seleccionada

7.3.1. Configuración técnica seleccionada

La configuración técnica elegida es la siguiente:

SOLUCION TÉCNICA ELEGIDA	
Panel	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605
Inversor	SMA-Sunny Central 4000 UP
Seguidor	2 V Soltec
Potencia Nom (MW)	60
Potencia Pico (MWp)	70
Ratio (DC/AC)	1,17
# Paneles	115696
# Paneles/string	28
# String	4132
# Inversores	15
Pitch (Distancia entre seguidores) (m2)	12
Energía Año 1 (MWh/año)	136065

Tabla 13. Configuración técnica elegida

7.3.2. Justificación

A continuación, se muestran los resultados de las 16 simulaciones y la configuración elegida:

SIMULACIONES						
ternativa	Pitch [m]	Ratio Pp/Pn	Panel	Inversor	Año 1 Energía (MWh/año)	Superficie Planta (m2)
1	12	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	SMA-Sunny Central 4000 UP	135627	854350
2	11	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	SMA-Sunny Central 4000 UP	133736	783154
3	10	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	SMA-Sunny Central 4000 UP	131400	711958
4	12	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	SMA-Sunny Central 4000 UP	135080	838481
5	11	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	SMA-Sunny Central 4000 UP	133048	768608
6	10	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	SMA-Sunny Central 4000 UP	130595	698735
7	12	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP	136065	783905
8	11	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP	134000	718579
9	10	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP	131515	653254
10	12	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	SMA-Sunny Central 4000 UP	135753	903185
11	11	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	SMA-Sunny Central 4000 UP	133876	827920
12	10	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	SMA-Sunny Central 4000 UP	131552	752654
13	12	1,17	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	Siemens - Sinacon PV2500	136258	854350
14	12	1,17	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	Siemens - Sinacon PV2500	135518	838481
15	12	1,17	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	Siemens - Sinacon PV2500	136604	783905
16	12	1,17	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	Siemens - Sinacon PV2500	132384	903185

Tabla 14. Configuración técnica elegida en simulación técnica

Pitch: 12 metros

Se ha optado por un pitch de 12 m por ser el que ofrece el mejor compromiso entre producción energética y cero limitación en terreno. Como se observa en las simulaciones realizadas, al aumentar el pitch se reducen significativamente las pérdidas por sombras cercanas, lo que permite mantener un GCR contenido ($\approx 39.9\%$) y optimizar el rendimiento energético por metro cuadrado. En ausencia de limitaciones de espacio, este pitch maximiza la producción anual frente a configuraciones más densas.

Tracker: configuración 2V

ALTERNATIVAS PITCH (Disposición 1V)							
Alternativa	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Sombras Cercanas (%)	GCR (%)	Superficie Paneles (m2)	Superficie Planta (m2)
2 -1V	6	1,17	135727	1,70%	38,00%	325792	858100

Tabla 15. Configuración tracker 1V

ALTERNATIVAS PITCH (Disposición 2V)							
Alternativa	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Sombras Cercanas (%)	GCR (%)	Superficie Paneles (m2)	Superficie Planta (m2)
2-2V	12	1,17	135627	1,70%	38,10%	325792	854350

Tabla 16. Configuración técnica elegida

El uso de seguidores solares de doble fila (2V) frente a configuraciones monofila (1V) ha demostrado ser muy similar en cuanto a producción energética y superficie de la planta. La elección quedaría sujeta de la oferta económica, y como consecuencia se elige simular con seguidores de doble fila por la poca relevancia de elegir uno frente a otro.

Panel: Jinko JKM-66HL4M-BDV-605

Optimización Panel										
Alternativa Panel	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MWp)	Panel	Wp per Panel	Paneles / string	#strings	#paneles
1	12	1,17	135627	60	69,99	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	555	27	4671	126117
2	12	1,17	135080	60	70,01	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	650	30	3590	107700
3	12	1,17	136065	60	70,00	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	605	28	4132	115696
4	12	1,17	135753	60	70,00	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	525	27	4938	133326

Tabla 17. Módulo elegido en simulación

La elección del módulo Jinko de 605 Wp responde a su excelente relación entre potencia, eficiencia y compatibilidad eléctrica con los inversores utilizados. Este módulo permite una configuración de 28 paneles por string sin comprometer los márgenes de tensión en condiciones extremas, maximizando la energía capturada por string. Además, su disponibilidad comercial y fiabilidad técnica lo convierten en una opción robusta para instalaciones de gran escala. Sin embargo, como se puede observar, la diferencia en producción energética frente a los otros módulos es mínima, lo cual no es de extrañar ya que las cuatro marcas pertenecen a la lista de TIER 1.

Inversor: SMA Sunny Central 4000 UP:

Se ha seleccionado este modelo de inversor central por su alta potencia nominal (4000 kW), eficiencia superior al 98% y compatibilidad con arquitecturas centralizadas de media tensión. La configuración final utiliza 15 inversores para alcanzar la potencia nominal de 60 MW, lo que permite minimizar la cantidad de equipos auxiliares, reducir costes de O&M y simplificar la topología eléctrica. SMA es además un fabricante consolidado en el sector, lo que garantiza soporte y durabilidad a largo plazo.

7.3.3. Producción de energía a 30 años (modelo de regresión)

A partir de la configuración técnica seleccionada, se simula la producción energética anual en cinco momentos clave del ciclo de vida de la planta: los años 1, 7, 14, 21 y 28. Estas simulaciones permiten capturar la evolución del rendimiento del sistema a lo largo del tiempo, considerando tanto el envejecimiento de los módulos como el impacto del mantenimiento. Para tener en cuenta este último, se aplica un factor reductor del 2% anual, lo que equivale a multiplicar los valores simulados por 0,98.

Año	Energía (MWh/año) (Sin Mantenimiento)	Energía (MWh/año) (Con Mantenimiento)
1	136065	133343,7
7	133285	130619,3
14	129806	127209,88
21	126140	123617,2
28	122385	119937,3

Tabla 18. energía producida con y sin mantenimiento

Una vez obtenidos estos cinco puntos corregidos, se representa su evolución en una gráfica y se ajusta una regresión lineal de la forma $y = -497,64x + 134012$, con un coeficiente de determinación $R^2 = 0,9992$, lo que indica una excelente correlación y justifica el uso del modelo para interpolar los valores de producción anual en los 30 años de operación de la planta.

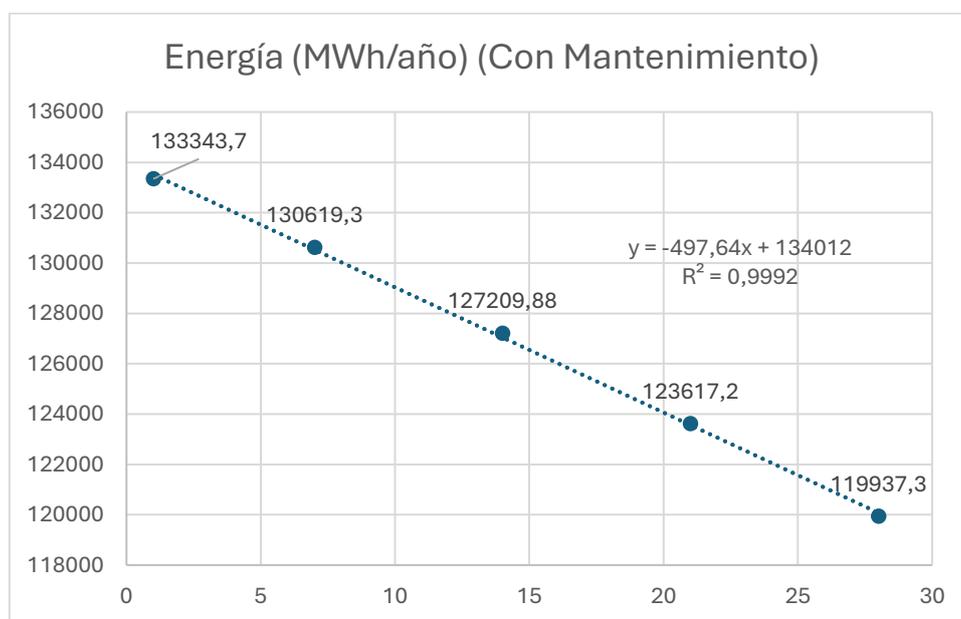


Figura 19. Regresión lineal producción energía anual

Con todos los valores intermedios calculados, se obtiene una producción promedio anual de 126.928,58 MWh/año, lo que equivale a 1.804,37 kWh/kWp, considerando una potencia pico instalada de 70 MWp. A partir de estos datos, se calcula un factor de capacidad del 20,60%, lo que refleja una buena eficiencia operativa para una planta fotovoltaica ubicada en España central con seguidores solares y módulos bifaciales.

Año	Energía (MWh/año) (Con Mantenimiento)
1	133514,36
2	133016,72
3	132519,08
4	132021,44
5	131523,8
6	131026,16
7	130528,52
8	130030,88
9	129533,24
10	129035,6
11	128537,96
12	128040,32
13	127542,68
14	127045,04
15	126547,4
16	126049,76
17	125552,12
18	125054,48
19	124556,84
20	124059,2
21	123561,56
22	123063,92
23	122566,28
24	122068,64
25	121571
26	121073,36
27	120575,72
28	120078,08
29	119580,44
30	119082,8
Promedio	126298,58
kWh/kWp	1804,37
Factor Cap	20,60%

Tabla 20. Producción de energía vida útil proyecto

Aunque la configuración descrita ha sido identificada como la óptima desde el punto de vista técnico y energético, el análisis no concluye en esta etapa. Para obtener una visión completa del proyecto, es necesario contrastar el rendimiento energético con los parámetros económicos asociados a cada alternativa tecnológica. Por este motivo, se han introducido en la herramienta financiera desarrollada las 16 configuraciones simuladas (combinaciones de panel, inversor y pitch), con el objetivo de determinar cuál de ellas presenta las mejores condiciones de rentabilidad económica. Esta aproximación permite verificar si la solución

técnicamente más eficiente coincide con la más rentable desde el punto de vista financiero, o si existen otras alternativas que, con un menor atractivo técnico, ofrecen mejores condiciones económicas.

8. Cálculo financiero

8.1. Descripción de herramienta de cálculo:

La herramienta de cálculo financiero utilizada en este trabajo ha sido desarrollada específicamente para evaluar la rentabilidad de instalaciones fotovoltaicas mediante un enfoque iterativo y paramétrico. Esta herramienta permite simular múltiples combinaciones de escenarios técnicos y económicos, integrando los datos energéticos obtenidos previamente (con degradación anual incluida) y aplicando sobre ellos una lógica de cálculo financiero estructurada. A partir de los inputs introducidos, el modelo automatiza el cálculo de todos los flujos de caja del proyecto durante su vida útil.

Entre sus funcionalidades principales se encuentran el cálculo del LCOE, la estimación de ingresos y gastos anuales, la amortización de activos y deuda, y la evaluación de indicadores clave como el IRR del proyecto, el ROE del inversor o el NPV. Gracias a su estructura modular, la herramienta permite realizar análisis comparativos entre escenarios y facilitar la toma de decisiones estratégicas desde fases tempranas de diseño, identificando las configuraciones técnico-económicas más favorables.

8.2. Inputs energéticos:

Se utilizan como inputs energéticos para el modelo financiero:

	Variable	Unidades
1	Potencia AC	[kW AC a 30°]
3	Potencia DC: PV Peak Power Iterated	[Wp]
4	Pitch	[m]
5	Energía Neta	[MWh/año]
6	Factor de envejecimiento de la planta fotovoltaica	[%/año]
7	Vida Útil de la instalación.	[años]

Tabla 21. Inputs energéticos

8.3. Inputs financieros:

A continuación, se presentan de forma detallada los inputs financieros considerados en el modelo económico desarrollado específicamente para este análisis. Estos parámetros constituyen la base del cálculo de los flujos de caja y permiten evaluar la viabilidad y rentabilidad del proyecto bajo diferentes condiciones de diseño y mercado.

8.3.1. Estimaciones de CAPEX Y OPEX

La herramienta financiera ha sido diseñada para iterar tres combinaciones representativas de CAPEX y OPEX aplicables a la instalación fotovoltaica, evaluándolas en cada uno de los escenarios energéticos previamente definidos. Estas combinaciones permiten analizar la sensibilidad del proyecto ante diferentes supuestos de coste de inversión y operación. Los valores considerados se resumen en la siguiente tabla:

Escenario	CAPEX [€/Wp]	OPEX [€/MWp]
Optimista	0.53	11475
Probable	0.62	13500
Pesimista	0.71	15525

Tabla 22. CAPEX y OPEX planta FV

El CAPEX de una instalación de gran escala se desglosa de la siguiente manera:

	CAPEX [€/Wp]
Paneles Solares	0.1
Seguidores	0.08
Poner Stations	0.065
Obra Civil y Montaje	0.3
Subestación MT/AT	0.035
Ingeniería	0.04
TOTAL	0.62

Tabla 23. CAPEX Utility scale

Como consecuencia, se pilla el valor de 0.62 como 'Probable' y un $\pm 15\%$ para el escenario 'Optimista' y 'Pesimista'. En cuanto al OPEX el precio oscila entre 12.000-15000 [€/MWp] para Iberia – Latam. Como consecuencia se pilla el valor medio (13500) como 'Probable' y de nuevo un $\pm 15\%$ para el escenario 'Optimista' y 'Pesimista'.

8.3.2. Estimaciones y suposiciones estructura financiera

Financial Structure	Value	Units
Equity		
% LT Debt	65%	%
Debt term (years)	15	years
Interest Rate	2,64%	%
Interest During Construction		
% of Capex subject to VAT	0,00%	%
VAT rate	21,00%	%
Reserve Accounts		
Inflation	2,00%	%
Payment OPEX period (months)	6	months
DSRA term (moths)	6	months
Cash Flows		
Corporation tax	25,00%	%
Discount Rate	6,00%	%

Tabla 24. Estructura financiera

La estructura financiera considerada para el proyecto se basa en un modelo de financiación mixta, compuesto por:

- 65 % de deuda bancaria a largo plazo
- 35 % de aportación de capital propio por parte de la empresa promotora.

En cuanto a la financiación mediante deuda, se establece un préstamo con:

- Una duración de 15 años
- Tipo de interés del 2,64 %, valor definido conforme a las directrices del Banco de España sobre los tipos aplicados por entidades financieras a sociedades industriales con características similares [25].
- El reembolso del principal se realiza de forma bianual, y se incluye una cuenta de reserva para el servicio de la deuda (DSRA), destinada a garantizar el pago de los vencimientos, alineada temporalmente con dichos desembolsos.

Para la inflación, se adopta un valor del 2 %, correspondiente a las estimaciones del Euribor para 2025.

Desde el punto de vista fiscal, se aplica un impuesto de sociedades del 25 %, en línea con el marco impositivo vigente en España [24].

Finalmente, la tasa de descuento utilizada para la actualización de los flujos de caja se fija en un **6 %**, no solo para cubrir la inflación, sino también para incorporar un margen de seguridad adicional que garantice una evaluación prudente de la rentabilidad del proyecto.

El 6% es un cálculo del WACC con la siguiente formula:

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot k_e + \frac{D}{E + D} \cdot k_d \cdot (1 - T) = 6\%$$

Donde:

- E: Fondos Propios (Equity) = 35%
- D: Deuda (Financiación Externa) = 65%
- k_e : Coste del capital propio = 11,6%
- k_d : Coste de la deuda = 4% (Valores típicos entre 3,5-5%)
- T: Tasa = 25%

8.3.3. Estimación de precios de venta de electricidad

Además de iterar diferentes combinaciones de CAPEX y OPEX para la instalación fotovoltaica, la herramienta financiera desarrollada también contempla la variación del precio de venta de la electricidad, evaluando tres escenarios representativos:

- 30 [€/MWh]
- 35 [€/MWh]
- 40 [€/MWh]

Justificación: [23]

El precio final medio de la demanda nacional del sistema eléctrico español de 2024 fue de 63,05 €/MWh. No obstante, considerar que el beneficio económico obtenido por el cliente equivale a multiplicar la producción total de su planta fotovoltaica por el precio medio anual del mercado eléctrico español constituye una simplificación excesiva de la realidad. Para definir los tres valores de precio de venta utilizados en las simulaciones, se ha seguido una lógica más rigurosa, expuesta en detalle en el entregable que se toma como referencia a continuación:

- 201602394-TFM-EXC-JUSTIFICACION PRECIOS ITERATIVOS

El primer paso del análisis consistió en la descarga de los datos horarios del mercado eléctrico español (OMIE), con el objetivo de calcular los precios marginales medios correspondientes a cada hora del día (hora *i*) para cada mes del año (mes *j*). La serie de datos utilizada abarca un año móvil, comprendido entre el segundo semestre de 2023 y el primer semestre de 2024, con el fin de captar un comportamiento representativo:

horas	2023						2024					
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
1	108.18	111.98	114.58	93.23	56.78	69.76	67.83	39.46	21.80	17.36	48.42	59.13
2	100.78	105.64	107.76	86.15	51.73	63.83	63.21	35.31	17.53	13.61	44.02	54.21
3	95.47	99.03	103.32	82.75	48.44	59.38	60.06	32.73	15.58	12.74	40.28	53.01
4	94.37	97.28	100.84	80.11	47.02	55.96	57.57	31.65	14.97	12.86	39.32	51.28
5	93.16	95.26	99.24	78.43	46.53	53.94	55.85	30.84	14.19	12.38	38.63	51.57
6	96.05	98.81	99.81	79.75	50.57	56.59	57.93	33.01	16.15	13.48	40.24	53.11
7	103.63	107.38	109.64	91.08	59.81	62.81	65.12	37.51	22.20	16.60	44.34	57.99
8	107.91	111.28	119.39	104.57	74.25	73.30	77.62	45.35	34.38	29.48	51.49	64.08
9	102.28	108.83	121.62	111.18	79.28	81.02	88.14	50.66	30.92	24.31	41.09	53.37
10	89.90	95.35	111.32	102.21	66.00	77.72	84.51	43.54	15.02	10.33	25.76	42.67
11	79.50	82.20	93.43	86.03	56.42	68.17	74.16	37.03	9.52	5.49	15.31	31.73
12	72.23	75.92	83.14	74.73	51.20	62.30	66.53	33.14	6.38	4.51	9.60	22.55
13	70.52	74.21	78.03	70.00	50.03	59.64	63.05	30.75	5.76	3.87	8.36	20.72
14	66.63	73.40	75.73	68.05	48.49	58.20	61.05	28.98	5.02	3.14	6.12	18.75
15	62.97	70.67	71.83	65.77	46.79	58.09	61.55	28.39	4.54	2.68	5.08	16.74
16	61.48	67.89	71.08	63.71	49.10	59.83	62.97	28.55	4.60	2.58	3.88	15.11
17	62.36	69.42	76.69	69.56	61.72	69.96	70.18	31.33	6.36	2.37	3.79	15.14
18	67.06	77.29	86.72	83.23	79.02	87.01	84.34	38.12	11.27	2.92	6.39	18.41
19	74.58	86.84	106.57	102.06	92.12	96.13	95.27	49.05	22.43	5.17	12.06	26.23
20	93.17	107.08	126.40	117.74	94.52	100.54	101.75	59.14	47.24	10.91	25.94	39.59
21	112.01	122.73	139.75	129.06	92.17	101.23	105.82	68.04	55.97	26.81	44.22	58.52
22	120.71	128.66	138.40	118.95	82.79	93.71	93.64	58.00	45.21	41.50	63.94	77.61
23	121.65	122.64	126.09	107.37	73.13	85.78	84.68	47.89	34.46	31.11	59.87	76.78
24	114.65	115.32	118.80	97.05	64.78	77.28	75.55	41.50	25.18	21.86	51.43	66.17

Tabla 25. Precio marginal medio horario de cada mes

Las horas de producción solar se ponderan a través de los siguientes cálculos:

horas	2023						2024					
	Julio 7	Agosto 8	Septiembre 9	Octubre 10	Noviembre 11	Diciembre 12	Enero 1	Febrero 2	Marzo 3	Abril 4	Mayo 5	Junio 6
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1.08	1.11	1.19	1.05	0.74	0.73	0.78	0.45	0.34	0.29	0.51	0.64
9	1.53	1.63	1.82	1.67	1.19	1.22	1.32	0.76	0.46	0.36	0.62	0.80
10	2.70	2.86	3.34	3.07	1.98	2.33	2.54	1.31	0.45	0.31	0.77	1.28
11	3.97	4.11	4.67	4.30	2.82	3.41	3.71	1.85	0.48	0.27	0.77	1.59
12	7.22	7.59	8.31	7.47	5.12	6.23	6.65	3.31	0.64	0.45	0.96	2.26
13	7.05	7.42	7.80	7.00	5.00	5.96	6.30	3.08	0.58	0.39	0.84	2.07
14	13.33	14.68	15.15	13.61	9.70	11.64	12.21	5.80	1.00	0.63	1.22	3.75
15	12.59	14.13	14.37	13.15	9.36	11.62	12.31	5.68	0.91	0.54	1.02	3.35
16	6.15	6.79	7.11	6.37	4.91	5.98	6.30	2.85	0.46	0.26	0.39	1.51
17	6.24	6.94	7.67	6.96	6.17	7.00	7.02	3.13	0.64	0.24	0.38	1.51
18	3.35	3.86	4.34	4.16	3.95	4.35	4.22	1.91	0.56	0.15	0.32	0.92
19	2.24	2.61	3.20	3.06	2.76	2.88	2.86	1.47	0.67	0.16	0.36	0.79
20	1.40	1.61	1.90	1.77	1.42	1.51	1.53	0.89	0.71	0.16	0.39	0.59
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUMA	68.85	75.35	80.86	73.64	55.13	64.86	67.74	32.49	7.90	4.21	8.54	21.06
MEDIA	46.72											

Tabla 26. Precio horario ponderado por volumen de generacion solar

El análisis de precios horarios realizado arroja una media ponderada de 46,72 €/MWh para el periodo considerado. No obstante, se identifica una tendencia descendente en la evolución temporal de los precios marginales, lo que sugiere que, para el momento en que el proyecto entre en operación, el valor medio anual podría situarse por debajo del calculado en este estudio.

Con el fin de reflejar esta expectativa de mercado, se aplica un ajuste conservador, asumiendo una reducción del 25 % en los precios, lo que situaría el precio horario medio ponderado por la curva de generación solar en torno a 35 €/MWh. Reconociendo que este valor representa una estimación sujeta a incertidumbre, se establece un rango de análisis simétrico de ±5 €/MWh, dando lugar a los tres escenarios de precio de venta utilizados en las simulaciones:

- 30 [€/MWh]
- 35 [€/MWh]
- 40 [€/MWh]

8.4. Cálculo de costes de producción

Para la estimación del coste de generación eléctrica, se emplea el indicador LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), ampliamente utilizado en el sector energético como referencia comparativa entre tecnologías. El LCOE representa el coste medio de producir un megavatio-hora (€/MWh) a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

Este valor se obtiene mediante la actualización de todos los costes asociados a la planta — incluyendo la **inversión inicial (CAPEX)**, los **gastos operativos (OPEX)** y los **costes de financiación**— y su comparación con la energía total generada durante el periodo de operación

La fórmula utilizada (FRAUNHOFER) en dicho proyecto es la siguiente:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Donde:

- LCOE: Levelized Cost of Electricity
- A_t : Coste anual en € por año
- i : Tasa de interés en %
- $M_{t,el}$: Energía total en kWh anual
- n : Vida útil económica del proyecto
- t : Año analizado de la vida útil de la instalación

El LCOE constituye una herramienta fundamental para comparar la viabilidad económica y la competitividad entre distintas tecnologías o proyectos de generación eléctrica. Su valor sintetiza en una única métrica el coste real de generar energía, permitiendo evaluar opciones de inversión de manera objetiva. En este contexto, un LCOE más bajo refleja una mayor eficiencia económica, ya que implica una menor inversión por unidad de energía producida a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

8.5. Cálculo de flujos de caja

8.5.1. Ingresos y flujos de caja

Con el objetivo de calcular de forma diferenciada los flujos de caja del proyecto y los correspondientes al capital propio aportado (equity), se ha definido una estructura de ingresos específica. Para ilustrar el funcionamiento del modelo y facilitar su comprensión,

se tomará como referencia un caso práctico concreto, a partir del cual se detallará el procedimiento de cálculo aplicado en la herramienta financiera con contabilidad francesa:

Yr	FV NETA (MWh)	Gross Revenues [€]	Sales Price of Energy [€]	Levelized Sales Price of Energy [€]	VAT Base [€]	Opex	Levelized OPEX [€]	Ebitda
0								
1	135.627	3.390.675	25,00	25,00	3.390.675	-559.920	-559.920	2.830.755
2	134.949	3.508.670	26,00	25,00	3.508.670	-582.317	-549.355	2.926.354
3	134.274	3.630.772	27,04	25,00	3.630.772	-605.609	-538.990	3.025.163
4	133.603	3.757.123	28,12	25,00	3.757.123	-629.834	-528.821	3.127.289
5	132.935	3.887.871	29,25	25,00	3.887.871	-655.027	-518.843	3.232.844
6	132.270	4.023.169	30,42	25,00	4.023.169	-681.228	-509.053	3.341.941
7	131.609	4.163.175	31,63	25,00	4.163.175	-708.477	-499.449	3.454.698
8	130.951	4.308.054	32,90	25,00	4.308.054	-736.817	-490.025	3.571.237
9	130.296	4.457.974	34,21	25,00	4.457.974	-766.289	-480.779	3.691.685
10	129.644	4.613.111	35,58	25,00	4.613.111	-796.941	-471.708	3.816.171
11	128.996	4.773.648	37,01	25,00	4.773.648	-828.818	-462.808	3.944.829
12	128.351	4.939.771	38,49	25,00	4.939.771	-861.971	-454.076	4.077.800
13	127.709	5.111.675	40,03	25,00	5.111.675	-896.450	-445.508	4.215.225
14	127.071	5.289.561	41,63	25,00	5.289.561	-932.308	-437.102	4.357.253
15	126.436	5.473.638	43,29	25,00	5.473.638	-969.600	-428.855	4.504.037
16	125.803	5.664.120	45,02	25,00	5.664.120	-1.008.384	-420.764	4.655.736
17	125.174	5.861.232	46,82	25,00	5.861.232	-1.048.720	-412.825	4.812.512
18	124.549	6.065.202	48,70	25,00	6.065.202	-1.090.668	-405.035	4.974.534
19	123.926	6.276.272	50,65	25,00	6.276.272	-1.134.295	-397.393	5.141.976
20	123.306	6.494.686	52,67	25,00	6.494.686	-1.179.667	-389.895	5.315.019
21	122.690	6.720.701	54,78	25,00	6.720.701	-1.226.854	-382.539	5.493.847
22	122.076	6.954.581	56,97	25,00	6.954.581	-1.275.928	-375.321	5.678.653
23	121.466	7.196.601	59,25	25,00	7.196.601	-1.326.965	-368.240	5.869.636
24	120.858	7.447.042	61,62	25,00	7.447.042	-1.380.044	-361.292	6.066.999
25	120.254	7.706.199	64,08	25,00	7.706.199	-1.435.245	-354.475	6.270.954
26	119.653	7.974.375	66,65	25,00	7.974.375	-1.492.655	-559.920	6.481.720
27	119.055	8.251.883	69,31	25,00	8.251.883	-1.552.361	-559.920	6.699.522
28	118.459	8.539.049	72,08	25,00	8.539.049	-1.614.456	-559.920	6.924.593
29	117.867	8.836.208	74,97	25,00	8.836.208	-1.679.034	-559.920	7.157.174
30	117.278	9.143.708	77,97	25,00	9.143.708	-1.746.195	-559.920	7.397.513

Tabla 27. Ingresos y flujos de caja ejemplo

- **Energía Neta:** La energía neta corresponde a la producción eléctrica estimada en el año 1 para cada escenario energético, tal como se obtiene del modelo técnico. Para los años sucesivos, dicha producción se ajusta aplicando el factor de degradación anual de la instalación fotovoltaica, establecido como input en el modelo financiero.
- **Precio de Venta [€/MWh]:** Esta variable constituye uno de los parámetros clave del análisis, ya que se itera en tres escenarios distintos. No obstante, es importante señalar que, para el cálculo de los ingresos brutos anuales, se le aplica una tasa de

inflación anual, reflejando así la evolución esperada del valor económico de la electricidad a lo largo del tiempo.

- **Tratamiento fiscal (IVA):** Tal como se indicó anteriormente, el modelo asume que los ingresos por venta de energía no están sujetos a impuestos indirectos como el IVA (VAT). Esta simplificación implica que los valores de ingreso bruto considerados en el análisis no se ven modificados por dicha carga fiscal.

El OPEX se calcula:

$$OPEX = (OPEX_{anual}) \cdot (1 + OPEX \text{ inflation})^{t-1}$$

Donde:

- OPEX anual: Coste de operación anual
- OPEX Inflation: Inflación que sufre el OPEX anual
- T: Año de vida de la instalación

Con el objetivo de homogeneizar el valor temporal del dinero, a los flujos de caja futuros se les aplica una tasa de descuento, lo que permite calcular el LCOE con descuento y obtener una estimación más realista del coste de generación a lo largo de la vida útil del proyecto.

A partir de estos flujos actualizados, el modelo permite calcular el beneficio operativo bruto, es decir, el EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), que representa la rentabilidad del proyecto antes de considerar su estructura financiera y fiscal.

8.5.2. Cuadro de amortización financiación (deuda a largo plazo)

En función de los parámetros financieros definidos y de la estructura de financiación descrita en apartados previos, se ha implementado un esquema de amortización conforme al método francés. Este sistema se caracteriza por la devolución del préstamo a través de cuotas periódicas constantes, en las que la proporción destinada al pago de intereses y amortización del principal varía a lo largo del tiempo.

El cálculo de dichas cuotas se basa en tres variables clave:

- El **importe total financiado** mediante deuda,
- El **tipo de interés** aplicado (en este caso, fijo),
- Y la **duración del préstamo**, establecida en 15 años.

Este método permite simplificar la planificación financiera del proyecto, facilitando la proyección de flujos de caja y la evaluación de su sostenibilidad a largo plazo.

El cálculo de las cuotas sigue la siguiente formulación:

$$C = \frac{V}{\frac{(1 - (\frac{1}{1+i})^n)}{i}}$$

Donde:

- C: Cuota de pago
- V: Valor total del préstamo bancario
- N: Número total de cuotas
- I: Tipo de interés efectivo

Aunque la vida útil del proyecto se extienda más allá del período de financiación, el modelo financiero está estructurado para que el principal de la deuda quede completamente amortizado al finalizar el plazo del préstamo. En consecuencia, el saldo pendiente de capital debe ser igual a cero una vez transcurridos los años definidos para la devolución del importe financiado.

Este procedimiento de amortización se replica para cada combinación iterada de CAPEX, OPEX y precio de venta dentro de todos los escenarios energéticos considerados. A continuación, y en línea con la estructura explicada en el apartado de Ingresos y Flujos de Caja, se presenta una figura ilustrativa correspondiente a una de las iteraciones simuladas:

:

LT_Debt				
Year	Debt Service	Intereses	AmortCorp_tax	Principal
0	0	0		24285444,6
1	-1981705,93	-641135,74	-1340570,19	22944874,41
2	-1981705,93	-605744,68	-1375961,24	21568913,16
3	-1981705,93	-569419,31	-1412286,62	20156626,54
4	-1981705,93	-532134,94	-1449570,99	18707055,56
5	-1981705,93	-493866,27	-1487839,66	17219215,90
6	-1981705,93	-454587,30	-1527118,63	15692097,27
7	-1981705,93	-414271,37	-1567434,56	14124662,71
8	-1981705,93	-372891,10	-1608814,83	12515847,88
9	-1981705,93	-330418,38	-1651287,54	10864560,33
10	-1981705,93	-286824,39	-1694881,53	9169678,80
11	-1981705,93	-242079,52	-1739626,41	7430052,39
12	-1981705,93	-196153,38	-1785552,54	5644499,85
13	-1981705,93	-149014,80	-1832691,13	3811808,71
14	-1981705,93	-100631,75	-1881074,18	1930734,54
15	-1981705,93	-50971,39	-1930734,54	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00
25	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 28. Deuda a largo plazo ejemplo

El cuadro de amortización de la deuda a largo plazo tiene la siguiente formulación:

$$\text{Principal} = \text{Servicio de deuda} - \text{Intereses}$$

Donde:

- Principal: Cantidad total restante de deuda
- Servicio de deuda (anual): Cantidad a pagar anualmente a la entidad bancaria
- Intereses: Valor del servicio de deuda representativo de los intereses del préstamo
- AmortCorp_Tax: Valor del principal pagado anualmente sin contar los intereses.

Por último, cabe señalar que tanto el **tipo de interés aplicado** como la **duración del préstamo** son parámetros configurables dentro del modelo financiero. Esto permite que, en caso de modificaciones en la estructura de deuda a largo plazo o en las condiciones de financiación, dichos valores puedan ajustarse fácilmente, adaptando el análisis a nuevas circunstancias o exigencias del cliente.

8.5.3. Cuadro amortización flujos de caja (activos)

Con el objetivo de representar contablemente la pérdida de valor de los activos del proyecto, se incorpora al modelo el cálculo de su depreciación lineal a lo largo de la vida útil de la instalación. Este enfoque permite distribuir el coste de los activos de forma progresiva en el tiempo, de modo que al finalizar el horizonte temporal del proyecto, su valor contable residual sea nulo.

A continuación, se presenta una figura ilustrativa correspondiente al mismo escenario iterado en los dos subapartados anteriores, con el fin de mostrar de manera visual el comportamiento de la depreciación anual y su integración en el modelo económico:

Cash_flows				
tion	Profit Before Tax (PBT)	Σ PBT	Tax	Net Cash Flow
	0	0	0	0
-1.201.495	988.124	988.124	-247.031	602.018
-1.201.495	1.119.114	2.107.238	-279.779	664.869
-1.201.495	1.254.248	3.361.487	-313.562	729.895
-1.201.495	1.393.659	4.755.146	-348.415	797.168
-1.201.495	1.537.483	6.292.629	-384.371	866.767
-1.201.495	1.685.858	7.978.487	-421.465	938.770
-1.201.495	1.838.931	9.817.418	-459.733	1.013.259
-1.201.495	1.996.851	11.814.269	-499.213	1.090.318
-1.201.495	2.159.771	13.974.041	-539.943	1.170.036
-1.201.495	2.327.851	16.301.892	-581.963	1.252.502
-1.201.495	2.501.255	18.803.147	-625.314	1.337.810
-1.201.495	2.680.151	21.483.298	-670.038	1.426.056
-1.201.495	2.864.715	24.348.013	-716.179	1.517.340
-1.201.495	3.055.126	27.403.139	-763.782	1.611.765
-1.201.495	3.251.571	30.654.710	-812.893	1.709.439
-1.201.495	3.454.241	34.108.951	-863.560	3.792.176
-1.201.495	3.611.017	37.719.968	-902.754	3.909.758
-1.201.495	3.773.039	41.493.007	-943.260	4.031.274
-1.201.495	3.940.481	45.433.488	-985.120	4.156.856
-1.201.495	4.113.524	49.547.012	-1.028.381	4.286.638
-1.201.495	4.292.352	53.839.364	-1.073.088	4.420.759
-1.201.495	4.477.158	58.316.523	-1.119.290	4.559.364
-1.201.495	4.668.141	62.984.663	-1.167.035	4.702.601
-1.201.495	4.865.504	67.850.167	-1.216.376	4.850.623
-1.201.495	5.069.459	72.919.626	-1.267.365	5.003.589
-1.201.495	5.280.225	78.199.852	-1.320.056	5.161.664
-1.201.495	5.498.027	83.697.879	-1.374.507	5.325.015
-1.201.495	5.723.098	89.420.977	-1.430.775	5.493.819
-1.201.495	5.955.679	95.376.656	-1.488.920	5.668.254
-1.201.495	6.196.018	101.572.674	-1.549.004	5.848.508

Tabla 29. Amortización flujo de caja

La depreciación de los activos se calcula mediante un regresión lineal, utilizando la siguiente formulación:

$$Depreciacion\ anual = \frac{Coste\ de\ la\ planta\ FV}{Vida\ Util\ Instalación}$$

Este enfoque asegura que la suma total de las amortizaciones anuales sea igual al coste inicial de la instalación, llevando el valor contable de los activos a cero al final del periodo de análisis.

Una vez determinada la depreciación correspondiente a cada año, se procede al cálculo del beneficio antes de impuestos, restando dicho valor del EBITDA. A partir de este resultado, se aplican los impuestos corporativos correspondientes, siempre que el beneficio sea positivo.

8.5.4. Flujos de caja del proyecto y del capital aportado

El flujo de caja neto es una métrica clave que refleja la capacidad de un proyecto para generar o consumir efectivo durante un periodo determinado, una vez considerados todos los ingresos y egresos asociados. En el presente análisis, esta variable se calcula de forma diferenciada tanto para el conjunto del proyecto (SPV) como para el capital propio (equity), con el objetivo de analizar de forma exhaustiva cada iteración de los escenarios financieros simulados.

- Flujo de Caja Neto del Proyecto (SPV): Representa el efectivo neto total generado o consumido por el proyecto, sin distinguir entre fuentes de financiación. Incluye todos los ingresos operativos y descuenta tanto los gastos operativos como las inversiones y los pagos asociados al servicio de la deuda.
- Flujo de Caja Neto del Capital Propio (Equity): También conocido como flujo de caja disponible para los accionistas, refleja el efectivo remanente una vez cumplidas todas las obligaciones financieras del proyecto, incluida la amortización de deuda e intereses. Este flujo es representativo del retorno efectivo para los inversores, y constituye la base para el cálculo del ROE.

A continuación, se presenta una figura que ilustra el comportamiento de ambos flujos para una de las iteraciones empleadas en los apartados anteriores:

Net Cash Flow	Project	SPV Equity	DSCR
0	-37.362.222	-13.076.778	
602.018	2.583.724	602.018	130%
664.869	2.646.575	664.869	134%
729.895	2.711.601	729.895	137%
797.168	2.778.874	797.168	140%
866.767	2.848.473	866.767	144%
938.770	2.920.476	938.770	147%
1.013.259	2.994.965	1.013.259	151%
1.090.318	3.072.024	1.090.318	155%
1.170.036	3.151.742	1.170.036	159%
1.252.502	3.234.208	1.252.502	163%
1.337.810	3.319.516	1.337.810	168%
1.426.056	3.407.762	1.426.056	172%
1.517.340	3.499.046	1.517.340	177%
1.611.765	3.593.471	1.611.765	181%
1.709.439	3.691.145	1.709.439	186%
3.792.176	3.792.176	5.109.548	na
3.909.758	3.909.758	3.909.758	na
4.031.274	4.031.274	4.031.274	na
4.156.856	4.156.856	4.156.856	na
4.286.638	4.286.638	4.286.638	na
4.420.759	4.420.759	4.420.759	na
4.559.364	4.559.364	4.559.364	na
4.702.601	4.702.601	4.702.601	na
4.850.623	4.850.623	4.850.623	na
5.003.589	5.003.589	5.003.589	na
5.161.664	5.161.664	5.161.664	na
5.325.015	5.325.015	5.325.015	na
5.493.819	5.493.819	5.493.819	na
5.668.254	5.668.254	5.668.254	na
5.848.508	5.848.508	5.848.508	na

Tabla 30. Flujos de caja proyecto y capital ejemplo

- Tal como se observa en los flujos de caja representados, los valores del flujo de caja total del proyecto (SPV) y del flujo de caja correspondiente al capital propio (Equity) no son equivalentes durante la fase en la que la deuda a largo plazo está activa. Esta

diferencia se debe al hecho de que, mientras el flujo de caja del proyecto incluye todos los ingresos y egresos operativos, el flujo de equity refleja únicamente el efectivo disponible para los accionistas, es decir, una vez descontados los pagos por servicio de la deuda. Ambos flujos tienden a converger una vez que la deuda ha sido completamente amortizada.

- DSCR: El DSCR (Debt Service Coverage Ratio) es un indicador financiero fundamental que permite evaluar la capacidad del proyecto para hacer frente a sus compromisos de deuda. Este ratio se calcula como la relación entre el flujo de caja operativo neto —una vez descontados los gastos operativos, pero antes de intereses e impuestos— y el total de pagos de deuda (amortización de principal + intereses) correspondientes a un periodo determinado.

$$DSCR = \frac{\text{Flujo de Caja Operativo Neto}}{\text{Servicio de la deuda total}}$$

Su interpretación es la siguiente:

- **DSCR = 1.0** → El flujo de caja cubre exactamente las obligaciones de deuda, sin margen de seguridad.
- **DSCR > 1.0** → Existe un superávit de caja tras cubrir la deuda; el proyecto presenta mayor solvencia y menor riesgo financiero.
- **DSCR < 1.0** → El flujo de caja no es suficiente para afrontar el pago de la deuda, lo que puede indicar problemas de viabilidad financiera o necesidad de reestructuración.

Este indicador es especialmente relevante para los prestamistas, ya que condiciona el riesgo de impago y, en muchos casos, influye en las condiciones del préstamo y en la posibilidad de financiar el proyecto.

8.6. Rentabilidad: Cálculo de variables

Las variables de rentabilidad consideradas en el análisis iterativo del modelo financiero permiten comparar de forma cuantitativa los distintos escenarios energéticos evaluados, con el objetivo de identificar el más atractivo desde el punto de vista económico. A continuación, se describen los principales indicadores utilizados:

- a) NPV (Net Present Value):

Definición: El NPV representa el valor neto de los flujos de caja generados por el proyecto, actualizados a una tasa de descuento representativa del coste del capital. Este indicador permite determinar si el proyecto genera valor añadido respecto a la inversión realizada. Un NPV positivo implica que el proyecto es rentable en términos absolutos, mientras que un valor negativo indica destrucción de valor.

Su cálculo se basa en los flujos de caja proyectados durante toda la vida útil del proyecto y considera la estructura de financiación definida previamente. En este caso, se ha adoptado un esquema de amortización conforme al sistema francés, caracterizado por el pago de cuotas constantes a lo largo del plazo del préstamo. Estas cuotas se determinan en función de tres variables clave:

- El importe total de la deuda financiada,
- El tipo de interés aplicado (en este caso, fijo),
- Y la duración del préstamo, establecida en 15 años.

Este sistema, combinado con la tasa de descuento definida, permite evaluar el valor neto generado por el proyecto para cada una de las iteraciones simuladas.

Formulación:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}$$
$$NPV = -C_0 + \frac{C_1}{(1+r)^1} + \frac{C_1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_r}{(1+r)^T}$$

Donde:

- $-C_0$: Inversión Inicial
- C : Flujo de Caja
- R : Tasa de descuento
- T : Vida útil del proyecto

b) IRR(Tasa Interna de Retorno):

Definición: El IRR es un indicador financiero que mide la rentabilidad relativa de un proyecto, expresada como la tasa de descuento que iguala a cero el Valor Actual Neto (NPV) de los flujos de caja futuros. En otras palabras, representa la tasa de retorno implícita que

una inversión genera sobre el capital desembolsado, teniendo en cuenta la secuencia de entradas y salidas de efectivo a lo largo del horizonte temporal del proyecto.

Este parámetro es ampliamente utilizado en análisis de inversión debido a su capacidad para comparar proyectos de diferente escala o duración. En el contexto del presente trabajo, el IRR se calcula tanto para el conjunto del proyecto como específicamente para el capital propio, lo que permite evaluar la rentabilidad desde la perspectiva global y del inversor.

Formulación:

$$0 = NPV \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} - C_0$$

Donde:

- C_t : Flujo de caja neta durante el periodo t
- C_0 : Inversión inicial total
- IRR: Tasa de retorno interna
- T: Numero de periodos anuales

c) ROE (Return on Equity):

Definición: El ROE es un indicador financiero que evalúa la rentabilidad obtenida sobre los fondos propios aportados por los accionistas. Refleja la capacidad del proyecto para generar beneficios a partir del capital invertido por los socios, y se expresa como un porcentaje.

Su cálculo se realiza dividiendo el beneficio neto disponible para los accionistas entre el patrimonio neto aportado (equity). En el contexto de proyectos financiados parcialmente con deuda, el ROE adquiere especial relevancia, ya que capta el efecto del apalancamiento financiero y permite evaluar la atractividad del proyecto desde la perspectiva del inversor en capital.

Formulación:

$$ROE = \frac{\text{Beneficio Neto del Proyecto}}{\text{Capital Propio Invertido}} \times 100$$

Donde:

- **Beneficio Neto del Proyecto:** Corresponde a la ganancia final generada por el proyecto, una vez descontados todos los costes operativos, los gastos financieros

(incluyendo intereses de la deuda) y las obligaciones fiscales. Representa el resultado económico neto que refleja la rentabilidad global del proyecto tras cumplir con todas sus obligaciones.

- **Capital Propio Invertido en el Proyecto:** Se refiere al importe total de recursos financieros aportados por los accionistas o inversores para financiar parcialmente el proyecto. Este capital constituye la base sobre la que se calcula la rentabilidad del equity, y su cuantía se determina en función de la estructura de financiación adoptada (en este caso, un 35 % del CAPEX total).

8.7. Código

El código utilizado en la herramienta financiera se encuentra en el anexo:

- CODIGO HERRAMIENTA FINANCIERA

8.8. Outputs

Una vez ejecutado el código iterativo de la herramienta, el modelo financiero proporciona las siguientes variables como outputs, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

#	Variable	Unidades
1	Escenario Energético	[-]
2	Potencia DC	[Wp]
3	Producción Annual Año 1	[MWh]
4	Precio Venta Electricidad	[€/MW]
5	CAPEX	[€/Wp]
6	OPEX	[€/MWp]
7	IRR Project	[%]
8	IRR SPV Equity = ROE	[%]
9	Average EBITDA	[€/yr]
10	Acumulitive EBITDA	[€/yr]
11	NPV SPV Equity	[€]
12	ACOE	[€/MWh]
13	LCOE Inflation	[€/MWh]
14	LCOE Discount Rate	[€/MWh]
15	NPV Project	[€]
16	IRR-WACC	[%]

Tabla 31. Output variables modelo financiero

Todos los escenarios energéticos iterados cada uno para las nueve combinaciones de CAPEX/OPEX y Precio de Venta para un total de 144 Iteraciones totales tienen calculado las variables presentadas en la tabla superior.

8.9. Análisis de resultados financieros:

Tal como se ha expuesto en los apartados anteriores, todos los cálculos financieros se han llevado a cabo de forma iterativa, aplicándose a la totalidad de los escenarios energéticos simulados y a las distintas hipótesis de precio de venta de electricidad, con el objetivo de identificar las configuraciones técnico-económicas más favorables.

Cabe destacar que todas las variables financieras analizadas en este estudio han sido calculadas en dos versiones, correspondientes a dos valores distintos de tasa de descuento. Esta doble aproximación permite comparar los resultados bajo distintos supuestos de coste de capital y evaluar con mayor profundidad la sensibilidad del proyecto a los criterios de rentabilidad financiera. Se aplica para cada escenario financiero:

- Una tasa de descuento equivalente a la inflación estimada.
- Una tasa de descuento equivalente al WACC.

Se procede a la generación de un tabla dinámica a partir de los resultados de la macro para analizar y observar con más detenimiento el comportamiento de las variables de salida económicas en cada simulación.

8.9.1. LCOE:

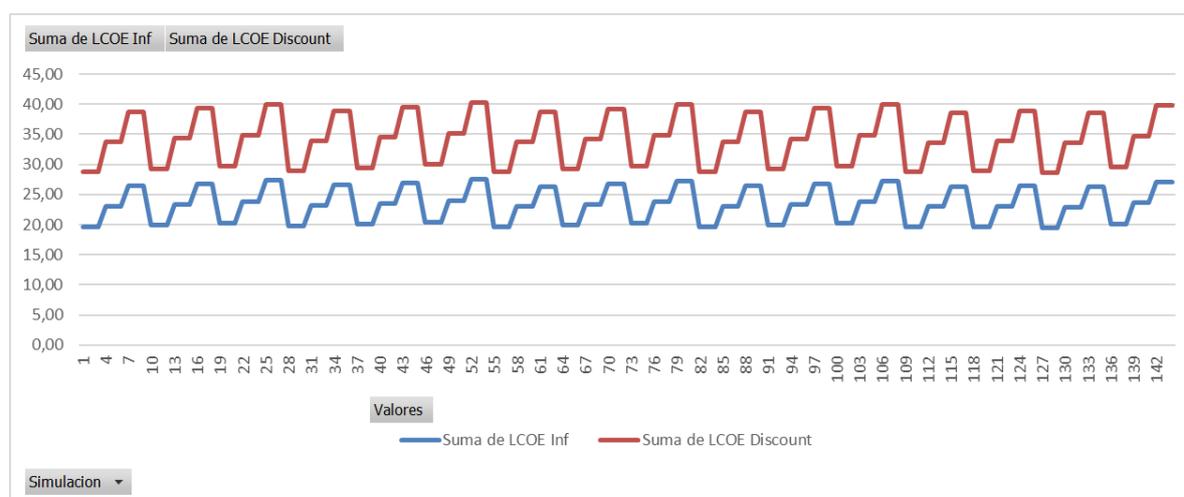


Figura 16. Gráfica LCOE para todas las iteraciones

Como se puede observar, la gráfica superior es la salida más completa, que representa el LCOE resultante de todas las combinaciones posibles entre los 16 escenarios técnicos y los 9 financieros, ordenadas por número de simulación.

El “rizado” o patrón de dientes de sierra se debe a la estructura del bucle:

- Cada bloque de 9 puntos corresponde a un mismo escenario energético con sus 9 iteraciones económicas.
- La repetición del patrón revela que dentro de cada bloque hay una oscilación similar a la del gráfico por variación del CAPEX y OPEX
- Las diferencias entre bloques reflejan cambios técnicos varían de forma más notable, y el escalón entre bloques es más marcado que el cambio interno en cada uno.

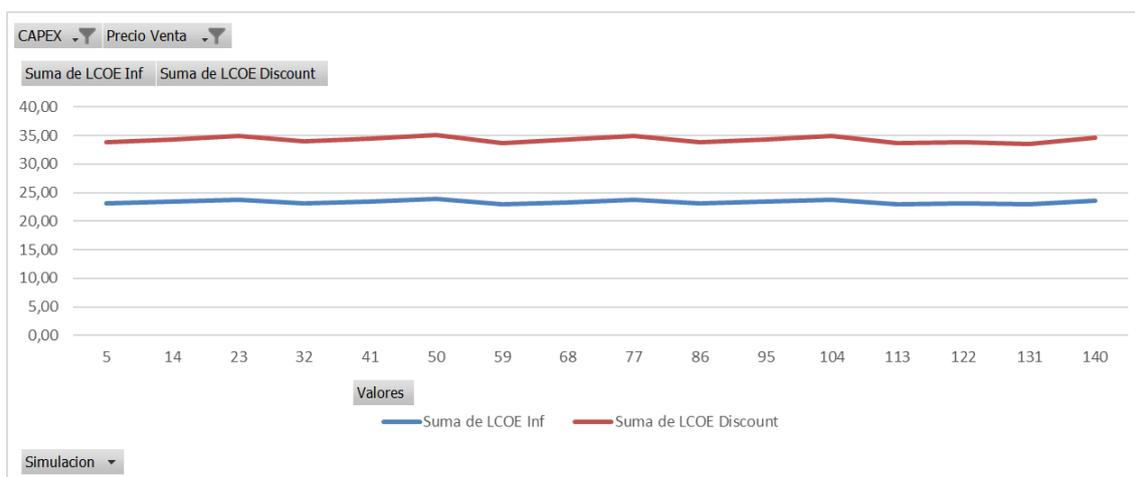


Figura 17. LCOE para iteraciones con precio de venta y CAPEX fijo

En el caso de esta segunda gráfica, se fija un precio de venta (Aunque este no afecte el LCOE) y un CAPEX (Y por tanto pareja de OPEX) para ver como varía el LCOE con cada escenario energético. Cada punto representa el valor medio del LCOE para un escenario energético concreto (Potencia AC, Potencia DC, Producción Anual etc.), manteniendo constantes el CAPEX, OPEX y precio de electricidad. La variación progresiva de ambos LCOE (con y sin descuento) refleja las diferencias en eficiencia energética entre configuraciones técnicas. Escenarios con mejor orientación, mayor rendimiento bifacial, menor pérdida por sombreado o mejor PR, generan más energía y por tanto disminuyen el LCOE. La gráfica muestra que, aunque las diferencias no

son muy abruptas, sí se identifican configuraciones ligeramente más competitivas a nivel técnico.

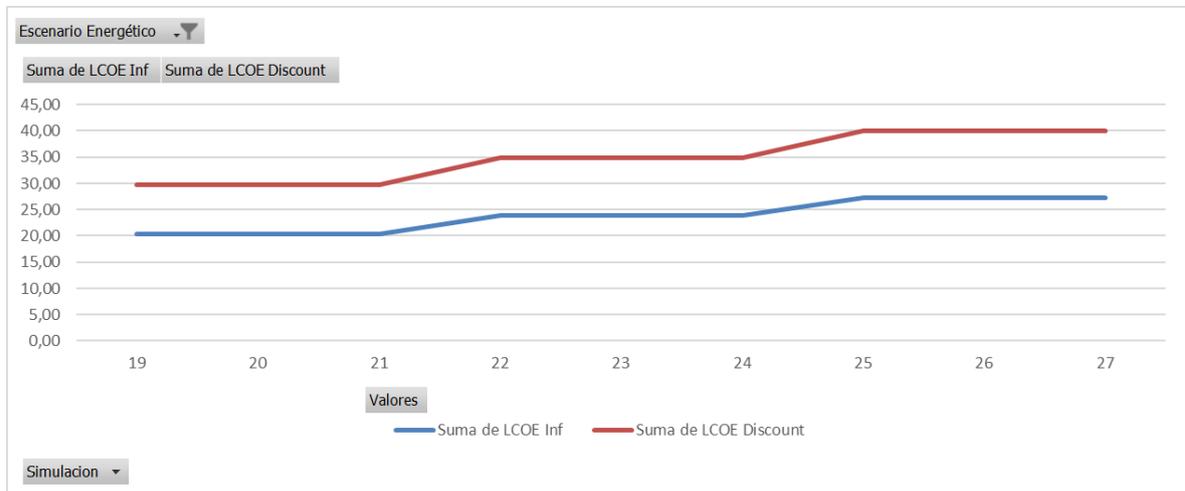


Figura 18. LCOE para un mismo escenario energético

Esta última gráfica representa un único escenario energético (por ejemplo, pitch 12°, seguidor 2V, módulo Jinko), donde se representan los resultados del LCOE para las 9 combinaciones de:

- 3 CAPEX/OPEX (optimista, probable, pesimista)
- 3 precios de venta (30, 35, 40 €/MWh)

El LCOE depende directamente del CAPEX y OPEX, no del precio de venta. Por tanto, las ligeras oscilaciones se deben únicamente a los cambios en los costes de inversión y operación, y la gráfica lo confirma con una variación moderada y simétrica.

Por último, mencionar que se puede observar que el LCOE basado en la inflación (línea roja) es consistentemente menor que el calculado con el WACC (línea azul), lo cual es esperado, dado que el WACC generalmente incluye un margen adicional sobre la inflación para cubrir el riesgo y el coste del capital.

En resumen, a partir de los resultados obtenidos con la macro, se han generado gráficos dinámicos para visualizar la evolución del LCOE bajo distintos niveles de análisis. En primer lugar, al fijar un conjunto concreto de variables económicas, se aprecia cómo las diferencias entre configuraciones técnicas condicionan el valor del LCOE, siendo los escenarios con

mayor eficiencia energética aquellos que presentan los menores costes nivelados de electricidad. En segundo lugar, al analizar un escenario energético fijo frente a las distintas combinaciones de CAPEX y OPEX, se observa una oscilación moderada en el LCOE, lógica dado que este parámetro es sensible al coste de inversión y operación, pero no al precio de venta. Finalmente, la representación completa de todos los escenarios genera un patrón ondulado característico: dentro de cada bloque técnico se repiten las oscilaciones económicas, mientras que el cambio entre bloques refleja la variación más significativa derivada de la elección técnica del sistema.

8.9.2. IRR



Figura 19. IRR CAPEX/OPEX/Precio venta fijo

Al fijar el CAPEX, el OPEX y el precio de venta, se observa que la rentabilidad del proyecto varía de forma moderada entre los distintos escenarios técnicos. Las diferencias en el IRR se explican exclusivamente por la eficiencia energética de cada configuración, es decir, por la capacidad de cada diseño para maximizar la producción anual con un mismo nivel de inversión. Este análisis permite identificar qué soluciones técnicas ofrecen una mayor rentabilidad en igualdad de condiciones económicas.

La gráfica presenta una línea con pequeñas oscilaciones, menos pronunciadas que al fijar los escenarios energéticos e iterar solo los económicos. Esto es coherente: al mantener constantes los factores económicos, las variaciones en el IRR se explican únicamente por las diferencias técnicas entre configuraciones (producción anual, PR, horas equivalentes, etc.).

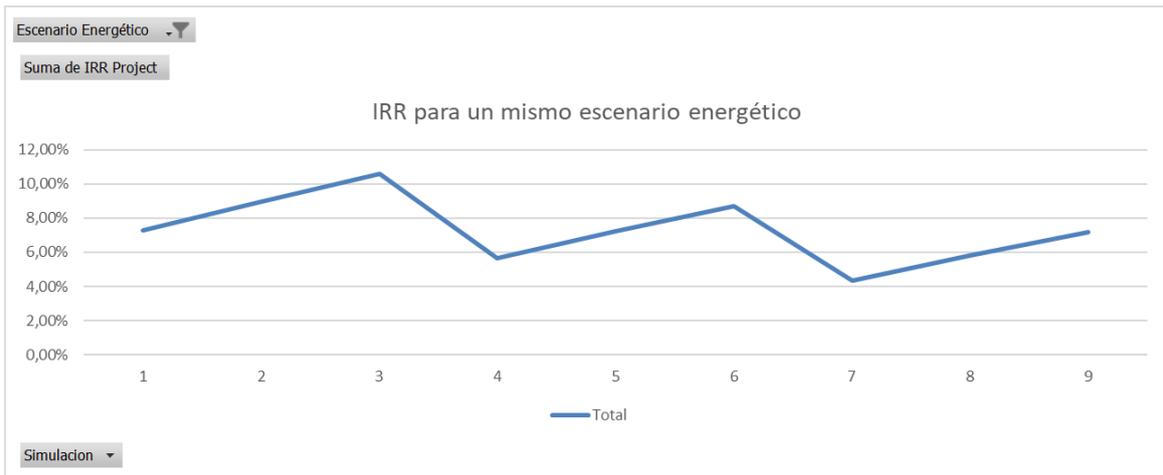


Figura 20. IRR mismo escenario energético

Para un mismo diseño técnico, la evolución del IRR en función de los distintos escenarios financieros evidencia la elevada sensibilidad del proyecto ante los parámetros económicos. Se observan variaciones significativas de la rentabilidad del proyecto, que pueden oscilar entre valores claramente positivos y zonas de menor viabilidad financiera. Este análisis es clave para entender los márgenes de seguridad del proyecto frente a la volatilidad de los precios del mercado eléctrico y de los costes de construcción y operación.

La gráfica muestra una curva con variaciones amplias de IRR, en función del CAPEX/OPEX y del precio de venta. Las diferencias son más acusadas que en el gráfico anterior, ya que ahora las condiciones técnicas están fijas, y se testean diferentes condiciones de mercado.

- Escenarios optimistas (bajo CAPEX y alto precio) generan IRR > 10%.
- Escenarios pesimistas (alto CAPEX y bajo precio) generan IRR < 6%.

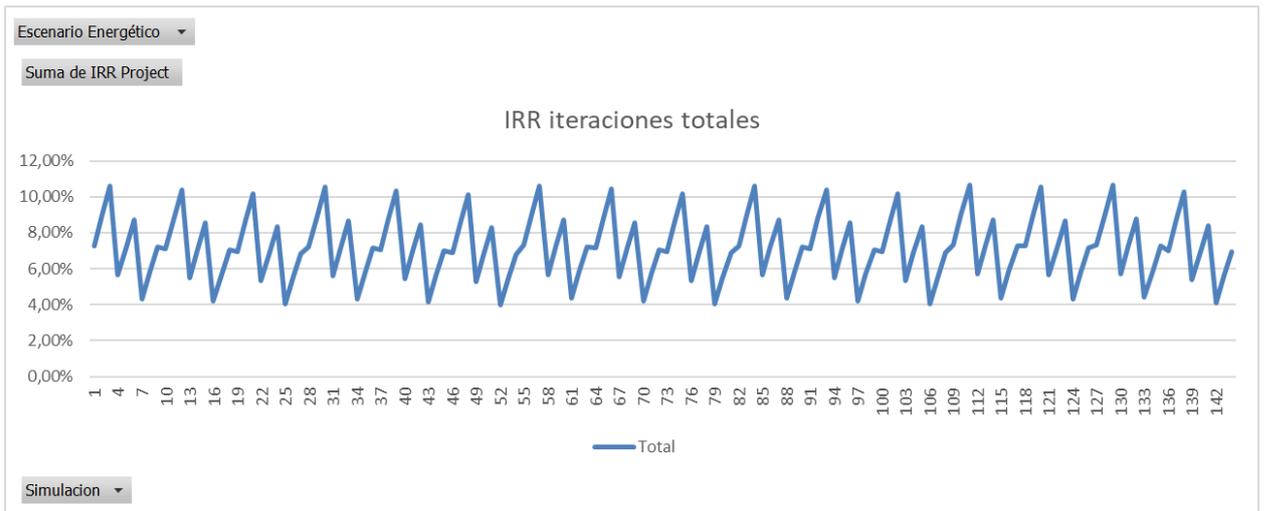


Figura 21. IRR iteraciones totales

El análisis de las 144 combinaciones técnico-económicas muestra un comportamiento cíclico del IRR con un patrón en diente de sierra. Cada conjunto de nueve simulaciones (una por combinación de CAPEX, OPEX y precio de venta) genera una oscilación interna de la rentabilidad del proyecto para un mismo escenario energético. Este comportamiento responde a la fuerte sensibilidad del IRR ante los inputs económicos, especialmente el precio de la energía, mientras que la diferencia de nivel base entre grupos refleja las particularidades técnicas de cada configuración.

8.9.3. ROE

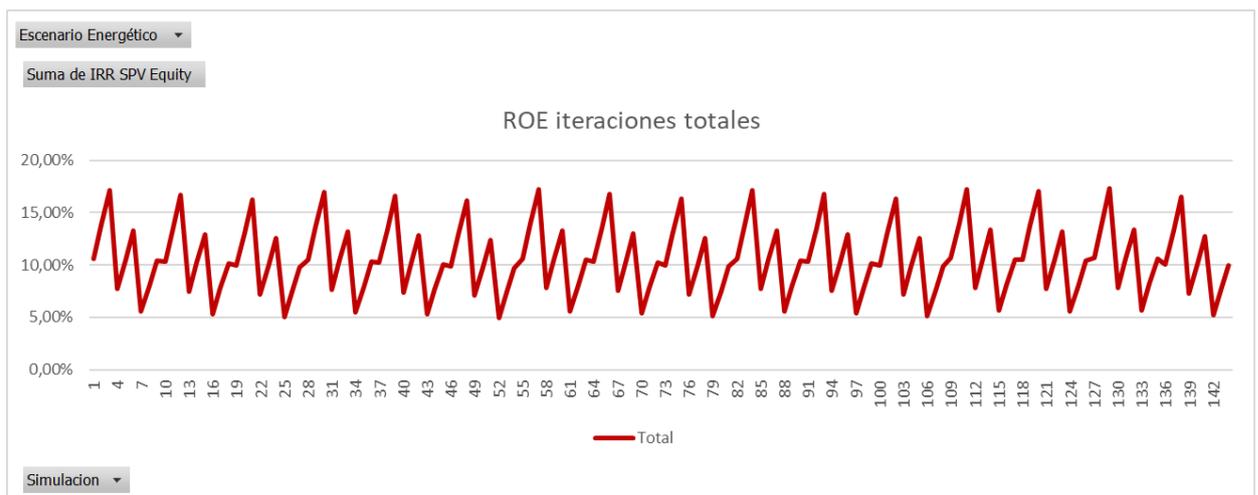


Figura 22. ROE iteraciones totales

La gráfica que representa el ROE (Return on Equity) a lo largo de las 144 iteraciones presenta un comportamiento análogo al del IRR del proyecto. Se observa un patrón repetitivo en forma de rizado, donde cada conjunto de nueve simulaciones corresponde a un mismo escenario energético sometido a distintas combinaciones de CAPEX, OPEX y precio de venta. Al igual que con el IRR, el ROE es altamente sensible a las condiciones económicas, aunque en este caso amplificado por el efecto del apalancamiento financiero. En configuraciones técnicas eficientes y escenarios económicos favorables, el ROE alcanza valores cercanos al 18 %, mientras que en escenarios desfavorables puede descender por debajo del 6 %. Esta dualidad evidencia la importancia de evaluar no solo la viabilidad global del proyecto, sino también su rentabilidad específica para el inversor en capital.

Relación con el IRR del proyecto:

El comportamiento del ROE es casi paralelo al del IRR del proyecto, ya que ambos indicadores están directamente influenciados por la rentabilidad financiera del flujo de caja. Sin embargo, el ROE suele presentar una mayor sensibilidad al apalancamiento financiero (estructura de deuda y equity):

- En escenarios donde el proyecto es rentable, el uso de deuda puede amplificar el retorno al equity.
- En escenarios menos viables, el ROE puede caer rápidamente por el peso del servicio de deuda.

8.9.4. NPV

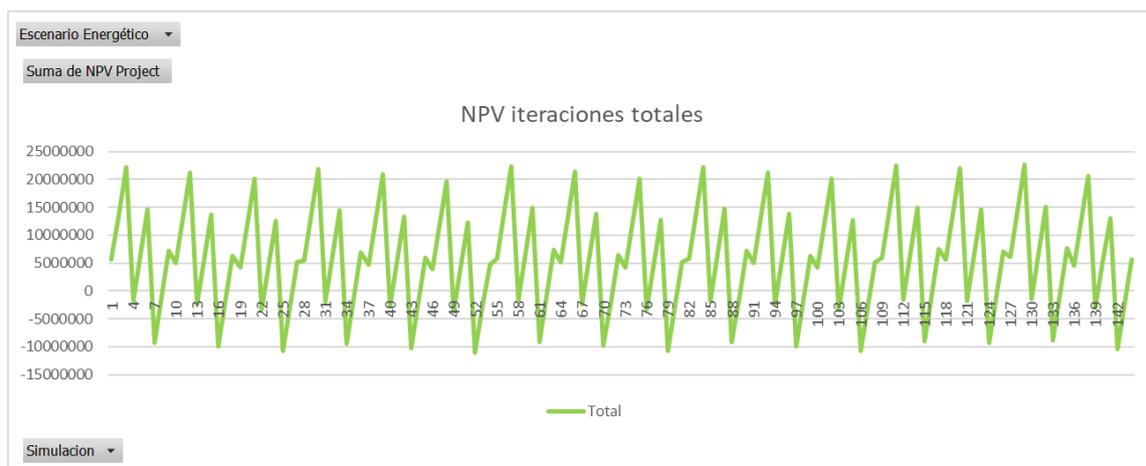


Figura 23. NPV iteraciones totales

A pesar de que todos los escenarios analizados presentan valores de IRR positivos, la gráfica del NPV del proyecto evidencia que no todos son viables desde el punto de vista financiero.

Esto se debe a que el IRR, por sí solo, no tiene en cuenta el coste de oportunidad del capital invertido. Al comparar el IRR con el WACC, se detectan iteraciones donde la rentabilidad esperada es inferior al coste del capital ($IRR - WACC < 0$), lo cual se traduce directamente en un NPV negativo. Por tanto, estas simulaciones, aunque rentables en términos absolutos, no crean valor neto para los inversores ni para el conjunto del proyecto. Este análisis refuerza la necesidad de utilizar el NPV como criterio prioritario de evaluación económica, ya que integra tanto la magnitud como el coste del flujo de fondos a lo largo del tiempo.

9. Escenarios destacables

Una vez completada la simulación de todos los escenarios energéticos mediante la herramienta financiera, se procede a la identificación y análisis de aquellos escenarios que presentan un comportamiento óptimo desde el punto de vista financiero. Esta fase permite evaluar comparativamente las distintas configuraciones técnicas, no solo en términos de producción energética, sino también en función de su capacidad para generar valor económico y maximizar los indicadores de rentabilidad definidos previamente.

9.1. Identificación escenarios remarquables

Escenarios DESTACABLE						Valores Técnicos		
#	Escenario Energético	Variable	Min/Max	Valor	Iteración	Potencia DC	Potencia AC	Ratio DC/AC
1	15	LCOE Opex Inflation	Min	19.54	127, 128, 129	70 MWp	60 MW	116.66%
2	15	LCOE Discount Rate	Min	28.65	127, 128, 129	70 MWp	60 MW	116.66%
3	15	IRR	Max	10.67%	129	70 MWp	60 MW	116.66%
4	15	ROE	Max	17.29%	129	70 MWp	60 MW	116.66%
5	15	NPV Proyect	Max	22,610,932	129	70 MWp	60 MW	116.66%

Tabla 32. Iteraciones remarquables a nivel financiero

9.2. CAPEX/OPEX y precio venta escenarios remarquables

Iteración	CAPEX	OPEX	Precio Venta
129	0.53	11475	40

Tabla 33. CAPEX/OPEX y precio de venta optimo

Como era de esperar, la iteración 129 muestra resultados de medidores económicos favorables para la pareja de CAPEX/OPEX más bajas y el precio de venta más alto.

9.3. Escenario financiero vs. técnico

Previo al análisis financiero del proyecto, se seleccionó una configuración técnica que corresponde con el escenario energético 7 de la herramienta. Con vistas a compararlo con la iteración financiera más destacable (129) seleccionamos el CAPEX/OPEX más bajo y el

precio de venta más alto de dicho escenario para comparar las dos iteraciones (Iteración 57)

Iteración	LCOE Inf [Eur/MWh]	LCOE Disc [Eur/MWh]	IRR [%]	ROE [%]	NPV [Eur]
57	19.62	28.76	10.62	17.19	22,349,682
129	19.54	28.65	10.67	17.29	22,610,932

Tabla 34. Outputs económicos iteraciones remarcables

Como se puede observar, los resultados financieros son muy parecidos y apenas oscilan entre ellos. Sin embargo, la iteración 129 muestra ligeras ventajas sobre la 57, indicando que la configuración previamente seleccionada como la óptima técnicamente no es la que presenta mejores resultados financieros.

9.4. Elección de escenario

Por todas las razones expuestas anteriormente, el escenario energético óptimo elegido es la iteración 129 que presenta las siguientes características y curva de producción en su vida útil de 30 años:

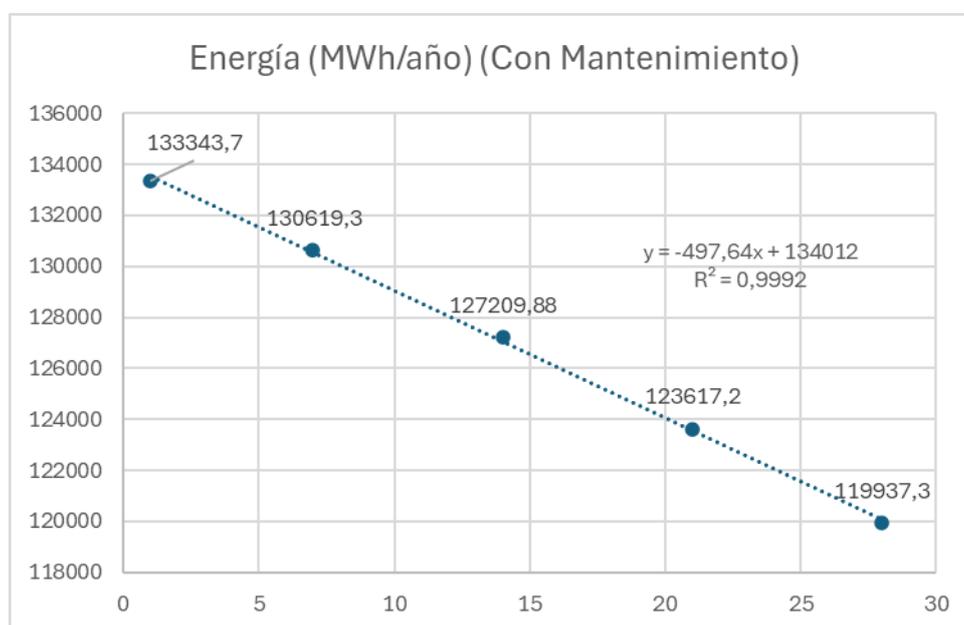


Figura 24. Energía producida anual regresión lineal

Se han realizado los cálculos a través de calcular la energía producida en los años 7,14,21 y 28 con PVSyst para la posterior aplicación de regresión lineal. El escenario energético presenta también:

Esc Ene	Promedio Generación	Hrs Equivalentes [kWh/kWp]	Factor de Capacidad [%]	# Inversores	Ratio DC/AC
15	126651 MWh	1809.41	20.66%	24	1.17

Tabla 35. Valores escenario energético y económico óptimo

9.5. Ahorro en huella de carbono

La cuantificación del ahorro de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) asociado a la instalación fotovoltaica constituye un aspecto clave para evaluar su contribución a la descarbonización del sistema eléctrico. Este indicador se obtiene comparando la energía renovable generada por la planta con la intensidad media de emisiones de la red eléctrica nacional, es decir, las emisiones que se habrían producido de haberse generado esa misma electricidad mediante tecnologías convencionales. De este modo, es posible estimar de forma aproximada el volumen de CO₂ evitado anualmente gracias a la operación de la instalación, teniendo en cuenta además la huella de ciclo de vida propia de la tecnología fotovoltaica para ofrecer un valor neto más realista. Para el cálculo de ahorro se utiliza la siguiente formula:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro Neto} \left[\frac{tCO_2}{\text{año}} \right] &= \text{Promedio Anual} \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right] \cdot \text{Factor de emisión} \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right] - \text{Promedio Anual} \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right] \cdot \text{Huella FV} \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right] \\ &= 120.318 \frac{tCO_2}{\text{año}} \end{aligned}$$

Con valores:

- Promedio Anual $\left[\frac{MWh}{\text{año}} \right]$: 126651 MWh
- Factor de Emisión a 18 agosto, 2025: 0.13 $\left[\frac{tCO_2}{MWh} \right]$ [29]
- Huella FV (Fabricación, logística, etc.) : Se utiliza una aproximación sabiendo que los valores típicos oscilan de 20-50 $\left[\frac{gCO_2}{MWh} \right] = 0.035 \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right]$

Al haberse utilizado el promedio de producción, el ahorro durante la vida útil de la instalación se estima multiplicando por los 30 años para un total de 3.609.540 tCO₂.

9.6. Planificación

El objetivo es tener la instalación en funcionamiento en un periodo de un año. Para ello se genera el siguiente diagrama de Gantt que describe las principales actividades y fases con su duración:

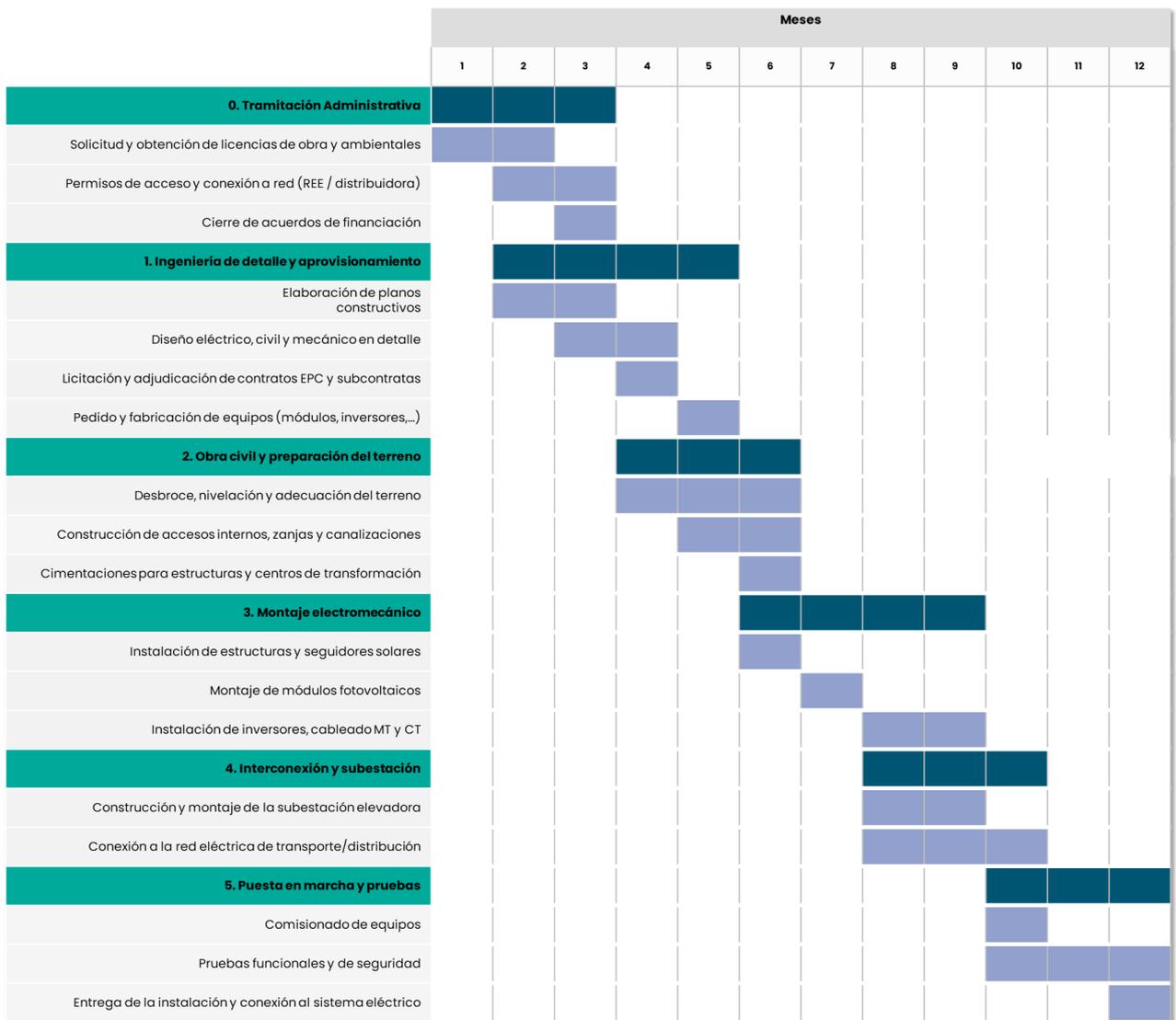


Figura 25. Diagrama de Gantt del proyecto

El cronograma representa la planificación de un proyecto de construcción de una planta fotovoltaica a lo largo de 12 meses. Está dividido en bloques principales de actividades, cada uno con sus sub-tareas y su periodo de ejecución.

Tramitación Administrativa (Meses 1-3)

- Incluye la obtención de licencias de obra y ambientales, permisos de acceso y conexión, y el cierre de acuerdos de financiación.
- Se concentra al inicio del proyecto, ya que es condición previa para arrancar la obra y la fabricación de equipos.

Ingeniería de detalle y aprovisionamiento (Meses 2-5)

- Se desarrollan los planos constructivos, diseño eléctrico, civil y mecánico, y la licitación/adjudicación de contratos.

- En paralelo, se gestiona el pedido y fabricación de equipos clave (módulos, inversores).
- Esto se solapa con la fase administrativa, permitiendo optimizar tiempos.

Obra civil y preparación del terreno (Meses 4-6)

- Incluye nivelación y construcción de accesos, zanjas y canalizaciones.
- Marca el inicio de los trabajos en campo, una vez avanzada la ingeniería.

Montaje electromecánico (Meses 6-9)

- Instalación de estructuras y seguidores, montaje de módulos, inversores y cableado MT y CT.
- Es la fase más prolongada en campo y depende directamente de la obra civil.

Interconexión y subestación (Meses 8-10)

- Construcción y montaje de la subestación y posterior conexión a la red.
- Se desarrolla en paralelo al montaje electromecánico para acelerar la puesta en servicio.

Puesta en marcha y pruebas (Meses 10-12)

- Comisionado de equipos, pruebas funcionales y de seguridad.
- Culmina con la entrega e integración al sistema eléctrico.
- Es el tramo final que asegura que la planta cumple con todos los requisitos técnicos y normativos antes de su operación comercial.

10. ODS y Agenda 2030

Este proyecto, centrado en la optimización técnica y económica de una instalación fotovoltaica conectada a red, se alinea directamente con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por Naciones Unidas en la Agenda 2030. La energía solar fotovoltaica representa una tecnología esencial para acelerar la transición energética global, y el presente trabajo contribuye a esa transformación de forma concreta:

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

El proyecto impulsa el acceso a una energía limpia y accesible, al mejorar el diseño y la eficiencia económica de instalaciones fotovoltaicas. La reducción de costes de producción permite que esta tecnología sea más competitiva y escalable, favoreciendo su adopción masiva y disminuyendo la dependencia de fuentes fósiles.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura

Mediante la aplicación de metodologías de simulación, análisis financiero y herramientas avanzadas de diseño, el proyecto promueve la innovación en el sector fotovoltaico y contribuye al desarrollo de **infraestructura energética sostenible y resiliente**. Además, explora futuras sinergias con tecnologías emergentes como el almacenamiento energético o la hibridación renovable.

ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

La integración de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos o rurales favorece la **descentralización energética** y refuerza la **resiliencia de las ciudades**, al reducir su huella de carbono y fomentar la generación distribuida. El diseño optimizado permite adaptar estas soluciones a distintos contextos, facilitando su implementación local.

ODS 12: Producción y Consumo Responsables

El proyecto contribuye a promover modelos de producción energética más eficientes y con menor impacto ambiental. Al maximizar el aprovechamiento de recursos renovables, se fomenta un uso responsable de los insumos técnicos y económicos, alineado con los principios de sostenibilidad.

ODS 13: Acción por el Clima

Al centrarse en el despliegue de energía solar como alternativa a la generación convencional, el proyecto apoya directamente los esfuerzos de mitigación del cambio

climático. La expansión de este tipo de tecnologías es clave para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones y transición hacia una matriz energética baja en carbono.

ODS 17: Alianzas para Lograr los Objetivos

Este proyecto tiene el potencial de servir como catalizador de colaboraciones entre instituciones académicas, entidades privadas, administraciones públicas y comunidades locales. Asimismo, promueve la transferencia de conocimiento y el intercambio de buenas prácticas en materia de energía renovable, fortaleciendo la cooperación internacional.

11. Conclusiones

El presente Trabajo de Fin de Máster ha logrado cumplir con los objetivos propuestos de manera integral, mediante un enfoque metodológico riguroso que ha permitido optimizar el diseño de una instalación fotovoltaica. A través de un análisis exhaustivo de diferentes configuraciones, la optimización técnico-energética concluye con una planta en Colmenar Viejo (880 m s. n. m.) que, bajo un recurso de GHI 1.706,8 kWh/m² y DHI 543,4 kWh/m², configura un campo con pitch 12 m y GCR 39,9 %, 115.696 módulos en 4.132 strings (28 en serie) y seguidores 2V con backtracking. Los Jinko JKM-66HL4M-BDV-605 (605 Wp, bifacialidad 80 %) alcanzan 70 MWp acoplados a 15 SMA Sunny Central 4000 UP (60 MWac), con DC/AC 1,167. El resultado operativo es una producción de generación de 126651 MWh, 1809.41 kWh/kWp y factor de capacidad 20.66%, cifras que sitúan la instalación en el rango óptimo para utility-scale en la Península y confirman el equilibrio entre densidad, pérdidas por sombreado y captación a lo largo del año.

Desde el punto de vista económico, tras 16 escenarios energéticos y iteraciones de precios, CAPEX y OPEX (142 simulaciones), el escenario 15 (70 MWp; ~133,3 GWh/año 1) es el más competitivo. Con financiación 35 % equity / 65 % deuda (amortización francesa a 15 años con pagos semestrales), la iteración 129 entrega un LCOE mínimo de 19,54 €/MWh, IRR máximo de 10,67 %, ROE 17,29 % y NPV 22.610.932 €. En conjunto, el diseño seleccionado maximiza la eficiencia energética y el retorno financiero bajo hipótesis conservadoras, presenta robustez frente a variaciones de precio y coste, y ofrece una metodología replicable para futuras plantas, alineada con estándares técnicos y regulatorios y con la creación de valor a largo plazo.

Como consecuencia directa de este proceso, el proyecto final ha demostrado que es posible diseñar una instalación fotovoltaica que no solo cumpla con los requisitos energéticos y ambientales, sino que también supere las expectativas económicas, lo que lo convierte en un modelo replicable para futuros proyectos en el campo de las energías renovables.

En resumen, este TFM ha proporcionado una solución técnica y económicamente optimizada para la instalación fotovoltaica estudiada, validando la metodología utilizada y ofreciendo una guía clara para la implementación de proyectos similares

12. Posibles proyectos de futuro

1. Hibridaciones

Uno de los desarrollos más prometedores en el ámbito de las energías renovables es la hibridación de instalaciones fotovoltaicas con otras tecnologías de generación limpia, como la energía eólica [11]. La combinación de ambas fuentes en un único sistema permite aprovechar sus perfiles complementarios de producción, mejorando la estabilidad de la generación eléctrica. Mientras que la energía solar ofrece su mayor rendimiento durante las horas diurnas y en estaciones con alta irradiación, la energía eólica puede mantener la producción en horario nocturno o durante épocas del año caracterizadas por mayor actividad del viento.

El diseño de sistemas híbridos solar-eólicos requiere un enfoque integral, que contemple tanto la optimización del uso del terreno como la configuración espacial de los equipos, minimizando interferencias como el sombreado y maximizando la producción conjunta. Además, la incorporación de otras tecnologías renovables —como biomasa o geotermia— puede ampliar aún más la versatilidad y el aprovechamiento de recursos locales, diversificando la matriz energética del emplazamiento.

Un aspecto clave en este tipo de soluciones es su integración en redes inteligentes (smart grids), donde la gestión coordinada de múltiples fuentes renovables permite aumentar la eficiencia operativa del sistema, mejorar la estabilidad de la red y reducir la dependencia de fuentes fósiles. En este contexto, la hibridación no solo contribuye a optimizar la generación eléctrica, sino que refuerza la resiliencia energética a medio y largo plazo.

2. Sistemas de Almacenamiento de Energía

La integración de sistemas fotovoltaicos con soluciones de almacenamiento en baterías constituye otro eje estratégico con gran proyección para el desarrollo futuro de proyectos renovables [19]. En el horizonte de los próximos años, se abre una oportunidad clave para impulsar proyectos innovadores en almacenamiento energético gracias al nuevo programa de ayudas aprobado por la Comisión Europea y gestionado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Con una dotación de 700 millones de euros, este paquete de subvenciones permitirá cofinanciar hasta el 85 % de la inversión en sistemas de almacenamiento a gran escala —incluidos proyectos stand-alone (baterías independientes), híbridos con renovables, térmicos o de bombeo hidroeléctrico— con financiación a fondo perdido y régimen de concurrencia competitiva. Se espera que esta convocatoria apueste por entre 80 y 120

proyectos, que deberán estar operativos antes de finales de 2029, lo que podría traducirse en un incremento de capacidad de almacenaje de entre 2,5 y 3,5 GW. Esta iniciativa constituye un paso determinante para aproximarse al ambicioso objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 de alcanzar más de 22 GW de capacidad de almacenamiento para esa fecha, frente a los 3,3 GW actuales. [27]

Debido a las ayudas en el horizonte cercano y que el almacenamiento permite conservar el excedente de energía generado durante las horas de mayor irradiancia solar y utilizarlo en momentos en los que la producción no es suficiente para satisfacer la demanda, los sistemas de almacenamiento de energía se vuelven prioritarios.

Esta combinación no solo mejora la autonomía energética de la instalación, sino que aporta una mayor flexibilidad operativa, permitiendo un suministro más constante y predecible. Aunque las baterías de iones de litio dominan actualmente el mercado, tecnologías emergentes como las baterías de flujo, las de estado sólido, o las basadas en materiales sostenibles abren nuevas oportunidades en términos de capacidad, seguridad, coste y sostenibilidad.

Además, la incorporación de almacenamiento resulta fundamental para participar en mercados de servicios auxiliares, permitiendo inyectar energía a la red durante picos de demanda y generando así ingresos adicionales. Este enfoque resulta especialmente relevante en el contexto de microrredes (microgrids), tanto para instalaciones que buscan independencia energética como para aquellas ubicadas en zonas aisladas o con acceso limitado a una red eléctrica estable.

3. Producción de Hidrógeno Verde

La producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables se perfila como una de las líneas de desarrollo más innovadoras y estratégicas dentro del proceso de transición energética. Un concepto de alto potencial consiste en la alimentación directa de un electrolizador mediante una planta fotovoltaica dedicada, que permite generar hidrógeno y oxígeno a través del proceso de electrólisis del agua [8].

El hidrógeno generado actúa como un vector energético limpio y versátil, capaz de almacenar grandes volúmenes de energía y de ser utilizado tanto en aplicaciones industriales (como la producción de amoníaco o refinado químico) como en sectores de difícil electrificación, como el transporte pesado o los procesos térmicos de alta temperatura.

La integración de sistemas fotovoltaicos con electrolizadores plantea diversos retos técnicos y logísticos. Uno de los aspectos críticos es garantizar un suministro eléctrico estable y continuo, ya que la eficiencia de la electrólisis depende en gran medida de la calidad del suministro energético. En este contexto, la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías puede resultar esencial para compensar la intermitencia inherente a la generación solar.

Además, los proyectos híbridos de energía solar e hidrógeno deben abordar aspectos como la optimización del uso del suelo, la infraestructura de distribución del hidrógeno, y la integración con posibles puntos de consumo o exportación. Este tipo de soluciones no solo impulsa la descarbonización de sectores intensivos en emisiones, sino que abre nuevas oportunidades de negocio en el mercado emergente del hidrógeno renovable, alineándose con los objetivos estratégicos de neutralidad climática.

13. Bibliografía

1. *6.1. Main components of large PV systems | EME 812: Utility Solar Power and Concentration.* (s. f.). <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/681>
2. *BOE-A-2020-17278 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.* (s. f.). <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>
3. Canada, N. R. (2023, 15 diciembre). *Building-integrated photovoltaics.* <https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/data-research-insights-energy-efficiency/buildings-innovation/solar-photovoltaic-energy-buildings/building-integrated-photovoltaics/21280>
4. CR Technology Systems spa. (2022, 20 septiembre). *Grid connection of renewable plants - CR Technology Systems.* CR Technology Systems. https://www.crtsgroup.com/en/engineering_talks/grid-connection-of-renewable-energy-plants/
5. *Economical Design of Utility-Scale Photovoltaic Power Plants With Optimum Availability.* (2014, 1 julio). IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6579679>
6. Elazab, R., Eid, J., & Amin, A. (2021). Reliable planning of isolated Building Integrated Photovoltaic systems. *Clean Energy*, 5(1), 32-43. <https://doi.org/10.1093/ce/zkaa028>
7. Eltawil, M. A., & Zhao, Z. (2010). Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 112-129. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.015>
8. *Global Hydrogen Review 2023 – Analysis - IEA.* (2023, 1 septiembre). IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

9. IRENA – *International Renewable Energy Agency*. (2024, 19 agosto). <https://www.irena.org/>
10. Li, Z., Kuo, T., Siao-Yun, W., & Vinh, L. (2022). Role of green finance, volatility and risk in promoting the investments in Renewable Energy Resources in the post-covid-19. *Resources Policy*, 76, 102563. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.102563>
11. Maouedj, R., Mammeri, A., Draou, M., & Benyoucef, B. (2014). Performance Evaluation of Hybrid Photovoltaic-wind Power Systems. *Energy Procedia*, 50, 797-807. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.098>
12. *National Renewable Energy Laboratory (NREL) home page*. (s. f.). NREL. <https://www.nrel.gov/>
13. *Oversizing is the Key to Higher Profitability | SMA Solar*. (s. f.). <https://www.sma.de/en/large-scale/oversizing-higher-profitability>
14. Polo, J., Alonso-Abella, M., Martín-Chivelet, N., Alonso-Montesinos, J., López, G., Marzo, A., Nofuentes, G., & Vela-Barrionuevo, N. (2020). Typical Meteorological Year methodologies applied to solar spectral irradiance for PV applications. *Energy*, 190, 116453. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116453>
15. PVsyst forum. (2001, 11 abril). *PVsyst forum*. PVsyst Forum. <https://forum.pvsyst.com/>
16. *¿Sabes cómo calcular la irradiancia difusa del cielo en fotovoltaica? | ieco*. (s. f.). <https://learn.ieco.io/es/blog/diffuse>
17. United Nations. (s. f.-a). *Energías renovables: energías para un futuro más seguro | Naciones Unidas*. <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>

18. United Nations. (s. f.-b). *Objetivos de desarrollo sostenible* | Naciones Unidas.
<https://www.un.org/es/impacto-acad%C3%A9mico/page/objetivos-de-desarrollo-sostenible>
19. *Utility-Scale PV-Plus-Battery* | *Electricity* | 2023 | ATB | NREL. (s. f.).
https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_pv-plus-battery
20. Zebner, H. (2010). Assessment of TMY generation methods for solar power production estimation. *ResearchGate*.

SOFTWARE

21. PVsyst. (2023). PVsyst 7.2 PVsyst SA
22. European Commission, Joint Research Centre (JRC). (2023). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

DECRETOS Y OPERADORES DE MERCADO

23. OMIE. (s. f.). <https://www.omie.es/>
24. Spain - Corporate - Taxes on corporate income. (s. f.).
<https://taxsummaries.pwc.com/spain/corporate/taxes-on-corporate-income>
25. Banco de España. (s. f.). *Banco de España*. <https://www.bde.es/>
26. Red Eléctrica de España. “Solar Fotovoltaica (Sol) (Generación) | Informes del Sistema.” *Sistema Eléctrico Español*, 2025, <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion>
27. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030.” *Gobierno de España*, 2025, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>.
28. Red Eléctrica de España. “La Solar Fotovoltaica Es Ya La Tecnología Con Más MW Instalados en España.” *Sala de Prensa*, 2025.

29. Red Eléctrica de España. “No Renovables Detalle Emisiones CO₂.” *Datos del Sistema Eléctrico Español*, 2025, <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
30. Masson, Gaëtan, et al. *Snapshot of Global PV Markets 2025*. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach, Apr. 2025, www.iea-pvps.org.

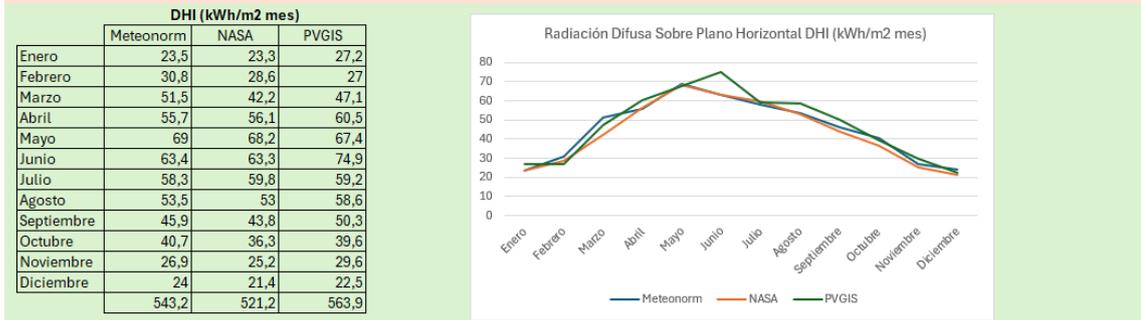
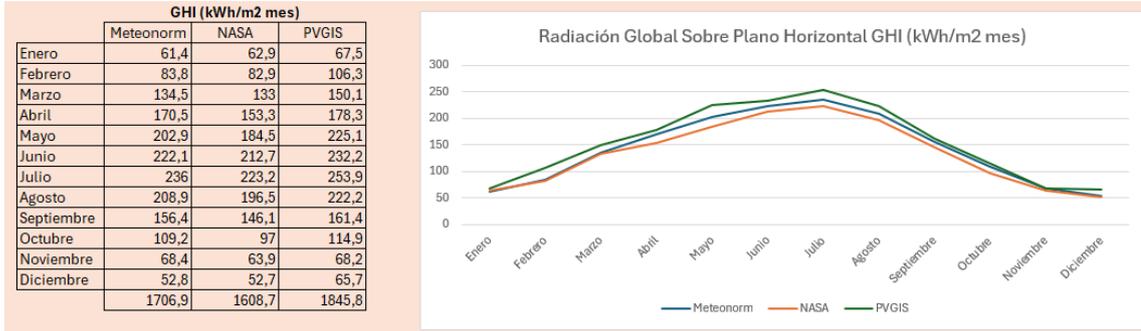
31. Anexo 1: Justificación técnica instalación



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEXO 1

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA INSTALACIÓN



Alternativa Panel	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MWp)	Simulaciones										
						Panel	Wp per Panel	Paneles / string	#strings	#paneles	Inversor	Pn [kW]	#inversores	GCR (%)	Superficie Planta (m2)	
1	1,1	12	1,17	135627	60	69,99	Longi LRS-72HBD-555M G2 Bifacial	555	27	4671	126117	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	38,10%	854350
2	1,2	11	1,17	133736	60	69,99	Longi LRS-72HBD-555M G2 Bifacial	555	27	4671	126117	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	41,60%	783154
3	1,3	10	1,17	131400	60	69,99	Longi LRS-72HBD-555M G2 Bifacial	555	27	4671	126117	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	45,80%	711958
4	2,1	12	1,17	135080	60	70,01	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	650	30	3590	107700	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	39,90%	838481
5	2,2	11	1,17	133048	60	70,01	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	650	30	3590	107700	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	43,50%	768608
6	2,3	10	1,17	130595	60	70,01	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	650	30	3590	107700	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	47,90%	696735
7	3,1	12	1,17	130265	60	70	Jinko-JKM-66HL4M-BDV-605	605	28	4132	115696	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	39,90%	783905
8	3,2	11	1,17	134000	60	70	Jinko-JKM-66HL4M-BDV-605	605	28	4132	115696	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	43,50%	718575
9	3,3	10	1,17	131515	60	70	Jinko-JKM-66HL4M-BDV-605	605	28	4132	115696	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	47,80%	653254
10	4,1	12	1,17	135753	60	70	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	525	27	4938	133326	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	38,10%	903185
11	4,2	11	1,17	133876	60	70	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	525	27	4938	133326	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	41,60%	827920
12	4,3	10	1,17	131552	60	70	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	525	27	4938	133326	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15	45,80%	752654
13	5,1	12	1,17	136258	60	69,99	Longi LRS-72HBD-555M G2 Bifacial	555	27	4671	126117	Siemens - Sinacon PV2500	2500	24	38,10%	854350
14	5,2	12	1,17	135518	60	70,01	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	650	30	3590	107700	Siemens - Sinacon PV2500	2500	24	39,90%	838481
15	5,3	12	1,17	136604	60	70	Jinko-JKM-66HL4M-BDV-605	605	28	4132	115696	Siemens - Sinacon PV2500	2500	24	39,90%	783905
16	5,4	12	1,17	132384	60	70	JA Solar -JAM72-D30-525-MB	525	27	4938	133326	Siemens - Sinacon PV2500	2500	24	38,10%	903185

Numero de Inversores (Ratio DC/AC)							
Alternativa/Variante	Numero Inv	Ratio Pp/Pn	Pp (MWp)	Pn (MW)	Año 1 Energía (MWh/año)	Perd Ef Inv (%)	Perdidas Inv encima Pn (%)
BASE	17	1,03	69,99	68	136344	1,6%	0,0%
1	16	1,09	69,99	64	136251	1,6%	0,1%
(*)(*) 2	15	1,17	69,99	60	135627	1,7%	0,5%
3	14	1,25	69,99	56	133772	1,7%	1,9%

Alternativa/ Variante	Numero Inv	Ratio Pp/Pn	Pp (MWp)	Pn (MW)	Año 1 Energía (MWh/año)	Perd Ef Inv (%)	Perdidas Inv encima Pn (%)
2	15	1,17	69,99	60	135627	1,7%	0,5%

ALTERNATIVAS PITCH (Disposición 2V)

Alternativa	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Sombras Cercanas (%)	GCR (%)	Superficie Paneles (m2)	Superficie Planta (m2)
(*)(*) 2-2V	12	1,17	135627	1,70%	38,10%	325792	854350
2	11,5	1,17	134755	1,70%	39,80%	325792	818752
2	11	1,17	133736	1,70%	41,60%	325792	783154
2	10,5	1,17	132629	1,70%	43,60%	325792	747556
2	10	1,17	131400	1,70%	45,80%	325792	711958
2	14	1,17	138409	1,60%	32,70%	325792	996741

ALTERNATIVAS PITCH (Disposición 1V)

Alternativa	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Sombras Cercanas (%)	GCR (%)	Superficie Paneles (m2)	Superficie Planta (m2)
2-1V	6	1,17	135727	1,70%	38,00%	325792	858100

Optimización Panel

Alternativa Panel	Pitch	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MWp)	Panel	Wp per Panel	Paneles / string	#strings	#paneles
1	12	1,17	135627	60	69,99	Longi LR5-72HBD-555M G2 Bifacial	555	27	4671	126117
2	12	1,17	135080	60	70,01	Trina TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex	650	30	3590	107700
(*)(*) 3	12	1,17	136065	60	70,00	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	605	28	4132	115696
4	12	1,17	135753	60	70,00	JA Solar - JAM72-D30-525-MB	525	27	4936	133326

Optimización Inversor

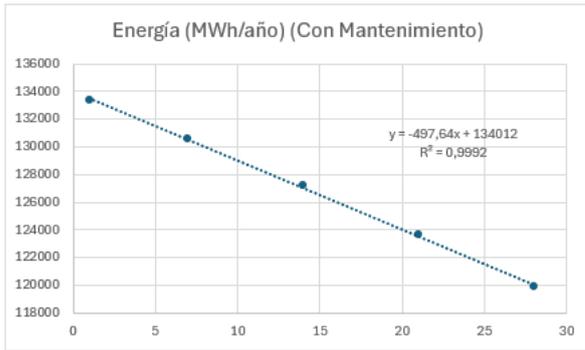
Alternativa Panel	Ratio Pp/Pn	Año 1 Energía (MWh/año)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Pico (MWp)	Panel	Inversor	Pn [kW]	#inversores
1	1,17	136605	60	70	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	SMA-Sunny Central 4000 UP	4000	15
2	1,17	136604	60	70	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605	Siemens - Sinacon PV2500	2500	24

SOLUCION TÉCNICA ELEGIDA

Panel	Jinko- JKM-66HL4M-BDV-605
Inversor	SMA-Sunny Central 4000 UP
Seguidor	2 V Soltec
Potencia Nom (MW)	60
Potencia Pico (MWp)	70
Ratio (DC/AC)	1,17
# Paneles	115696
# Paneles/string	28
# String	4132
# Inversores	15
Pitch (Distancia entre seguidores) (m2)	12
Energía Año 1 (MWh/año)	136065

Año	Energía (MWh/año) (Sin Mantenimiento)	Energía (MWh/año) (Con Mantenimiento)
1	136065	133343,7
7	133285	130619,3
14	129806	127209,88
21	126140	123617,2
28	122385	119937,3

Año	Energía (MWh/año) (Con Mantenimiento)
1	133343,7
7	130619,3
14	127209,88
21	123617,2
28	119937,3



Año	Energía (MWh/año) (Con Mantenimiento)
1	133514,36
2	133016,72
3	132519,08
4	132021,44
5	131523,8
6	131026,16
7	130528,52
8	130030,88
9	129533,24
10	129035,6
11	128537,96
12	128040,32
13	127542,68
14	127045,04
15	126547,4
16	126049,76
17	125552,12
18	125054,48
19	124556,84
20	124059,2
21	123561,56
22	123063,92
23	122566,28
24	122068,64
25	121571
26	121073,36
27	120575,72
28	120078,08
29	119580,44
30	119082,8
Promedio	126298,58
kWh/kWp	1804,37
Factor Cap	20,60%

0,373%
0,374%
0,376%
0,377%
0,378%
0,380%
0,381%
0,383%
0,384%
0,386%
0,387%
0,389%
0,390%
0,392%
0,393%
0,395%
0,396%
0,396%
0,398%
0,400%
0,401%
0,403%
0,404%
0,406%
0,408%
0,409%
0,411%
0,413%
0,414%
0,416%
-6,059%

hrs equivalentes

32. Anexo 2: Código herramienta financiera



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEXO 2

CÓDIGO HERRAMIENTA FINANCIERA

Sub SimularEscenariosFinancieros()

Dim wsOrigen As Worksheet, wsOut As Worksheet

Dim lastRow As Long, outputRow As Long

Dim i As Long, j As Long, k As Long

Dim energia As Variant, potencia As Variant

Dim preciosVenta As Variant, capexOpex As Variant

Dim escenarioName As String

' Definicion de las combinaciones

preciosVenta = Array(20, 25, 30)

capexOpex = Array(_

 Array(0.47, 7750), _

 Array(0.5, 8000), _

 Array(0.53, 8250))

' Definición de hojas

Set wsOrigen = ThisWorkbook.Sheets("Generic Project")

On Error Resume Next

Application.DisplayAlerts = False

ThisWorkbook.Sheets("Resultados Macro").Delete

Application.DisplayAlerts = True

On Error GoTo 0

Set wsOut = ThisWorkbook.Sheets.Add

wsOut.Name = "Resultados Macro"

' Cabeceras

wsOut.Range("A1:N1").Value = Array("Escenario Energético", "Potencia (Wp)",
"Producción Anual Año 1", _

 "Precio Venta", "CAPEX", "OPEX", "IRR Project", "IRR SPV Equity", "Avg Yearly EBITDA",

-

 "Acumulative EBITDA", "NPV SPV Equity", "ACOE", "LCOE Inf", "LCOE Discount", "NPV
Project", "IRR-WACC")

```
outputRow = 2
```

```
' Última fila con datos en columna Y
```

```
lastRow = wsOrigen.Cells(wsOrigen.Rows.Count, "Y").End(xlUp).Row
```

```
For i = 13 To lastRow ' Empieza en fila 13
```

```
    escenarioName = wsOrigen.Cells(i, "Y").Value
```

```
    energia = wsOrigen.Cells(i, "AI").Value
```

```
    potencia = wsOrigen.Cells(i, "AE").Value
```

```
If Not IsEmpty(energia) And IsNumeric(energia) Then
```

```
    For j = 0 To UBound(capexOpex)
```

```
        For k = 0 To UBound(preciosVenta)
```

```
            ' Inputs
```

```
            With wsOrigen
```

```
                .Range("I39").Value = CDbI(energia)
```

```
                .Range("D27").Value = capexOpex(j)(0)
```

```
                .Range("D29").Value = capexOpex(j)(1)
```

```
                .Range("I40").Value = preciosVenta(k)
```

```
            End With
```

```
            ' Guardar resultados
```

```
            With wsOrigen
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 1).Value = escenarioName
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 2).Value = potencia
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 3).Value = energia
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 4).Value = preciosVenta(k)
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 5).Value = capexOpex(j)(0)
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 6).Value = capexOpex(j)(1)
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 7).Value = .Range("I56").Value ' ACOE
```

```
                wsOut.Cells(outputRow, 8).Value = .Range("I57").Value ' LCOE Inflation
```

```
wsOut.Cells(outputRow, 9).Value = .Range("I58").Value ' LCOE Discount Rate
wsOut.Cells(outputRow, 10).Value = .Range("I59").Value ' Average EBITDA
wsOut.Cells(outputRow, 11).Value = .Range("I60").Value ' IRR Project
wsOut.Cells(outputRow, 12).Value = .Range("I61").Value ' NPV Project
wsOut.Cells(outputRow, 13).Value = .Range("I62").Value
wsOut.Cells(outputRow, 14).Value = .Range("I63").Value
wsOut.Cells(outputRow, 15).Value = .Range("I64").Value
wsOut.Cells(outputRow, 16).Value = .Range("I65").Value ' IRR-WACC
```

```
End With
```

```
outputRow = outputRow + 1
```

```
Next k
```

```
Next j
```

```
End If
```

```
Next i
```

```
MsgBox "Simulación completada. Resultados guardados en hoja 'Resultados Macro'."
```

```
End Sub
```

33. Anexo 3: Herramienta financiera



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEXO 3

HERRAMIENTA FINANCIERA

Installation		Units
POI Power	60 000 000	Watt
Grid connection & SPV cost	/	
Degradation Rate Hybrid TOTAL	0.5%	
Duration of construction period (months)	months	
LAND PRICE	Purchase	
Type of agreement	0	/
Costo total compra terreno	0,000 000	Wp
Land price per installed power		
PV POWER	69 990 000	Watt
PV Plant degradation Rate	0.5%	37%/a
Depreciation	1 856 430	/
	1 086 595	/
	0 700	Wp
	49 892 900	/
	15 525	Wp
	30	years

Installation electrical generation		Units
Cost of Plant (CAPEX without VAT) (PV, Grid & SPV, Assets), Land Purchase)	49 892 900	0.27 MW
CAPEX without VAT	-	0 MW
Interest during construction VAT Facility	-	0 MW
Interest during construction LT Debt	-	0 MW
Fees	-	0 MW
Pre-funding of OPEX & DSRA (1st year)	1 978 000	0.03 MW
Financing Requirement	51 670 900	0.24 MW

Financial Structure Hybrid		Units
% Equity	35%	
Equity	18 084 818	/
LCs (reserves)	1 978 000	/
LT Debt	33 586 091	/
Annual debt service	2 740 544	/
Total Cost	51 670 910	/
Reserve Accounts		
OPEX without VAT (per payment period)	543 297	/
OPEX without VAT (per year)	1 086 595	/
VAT OPEX	0	/
Debt Service DSRA	1 434 721	/

Installation TOTAL		Units
CAPEX TOTAL PV + Grid & SPV, Assets & Land Purchase	49 892 900	0.27 MW
CAPEX without VAT	-	0 MW
Interest during construction VAT Facility	-	0 MW
Interest during construction LT Debt	-	0 MW
Fees	-	0 MW
Pre-funding of OPEX & DSRA (1st year)	1 978 000	0.03 MW
Financing Requirement	51 670 910	0.24 MW

Financial Structure TOTAL		Units
% Equity	65%	
Equity	18 084 818	/
LCs (reserves)	1 978 000	/
LT Debt	33 586 091	/
Annual debt service	2 740 544	/
Total Cost	51 670 910	/
Reserve Accounts		
OPEX without VAT (per payment period)	543 297	/
OPEX without VAT (per year)	1 086 595	/
VAT OPEX	0	/
Debt Service DSRA	1 434 721	/

Simulación	Escenario Energético	Potencia (Wp)	Producción Anual Año 1	Precio Venta	CAPEX	OPEX	IRR Project	IRR SPV Equity	Avg Yearly EBITDA	Acumulative EBITDA	NPV SPV Equity	ACOE	LCOE Inf	LCOE Discount	NPV Project	IRR-WACC
1	1	69990	135627	30	0,53	11475	7,27%	10,56%	3997380	119921406	11483758	18,79	19,68	28,85	5703023	1,27%
2	1	69990	135627	35	0,53	11475	8,97%	13,80%	4844619	145338582	19700940	18,79	19,68	28,85	13920205	2,97%
3	1	69990	135627	40	0,53	11475	10,58%	17,10%	5691859	170755759	27918122	18,79	19,68	28,85	22137387	4,58%
4	1	69990	135627	30	0,62	13500	5,65%	7,71%	3805723	114171702	4991729	22,04	23,07	33,81	-1772095	-0,35%
5	1	69990	135627	35	0,62	13500	7,23%	10,48%	4652963	139588879	13208911	22,04	23,07	33,81	6445087	1,23%
6	1	69990	135627	40	0,62	13500	8,69%	13,25%	5500202	165006055	21426093	22,04	23,07	33,81	14662669	2,69%
7	1	69990	135627	30	0,71	15525	4,33%	5,54%	3614067	108421998	-1500301	25,28	26,46	38,77	-9247212	-1,67%
8	1	69990	135627	35	0,71	15525	5,82%	8,01%	4461306	133839175	6716881	25,28	26,46	38,77	-1030030	-0,18%
9	1	69990	135627	40	0,71	15525	7,20%	10,42%	5308545	159256352	14934063	25,28	26,46	38,77	7187152	1,20%
10	2	69990	133736	30	0,53	11475	7,12%	10,29%	3926504	117795109	10796342	19,05	19,96	29,26	5015607	1,12%
11	2	69990	133736	35	0,53	11475	8,81%	13,48%	4761930	142857903	18898955	19,05	19,96	29,26	13118220	2,81%
12	2	69990	133736	40	0,53	11475	10,40%	16,73%	5597357	167920696	27001568	19,05	19,96	29,26	21220832	4,40%
13	2	69990	133736	30	0,62	13500	5,51%	7,48%	3734847	112045405	4304313	22,35	23,39	34,29	-2459511	-0,49%
14	2	69990	133736	35	0,62	13500	7,08%	10,21%	4570273	137108199	12406926	22,35	23,39	34,29	5643102	1,08%
15	2	69990	133736	40	0,62	13500	8,54%	12,94%	5405700	162170993	20509538	22,35	23,39	34,29	13745715	2,54%
16	2	69990	133736	30	0,71	15525	4,20%	5,33%	3543190	106295701	-2187717	25,64	26,83	39,32	-9934628	-1,80%
17	2	69990	133736	35	0,71	15525	5,68%	7,77%	4378617	131358495	5914896	25,64	26,83	39,32	-1832015	-0,32%
18	2	69990	133736	40	0,71	15525	7,05%	10,16%	5214043	156421289	14017509	25,64	26,83	39,32	6270597	1,05%
19	3	69990	131400	30	0,53	11475	6,94%	9,95%	3838948	115168440	9947160	19,39	20,31	29,78	4166425	0,94%
20	3	69990	131400	35	0,53	11475	8,61%	13,09%	4659782	139793456	17908242	19,39	20,31	29,78	12127507	2,61%
21	3	69990	131400	40	0,53	11475	10,19%	16,27%	5480616	164418472	25869325	19,39	20,31	29,78	20088589	4,19%
22	3	69990	131400	30	0,62	13500	5,34%	7,19%	3647291	109418737	3455131	22,74	23,81	34,90	-3308693	-0,66%
23	3	69990	131400	35	0,62	13500	6,89%	9,88%	4468125	134043752	11416213	22,74	23,81	34,90	4652390	0,89%
24	3	69990	131400	40	0,62	13500	8,34%	12,56%	5288959	158668768	19377295	22,74	23,81	34,90	12613472	2,34%
25	3	69990	131400	30	0,71	15525	4,03%	5,07%	3455634	103669033	-3036899	26,10	27,31	40,02	-10783810	-1,97%
26	3	69990	131400	35	0,71	15525	5,51%	7,48%	4276468	128294049	4924184	26,10	27,31	40,02	-2827728	-0,49%
27	3	69990	131400	40	0,71	15525	6,86%	9,82%	5097302	152919065	12885266	26,10	27,31	40,02	5138355	0,86%
28	4	70010	135080	30	0,53	11475	7,23%	10,48%	3976878	119306343	11284913	18,86	19,76	28,97	5504177	1,23%

Financial Results FV		Units
IRR Project	6,94%	%
IRR SPV Equity	9,96%	%
AVERAGE YEARLY EBITDA	5.146.477	\$/year
ACUMULATIVE EBITDA (30 years)	154.394.317	/
NPV SPV Equity	13.362.204	/
Average Cost of Energy (ACoE)	25,90	\$/MWh
Levelized Cost of Electricity (LCoE)(Inflation)	27,10	\$/MWh
Levelized Cost of Electricity (LCoE) (Discount Rate)	39,72	\$/MWh
NPV Project	5.615.293	/
IRR-WACC	0,94%	%

Financial Structure	Value	Units
Equity		
% LT Debt	65%	%
Debt term (years)	15	years
Interest Rate	2,64%	%
Interest During Construction		
% of Capex subject to VAT	0,00%	%
VAT rate	21,00%	%
Reserve Accounts		
Inflation	2,00%	%
Payment OPEX period (months)	6	months
DSRA term (months)	6	months
Cash Flows		
Corporation tax	25,00%	%
Discount Rate	6,00%	%

34. Anexo 4: Escenario Energético 7 – Simulación

57



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEXO 4

PVSYST ESCENARIO ENERGÉTICO 7 –
SIMULACIÓN 57

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko

Trackers single array, with backtracking

System power: 70.00 MWp

ColmenarViejo_psfvtfm - Spain

| Author



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko

PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14

Project summary

Geographical Site ColmenarViejo_psfvtfm Spain	Situation Latitude 40.67 °(N) Longitude -3.79 °(W) Altitude 880 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Weather data ColmenarViejo_psfvtfm Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=87% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Trackers single array, with backtracking		
Orientation #1 Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 ° Phi min / max. -/+ 60 ° Diffuse shading all trackers	Near Shadings Linear shadings : Fast (table)	User's needs Unlimited load (grid)	
Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated			
System information PV Array	Inverters		
Nb. of modules 115696 units Pnom total 70.00 MWp	Nb. of units 15 units Total power 60000 kWac Pnom ratio 1.17		

Results summary

Produced Energy 136.06 GWh/year	Specific production 1944 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.44 %	Bifacial perf. ratio 82.10 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------	------------------------------

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
Single-line diagram	11



PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14

General parameters		
Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking
Orientation #1		Field properties
Tracking plane, horizontal N-S axis		Nb. of trackers 97 units
Axis azimuth	0 °	Tracking plane, horizontal N-S axis
Phi min / max.	-/+ 60 °	Sizes
Diffuse shading	all trackers	Tracker Spacing 12.0 m
Tracking algorithm		Sensitive width 4.78 m
Astronomic calculation		GCR Shading 39.9 %
Backtracking activated		Backtracking limit angle
		Phi limits +/- 66.5 °
		Backtracking parameters
		Backtracking pitch 12.0 m
		Backtracking width 4.78 m
		Left inactive band 0.00 m
		Right inactive band 0.00 m
		GCR Backtracking 39.9 %
		Parameters choice Automatic
Horizon		Near Shadings
Average Height	3.0 °	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	12.00 m	
Tracker width	4.78 m	
Axis height above ground	2.30 m	
Nb. of sheds	97 units	
Bifacial model definitions		
Ground albedo	0.15	
Bifaciality factor	80 %	
Rear shading factor	0.7 %	
Rear mismatch loss	7.0 %	
Shed transparent fraction	0.0 %	

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	
Model	JKM-66HL4M-BDV-605	Model	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	605 Wp	Unit Nom. Power	4000 kWac
Number of PV modules	115696 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	70.00 MWp	Total power	60000 kWac
Modules	4132 string x 28 In series	Operating voltage	880-1325 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.17
Pmpp	64.91 MWp		
U mpp	1037 V		
I mpp	62587 A		



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko

PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	69996 kWp	Total power	60000 kWac
Total	115696 modules	Number of inverters	15 units
Module area	312517 m ²	Pnom ratio	1.17

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.18 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.00 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.30 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.15 %	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, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	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		0.11 % at STC	
Inverter: Sunny Central 4000 UP			
Wire section (15 Inv.)		Alu 15 x 3 x 2500 mm ²	
Average wires length		7 m	
MV line up to HV Transfo		HV line up to Injection	
MV Voltage		20 kV	HV line voltage
Wires		Alu 3 x 2000 mm ²	220 kV
Length		1850 m	Wires
Loss Fraction		0.50 % at STC	Alu 3 x 120 mm ²
			Length
			13399 m
			Loss Fraction
			0.50 % at STC



PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14

AC losses in transformers

MV transfo	
Medium voltage	20 kV
Transformer parameters	
Nominal power at STC	68.61 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	121.20 kVA
Iron loss fraction	0.18 % at STC
Copper loss	621.28 kVA
Copper loss fraction	0.91 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.05 mΩ
HV transfo	
Grid voltage	220 kV
Transformer from Datasheets	
Nominal power	78000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	68.00 kVA
Iron loss fraction	0.09 % of PNom
Copper loss	350.00 kVA
Copper loss fraction	0.45 % at PNom
Coils equivalent resistance	3 x 23.01 mΩ



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko

PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°40'3", Long=-3°47'16", Alt=880m

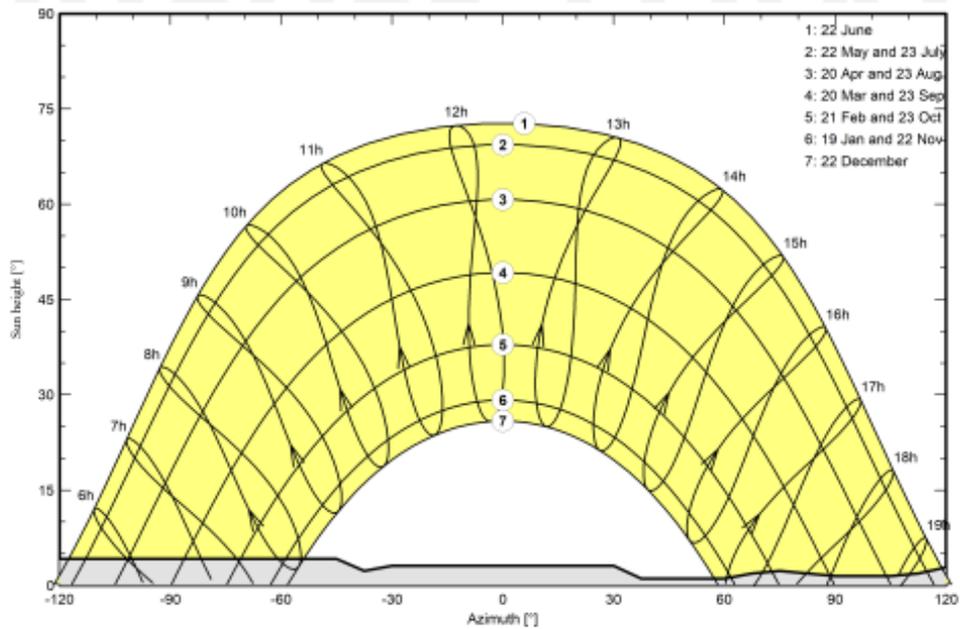
Average Height	3.0 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-30	30	38	60	68
Height [°]	2.7	1.5	1.5	2.3	1.9	2.7	4.2	4.2	2.3	3.1	3.1	1.1	1.1	1.9
Azimuth [°]	75	83	90	105	113	128	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	2.3	1.9	1.5	1.5	1.9	3.8	3.8	4.2	4.2	3.8	3.8	3.4	2.7	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1



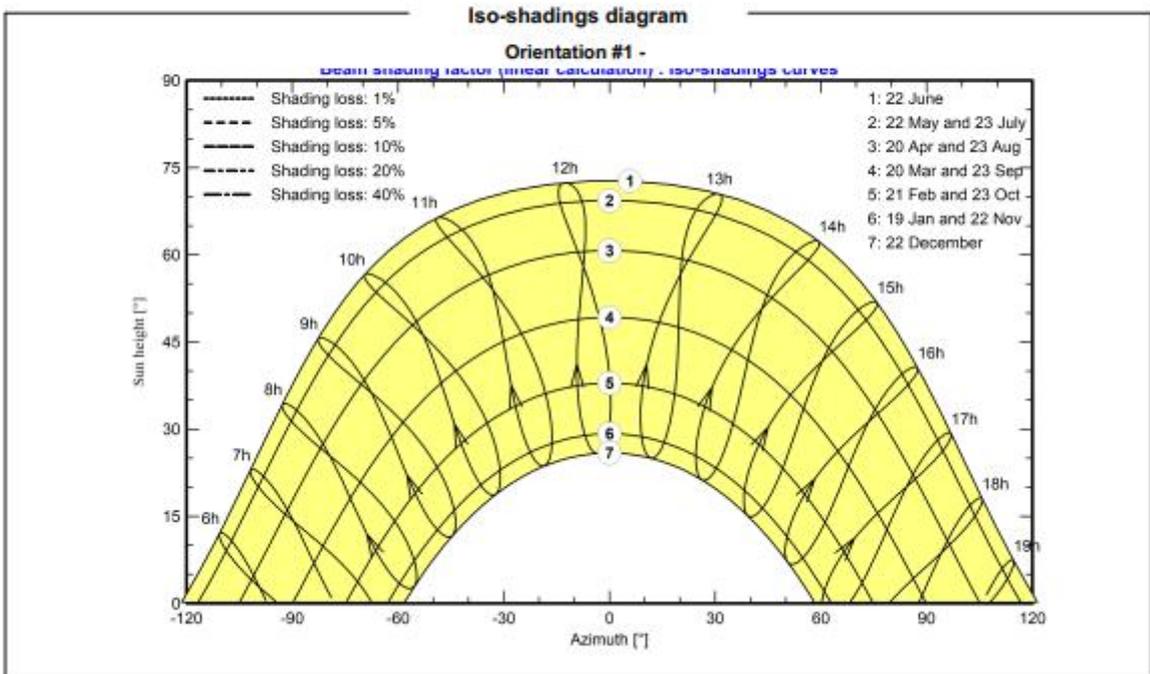
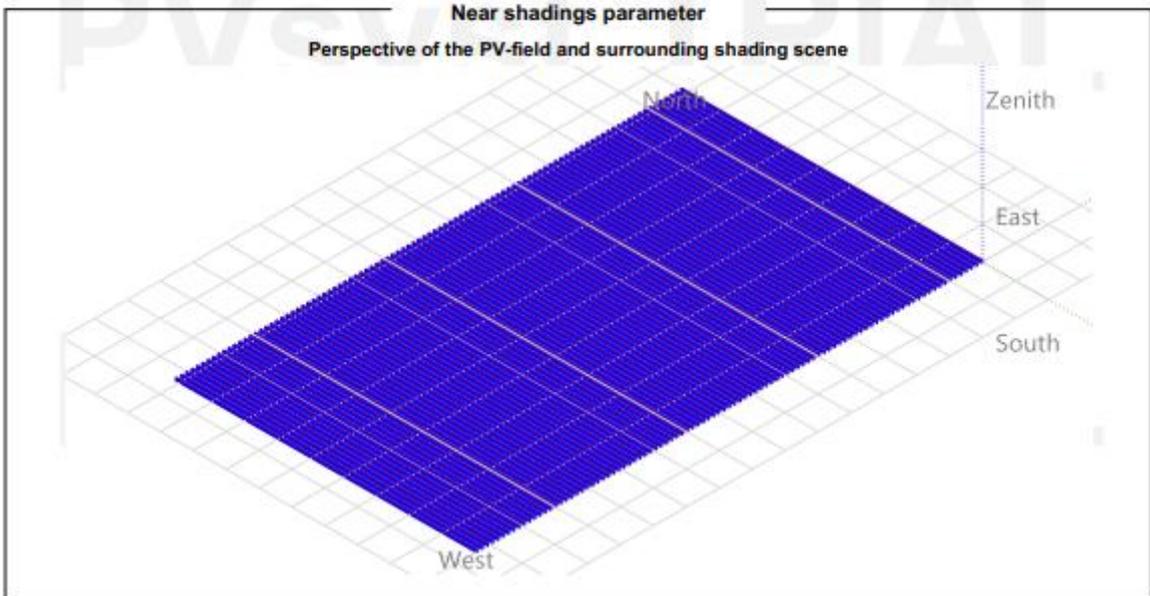


Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko

PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14





Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko

PVsyst V8.0.14

VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14

Main results

System Production

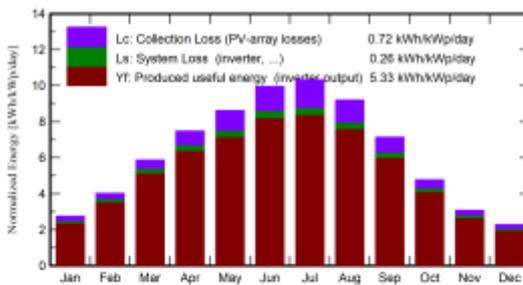
Produced Energy 136.06 GWh/year

Specific production 1944 kWh/kWp/year

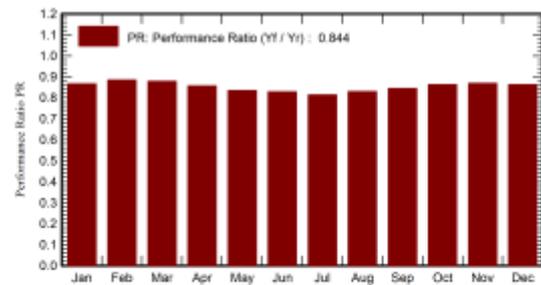
Perf. Ratio PR 84.44 %

Bifacial perf. ratio 82.10 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	61.4	23.49	5.58	85.5	78.8	5.49	5.18	0.866	0.841
February	83.8	30.83	6.73	112.5	105.8	7.33	6.97	0.885	0.859
March	134.5	51.51	10.24	182.2	172.4	11.75	11.21	0.879	0.853
April	170.5	55.70	12.66	224.4	213.6	14.13	13.46	0.857	0.832
May	202.9	69.01	17.59	267.2	254.4	16.36	15.61	0.835	0.811
June	222.1	63.42	23.18	298.7	285.2	18.14	17.32	0.828	0.806
July	236.0	58.33	26.73	320.6	306.9	19.12	18.25	0.813	0.792
August	208.9	53.51	26.11	285.3	273.1	17.34	16.56	0.829	0.808
September	156.4	45.89	21.09	214.4	203.8	13.27	12.66	0.844	0.822
October	109.2	40.69	15.55	148.2	139.6	9.39	8.95	0.863	0.838
November	68.4	26.94	9.08	92.4	86.1	5.94	5.63	0.869	0.843
December	52.8	24.03	6.20	70.7	64.8	4.54	4.27	0.862	0.833
Year	1706.8	543.36	15.11	2302.1	2184.6	142.79	136.06	0.844	0.821

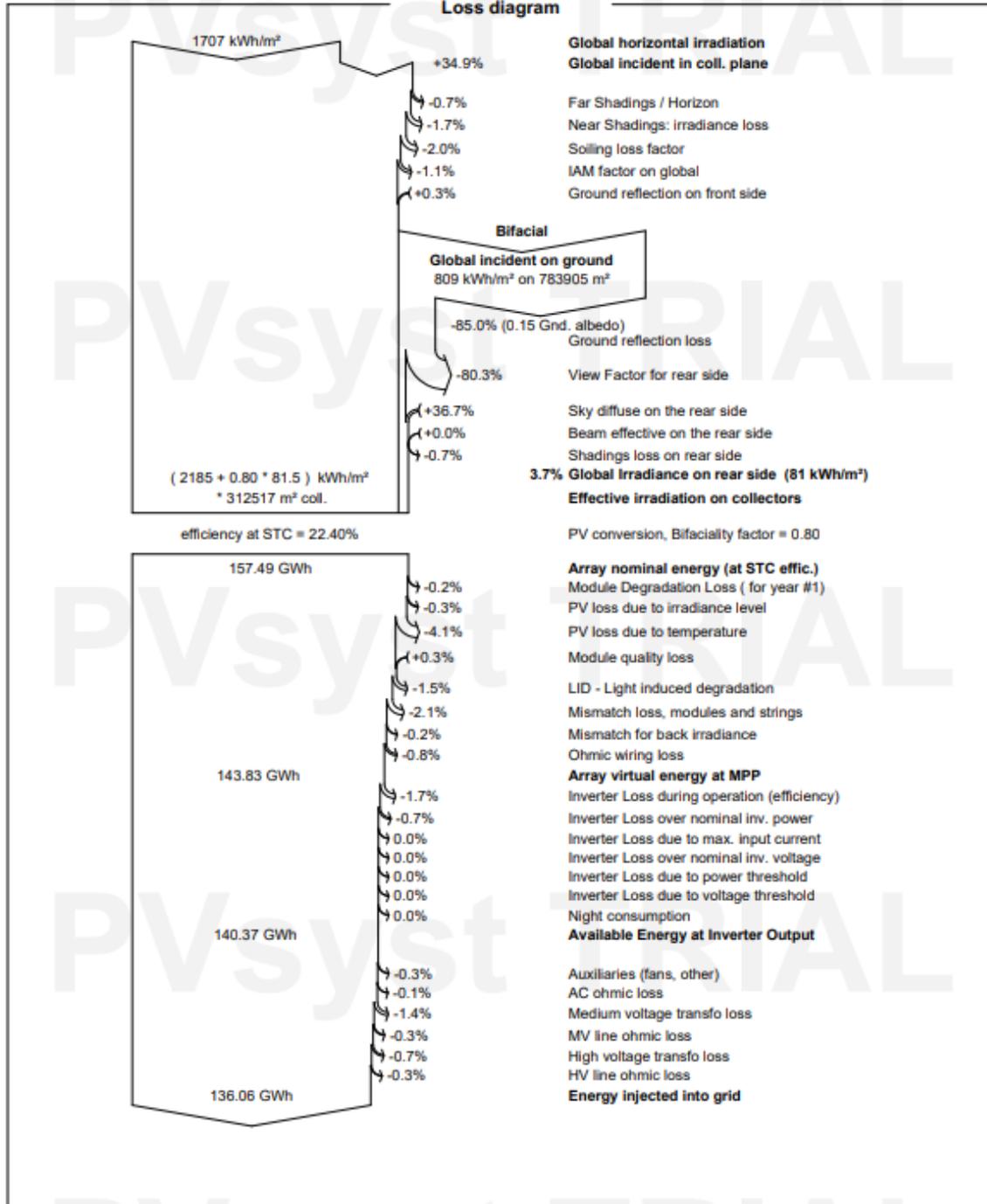
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane	PRBifi	Bifacial Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V8.0.14

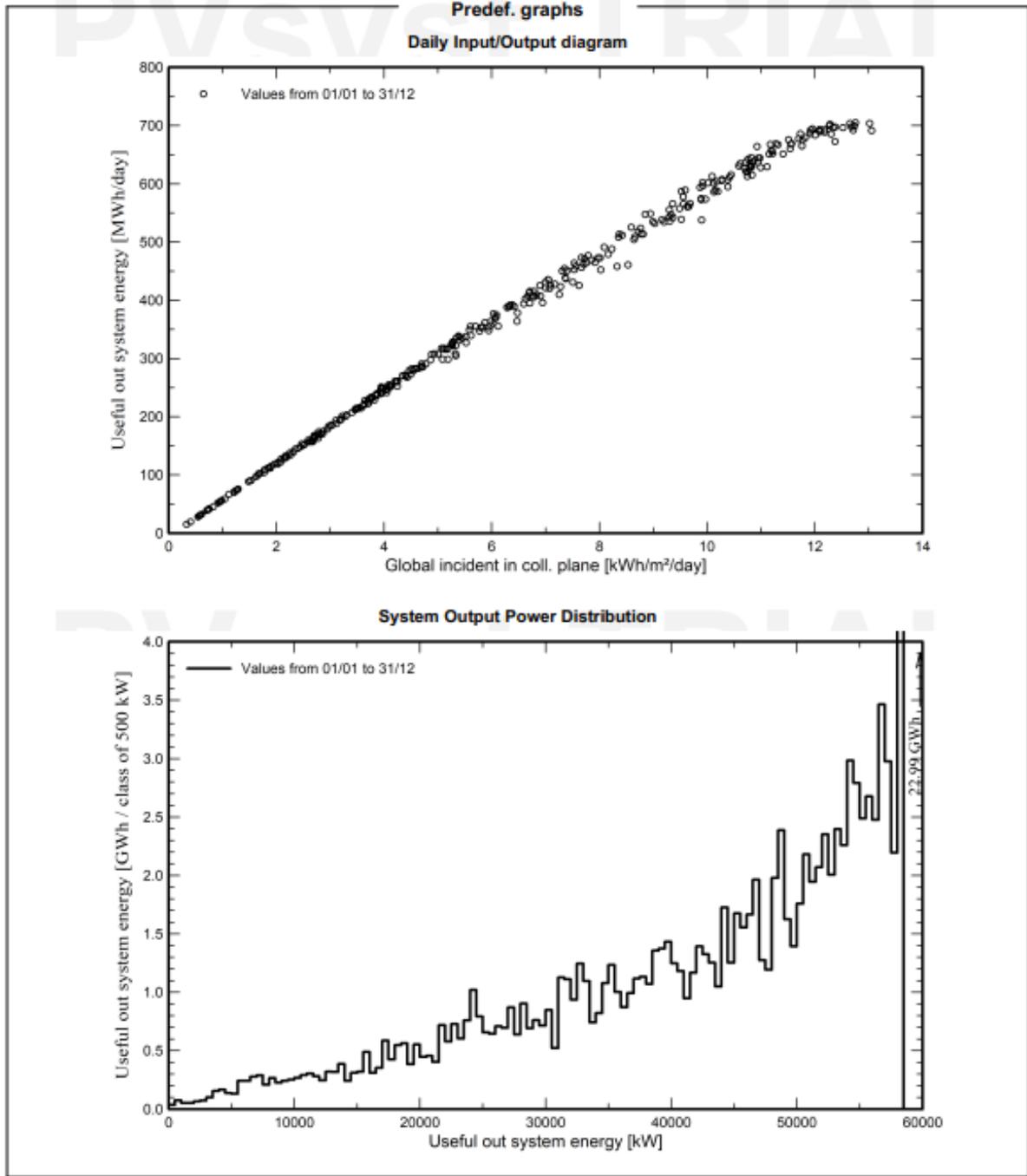
VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14





PVsyst V8.0.14

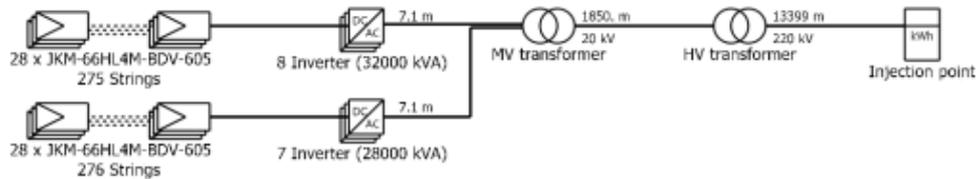
VCC, Simulation date:
26/07/25 17:57
with V8.0.14





PVsyst V8.0.14
 VCC, Simulation date:
 26/07/25 17:57
 with V8.0.14

Single-line diagram



PV module	JKM-66HL4M-BDV-605
Inverter	Sunny Central 4000 UP
String	28 x JKM-66HL4M-BDV-605

psfv_TFM_Escalante_Sergio_202 5	
VCC : Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko	26/07/25

35. Anexo 5: Escenario Energético 15 – Simulación 129



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEXO 5
PVSYST ESCENARIO ENERGÉTICO 15 –
SIMULACIÓN 129

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V - Jinko - SiemensInv

Trackers single array, with backtracking

System power: 70.00 MWp

ColmenarViejo_psfvtfm - Spain



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

PVsyst V8.0.14

VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
ColmenarViejo_psfvtfm		Latitude	40.67 °(N)	Albedo	0.20
Spain		Longitude	-3.79 °(W)		
		Altitude	880 m		
		Time zone	UTC		
Weather data					
ColmenarViejo_psfvtfm					
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=87% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking			
Simulation for year no 1					
Orientation #1		Near Shadings		User's needs	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Linear shadings : Fast (table)		Unlimited load (grid)	
Axis azimuth	0 °				
Phi min / max.	-/+ 60 °				
Diffuse shading	all trackers				
Tracking algorithm					
Astronomic calculation					
Backtracking activated					
System information					
PV Array					
Nb. of modules	115696 units	Inverters		Nb. of units	
Pnom total	70.00 MWp	Total power		60000 kWac	
		Pnom ratio		1.17	

Results summary

Produced Energy	136.60 GWh/year	Specific production	1952 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.78 %
				Bifacial perf. ratio	82.43 %

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
Single-line diagram	11



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

PVsyst V8.0.14

VCE. Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

General parameters		
Grid-Connected System	Trackers single array, with backtracking	
Orientation #1	Field properties	Models used
Tracking plane, horizontal N-S axis	Nb. of trackers 97 units	Transposition Perez
Axis azimuth 0 °	Tracking plane, horizontal N-S axis	Diffuse Perez, Meteonorm
Phi min / max. +/- 60 °	Sizes	Circumsolar separate
Diffuse shading all trackers	Tracker Spacing 12.0 m	
Tracking algorithm	Sensitive width 4.78 m	
Astronomic calculation	GCR Shading 39.9 %	
Backtracking activated	Backtracking limit angle	
	Phi limits +/- 66.5 °	
	Backtracking parameters	
	Backtracking pitch 12.0 m	
	Backtracking width 4.78 m	
	Left inactive band 0.00 m	
	Right inactive band 0.00 m	
	GCR Backtracking 39.9 %	
	Parameters choice Automatic	
Horizon	Near Shadings	User's needs
Average Height 3.0 °	Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Bifacial system definition		
Orientation #1		
Bifacial system		
Model Unlimited Trackers 2D model		
Bifacial model geometry		
Tracker Spacing 12.00 m		
Tracker width 4.78 m		
Axis height above ground 2.30 m		
Nb. of sheds 97 units		
Bifacial model definitions		
Ground albedo 0.15		
Bifaciality factor 80 %		
Rear shading factor 0.7 %		
Rear mismatch loss 7.0 %		
Shed transparent fraction 0.0 %		

PV Array Characteristics		
PV module		Inverter
Manufacturer Generic		Manufacturer Generic
Model JKM-66HL4M-BDV-605		Model Sinacon PV2500
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 605 Wp		Unit Nom. Power 2500 kWac
Number of PV modules 115696 units		Number of inverters 24 units
Nominal (STC) 70.00 MWp		Total power 60000 kWac
Modules 4132 string x 28 In series		Operating voltage 1006-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC) 1.17
Pmpp 64.91 MWp		
U mpp 1037 V		
I mpp 62587 A		



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

PVsyst V8.0.14

VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	69996 kWp	Total power	60000 kWac
Total	115696 modules	Number of inverters	24 units
Module area	312517 m ²	Pnom ratio	1.17

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.18 mΩ			
LID - Light Induced Degradation		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.00 % at STC			
Loss Fraction	1.5 %	Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s	Module mismatch losses				
Strings Mismatch loss		Module Quality Loss		Loss Fraction	2.00 % at MPP			
Loss Fraction	0.15 %	Loss Fraction	-0.30 %	Module average degradation				
Mismatch due to degradation		Year no	1	Imp / Vmp contributions				
Imp RMS dispersion		Loss factor	0.4 %/year	80% / 20%				
Vmp RMS dispersion		Mismatch due to degradation		Imp RMS dispersion				
Imp RMS dispersion		Imp RMS dispersion		0 %/year				
Vmp RMS dispersion		Vmp RMS dispersion		0 %/year				
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	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		HV line up to Injection	
Inverter voltage	690 Vac tri	HV line voltage	220 kV
Loss Fraction	0.05 % at STC	Wires	Alu 3 x 120 mm ²
Inverter: Sinacon PV2500		Length	13399 m
Wire section (24 Inv.)	Alu 24 x 3 x 2500 mm ²	Loss Fraction	0.50 % at STC
Average wires length	7 m	MV line up to HV Transfo	
MV Voltage	20 kV	Wires	Alu 3 x 2000 mm ²
Length	1850 m	Length	13399 m
Loss Fraction	0.50 % at STC	Loss Fraction	0.50 % at STC



PVsyst V8.0.14

VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 68.98 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 121.20 kVA

Iron loss fraction 0.18 % at STC

Copper loss 628.10 kVA

Copper loss fraction 0.91 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.06 mΩ

HV transfo

Grid voltage 220 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 78000 kVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 68.00 kVA

Iron loss fraction 0.09 % of PNom

Copper loss 350.00 kVA

Copper loss fraction 0.45 % at PNom

Coils equivalent resistance 3 x 23.01 mΩ



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

PVsyst V8.0.14

VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°40'3", Long=-3°47'16", Alt=880m

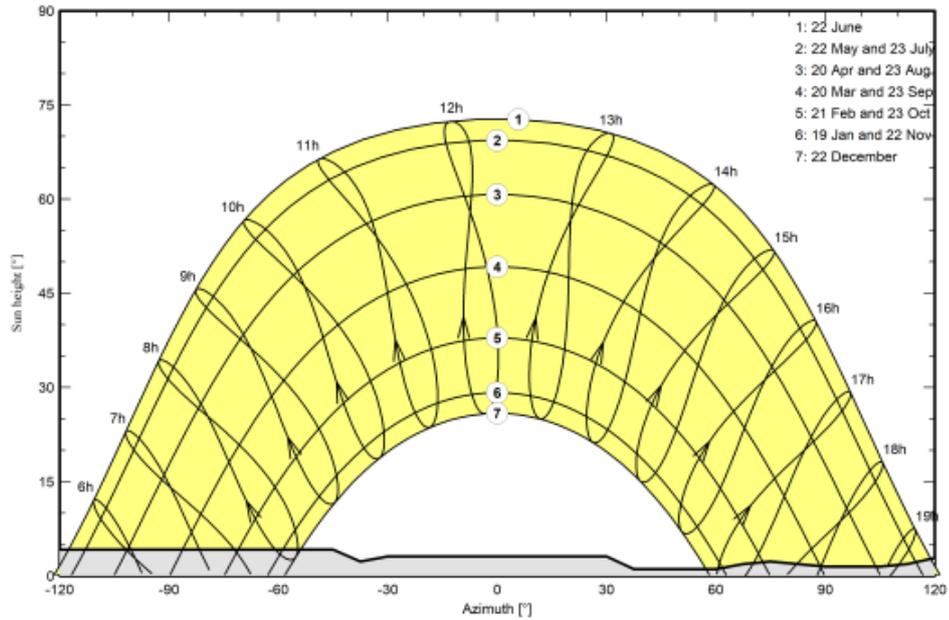
Average Height 3.0 ° Albedo Factor 0.00
Diffuse Factor 1.00 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-30	30	38	60	68
Height [°]	2.7	1.5	1.5	2.3	1.9	2.7	4.2	4.2	2.3	3.1	3.1	1.1	1.1	1.9
Azimuth [°]	75	83	90	105	113	128	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	2.3	1.9	1.5	1.5	1.9	3.8	3.8	4.2	4.2	3.8	3.8	3.4	2.7	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1



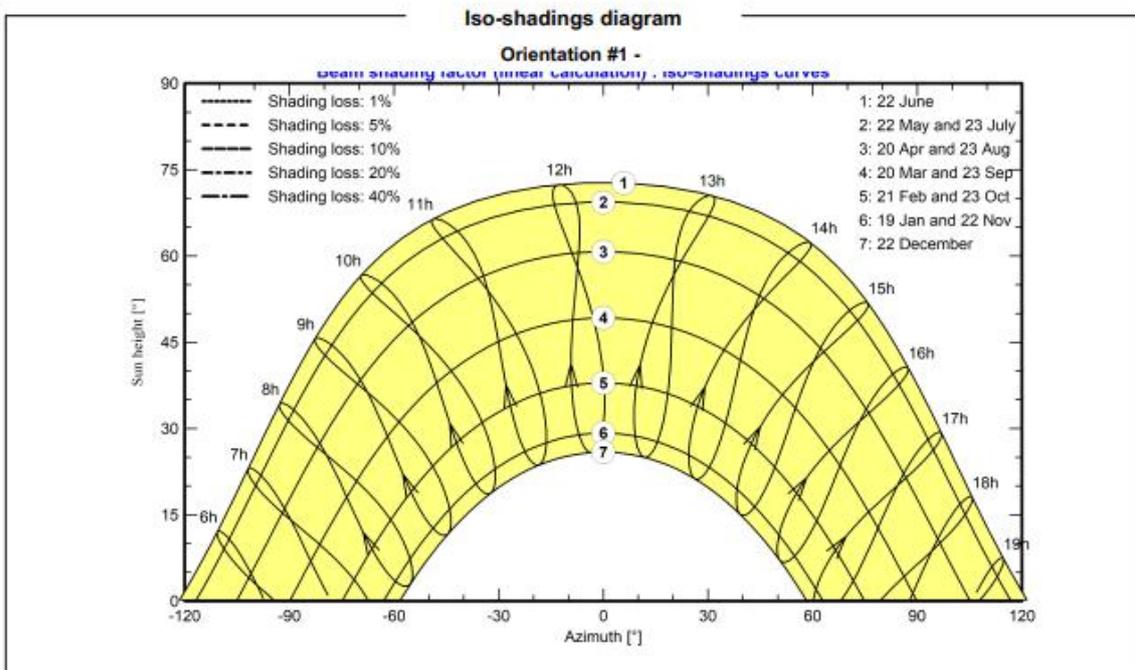
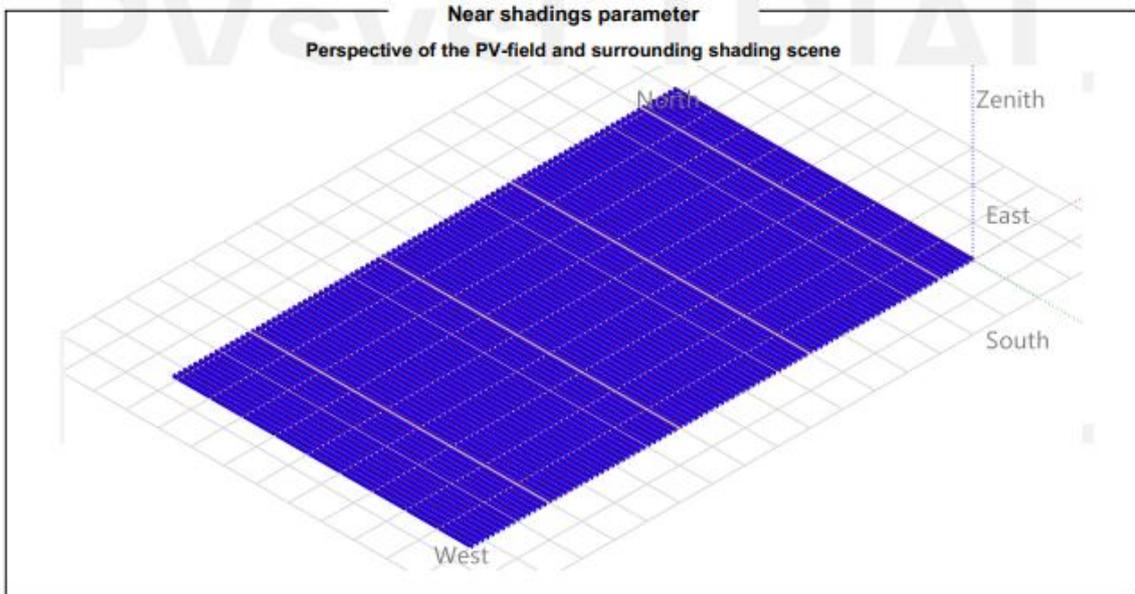


Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInV

PVsyst V8.0.14

VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14





Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

PVsyst V8.0.14

VCE. Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

Main results

System Production

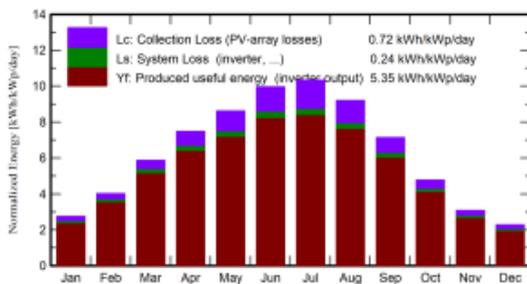
Produced Energy 136.60 GWh/year

Specific production 1952 kWh/kWp/year

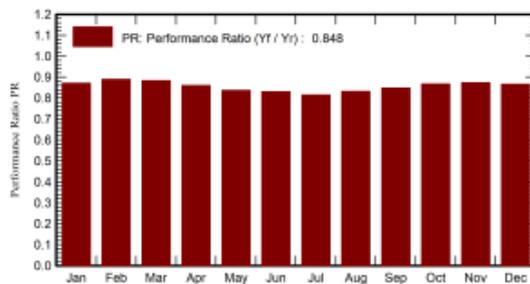
Perf. Ratio PR 84.78 %

Bifacial perf. ratio 82.43 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	61.4	23.49	5.58	85.5	78.8	5.49	5.21	0.871	0.845
February	83.8	30.83	6.73	112.5	105.8	7.33	7.01	0.890	0.863
March	134.5	51.51	10.24	182.2	172.4	11.75	11.27	0.883	0.858
April	170.5	55.70	12.66	224.4	213.6	14.10	13.51	0.860	0.836
May	202.9	69.01	17.59	267.2	254.4	16.32	15.66	0.837	0.814
June	222.1	63.42	23.18	298.7	285.2	18.10	17.37	0.831	0.809
July	236.0	58.33	26.73	320.6	306.9	19.07	18.29	0.815	0.794
August	208.9	53.51	26.11	285.3	273.1	17.32	16.62	0.832	0.811
September	156.4	45.89	21.09	214.4	203.8	13.27	12.72	0.848	0.826
October	109.2	40.69	15.55	148.2	139.6	9.39	8.99	0.867	0.842
November	68.4	26.94	9.08	92.4	86.1	5.94	5.65	0.874	0.847
December	52.8	24.03	6.20	70.7	64.8	4.54	4.29	0.867	0.838
Year	1706.8	543.36	15.11	2302.1	2184.6	142.61	136.60	0.848	0.824

Legends

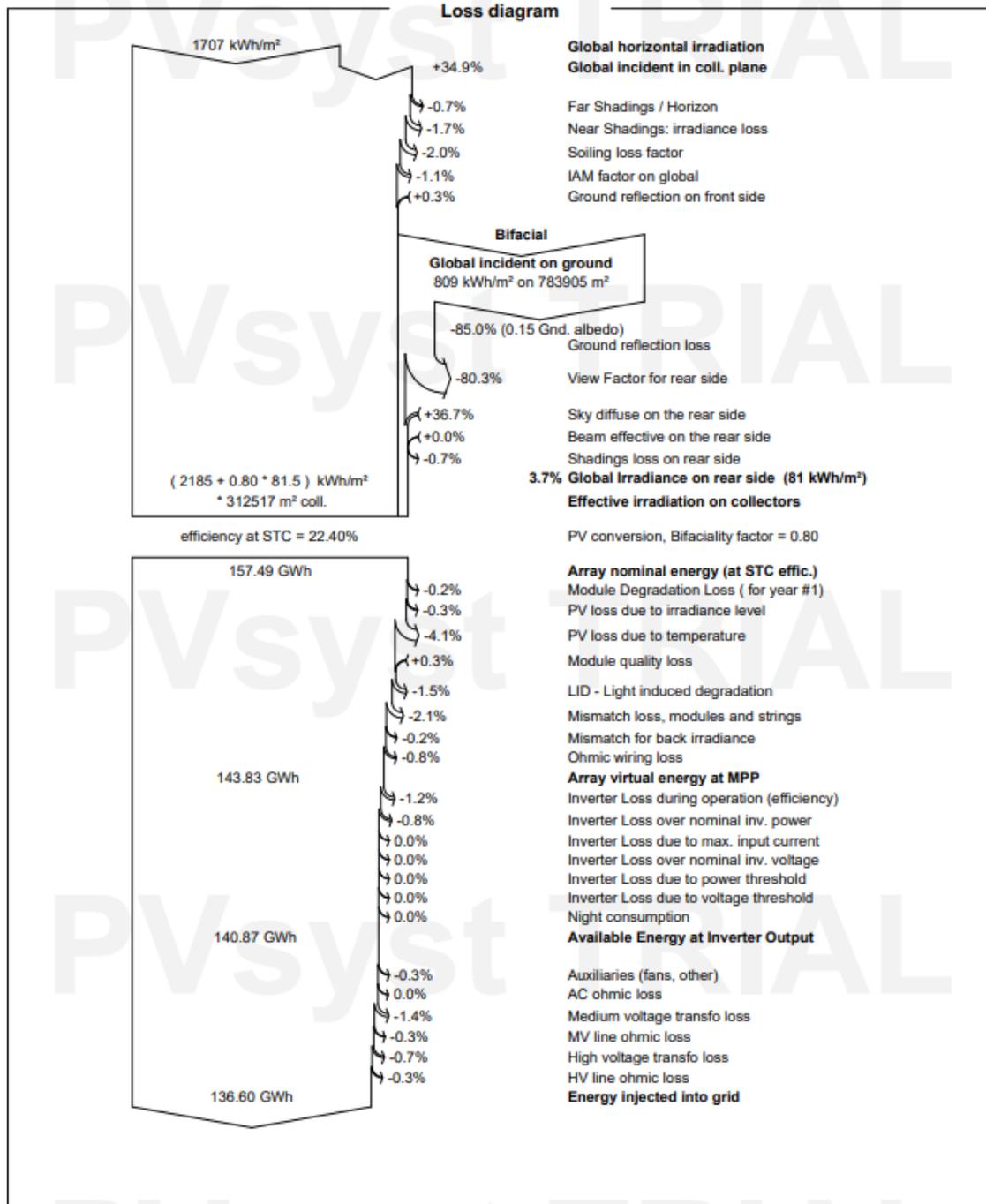
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane	PRBifi	Bifacial Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025

Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

PVsyst V8.0.14
VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14





PVsyst V8.0.14
VCE, Simulation date:
26/07/25 18:17
with V8.0.14

Project: psfv_TFM_Escalante_Sergio_2025
Variant: Caso base - Ratio 1.167- RATIO OPTIMIZADO -Pitch 12 2V -
Jinko - SiemensInv

