



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR DE 10,06MWp

Autor: Jaime Gutierrez Viou

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Evaluación Técnico/Económica de un parque solar de 10,06 MWp 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.: Jaime Gutiérrez Viou

Fecha: 10/ 06/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Agnacio Martin

Fdo.: Fecha: 10/ 06/2025



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR DE 10,06MWp

Autor: Jaime Gutierrez Viou

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agradecimientos

A mis padres, porque han dedicado todo su tiempo y esfuerzo para ofrecernos lo mejor a mis hermanos y a mí. Gracias por darme la oportunidad de poder estudiar lo que siempre he querido en una de las universidades con más prestigio de España, y por educarnos con los valores del esfuerzo y del trabajo diario, claves para todos los ámbitos de la vida, pero especialmente en esta etapa académica.

A mis hermanos, por estar siempre ahí dispuestos a ayudar o sacarme una sonrisa en los momentos más duros. Por haber confiado en mí, haberme guiado y apoyado en todas las decisiones que he tomado, e impulsado cada día a ser mejor persona y a dar lo mejor de mí en cada reto que se me presente.

A mis compañeros y amigos por haberme apoyado a lo largo de todos estos años. Sin ellos, no se si ahora mismo seguiría aquí. Gracias por haberme acompañado en todo el proceso del TFG y de la carrera, por estar en todos los altibajos que hemos tenido y por empujar hacia adelante. Juntos, podemos decir que hemos alcanzado la meta.

Finalmente, a la Escuela, la Universidad Pontificia de Comillas, por haberme dado la oportunidad y los conocimientos para desarrollarme como ingeniero y ofrecerme todas las facilidades y haberme empujado a sacar lo mejor de mí año a año. A mi tutor del TFG, Ignacio Martín Gutierrez, que a pesar de la diferencia horaria de 12h, siempre ha estado dispuesto a ayudarme.

Sin ellos, ni este trabajo ni toda mi formación académica habría sido posible. A todos, gracias de corazón.

EVALUACIÓN TÉCNICA/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Gutierrez Viou, Jaime.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto se basa en la construcción de un parque solar de 10,06 MWp ubicado en la zona fronteriza entre el municipio de Valdemoro y Ciempozuelos. El parque en cuestión afecta a 6 parcelas del polígono 17, sumando un total de 20 hectáreas. La conexión a la red se realizará a través de la subestación eléctrica de Valdemoro, operada por Naturgy.

Empleando simulaciones con el software PVsyst, se realizará no solo un análisis técnico completo del proyecto y todas sus tecnologías, si no que se evaluarán ciertos índices financieros para su análisis económico y se buscará el límite económico del proyecto evaluando distintos escenarios posibles.

Palabras clave: Parque solar, Valdemoro, Ciempozuelos, Subestación eléctrica, Naturgy, PVsyst, Análisis Técnico, Índices Financieros y Análisis Económico.

1. Introducción

A lo largo de toda la historia de la humanidad, el ser humano ha ido buscando nuevas formas de energía para mejorar su calidad de vida y evolucionar como sociedad. La creciente demanda de energía mundial, intensificada por la industrialización y los diversos avances tecnológicos han llevado a la explotación intensiva de los recursos fósiles, cuyos impactos adversos en ocasiones, no se consideraron.

En la última década, factores como la crisis climática, la guerra de Ucrania, el Covid-19 han puesto en evidencia la necesidad de una transición energética mucho más sostenible. En particular, España se enfrenta a un consumo energético dependiente de importaciones del 70% según Eurostat [1]. Además, estos acontecimientos que se mencionan provocaron un aumento de los precios del gas y petróleo y España contaba una gran dependencia de ambos recursos según el balance energético de España [2].

Con el paso de los años, la energía solar fotovoltaica se ha presentado como una solución viable y con gran potencial siendo la fuente de energía renovable con mayor proyección desde 2019 según el informe de energías renovables de 2023 publicado

por red eléctrica [3]. El crecimiento de carácter exponencial de la generación fotovoltaica ha pasado del 3,6% al 17,6% de la producción total de electricidad [3], mostrando una clara tendencia de cambio en el sistema energético nacional.

Este proyecto, por tanto, busca contribuir a reducir la dependencia energética exterior, aprovechando el abundante recurso solar de España y garantizando un control sobre la inyección de la energía a la red.

2. Análisis Técnico

El parque solar cuenta con 17.200 módulos fotovoltaicos de 585W del fabricante JASolar organizados en 688 strings de 25 módulos sumando una potencia instalada de 10,06MWp. Para garantizar un correcto monitoreo y optimización de la producción de la energía, cada string cuenta con seguidores SF7 de Soltec. Los paneles estarán colocados en el eje Norte-Sur y rotarán en el eje Este-Oeste de forma independiente, evitando el sombreado y buscando el mayor aprovechamiento del recurso solar en cada momento. Los strings van distribuidos de forma uniforme entre las 30 cajas de string disponibles.

La energía generada por los módulos se convierte a corriente alterna a través de 2 grupos inversores de 4400kVA del mismo fabricante que las cajas de string (Sungrow). La salida a 30kV, necesita ser elevada a los 45kV de la subestación por lo que la salida de ambos inversores se dirige a un transformador elevador de 12MVA y de relación de transformación 30kV/45kV que permita una correcta conexión con la red.

Mes	Energía entregada a la red (MWh)
Enero	1.747
Febrero	1.682
Marzo	1.896
Abril	1.723
Mayo	1.933
Junio	2.098
Julio	2.277
Agosto	1.935

Septiembre	1.746
Octubre	1.487
Noviembre	1.059
Diciembre	1.410
Anual	20.992

Tabla 1: Producción anual del parque solar (Fuente: PVsyst) (Elaboración Propia)

A través de la simulación con el software PVsyst, en la Tabla 1 se detalla la producción anual del parque. Debido a la degradación de los equipos, se ha tenido en cuenta una reducción anual del 0,55% de acuerdo con el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

3. Análisis Económico

El presupuesto final para la construcción del proyecto asciende a los 4.710.786 € financiados en un 70% por una entidad bancaria con un tipo de interés del 4%, una comisión de apertura del 0,5% y un plazo de amortización de 15 años con una carencia de 2 hasta la puesta en funcionamiento del parque. El 30% restante será aportado por la empresa promotora.

La gestión de la energía generada se ha organizado de forma híbrida. Los primeros 15 años de operación se combinará un contrato PPA por 57,68 €/MWh y la venta al pool. En cambio, para los últimos 10 años de vida útil del parque se venderá únicamente al precio del mercado OMIP.

Para el análisis económico del proyecto, se han analizado los principales índices financieros: VAN, TIR, PR, LCOE y WACC. Estos indicadores permiten evaluar la viabilidad y el nivel de rentabilidad del parque. Destacan una TIR del 10,7%, que supera ampliamente el WACC del 4,197%, un VAN de 3.020.239,05 €, un LCOE de 35,18 €/MWh y un periodo de retorno en el noveno año.

Además, el análisis de sensibilidad ha mostrado que el proyecto mantiene su viabilidad en escenarios pesimistas (TIR del 4,6%, VAN positivo y LCOE de 41,21 €/MWh), aunque revela cierta vulnerabilidad ante un escenario extremo (TIR negativa, VAN negativo y LCOE elevado), lo que destaca la importancia de contar con estrategias de mitigación de riesgos para asegurar su rentabilidad a largo plazo.

4. Referencias

- [1] Statista. (s.f.). *Dependencia energética exterior en España 2006-2022*. Statista. <https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Balance energético de España 2021 y 2022*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/balances/Balances/Documents/balance-20231218/Balance%20Energetico%20Espa%C3%B1a%202021%20y%202022_v0.pdf
- [3] Red Eléctrica de España. (2024). *Informes renovables 2023*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf

TECHNICAL/ECONOMICAL EVALUATION OF A SOLAR PARK

Author: Gutierrez Viou, Jaime.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project is based on the construction of a 10.06 MWp solar farm located in the border area between the municipality of Valdemoro and Ciempozuelos. The park in question affects 6 plots of land in polygon 17, totaling 20 hectares. The connection to the grid will be made through the Valdemoro electrical substation, operated by Naturgy.

Using PVsyst software simulations, not only a complete technical analysis of the project and all its technologies will be carried out, but also some financial indexes will be evaluated for its economic analysis and the economic limit of the project will be sought by evaluating different possible scenarios.

Keywords: Solar Park, Valdemoro, Ciempozuelos, Electrical Substation, Naturgy, PVsyst, Technical Analysis, Financial Indices and Economic Analysis.

1. Introducción

Throughout the history of mankind, human beings have been searching for new forms of energy to improve their quality of life and evolve as a society. The growing global demand for energy, intensified by industrialization and various technological advances, has led to intensive exploitation of fossil resources, the adverse impacts of which were sometimes not considered.

In the last decade, factors such as the climate crisis, the war in Ukraine, Covid-19 have highlighted the need for a much more sustainable energy transition. In particular, Spain is facing an import-dependent energy consumption of 70% according to Eurostat [1]. In addition, these mentioned events caused an increase in gas and oil prices, and Spain was highly dependent on both resources according to Spain's energy balance [2].

Over the years, solar photovoltaic energy has been presented as a viable solution with great potential being the renewable energy source with the highest projection since 2019 according to the 2023 renewable energy report published by red eléctrica [3]. The exponential growth of photovoltaic generation has increased from 3.6% to 17.6%

of total electricity production [3], showing a clear trend of change in the national energy system.

This project, therefore, seeks to contribute to reducing foreign energy dependence, taking advantage of Spain's abundant solar resources and guaranteeing control over the injection of energy into the grid.

2. Technical Analysis

The solar park has 17,200 585W photovoltaic modules from JASolar, organized in 688 strings of 25 modules, totaling an installed capacity of 10.06 MWp. To ensure proper monitoring and optimization of energy production, each string is equipped with Soltec SF7 trackers. The panels will be placed on the North-South axis and will rotate independently on the East-West axis, avoiding shading and seeking the best use of the solar resource at all times. The strings are evenly distributed among the 30 string boxes available.

The energy generated by the modules is converted to alternating current through 2 inverter groups of 4400kVA from the same manufacturer as the string boxes (Sungrow). The 30kV output needs to be upgraded to the 45kV of the substation, so the output of both inverters is directed to a 12MVA step-up transformer with a 30kV/45kV transformer ratio that allows a correct connection to the grid.

Month	Power delivered to the grid (MWh)
January	1.747
February	1.682
March	1.896
April	1.723
May	1.933
June	2.098
July	2.277
August	1.935
September	1.746
October	1.487
November	1.059

December	1.410
Annual	20.992

Table 1: Annual production of the solar farm (Source: PVsyst) (Own preparation)

Through simulation with PVsyst software, Table 1 shows the annual production of the farm. Due to the degradation of the equipment, an annual reduction of 0.55% has been considered according to the manufacturer of the photovoltaic modules.

3. Economical Analysis

The final budget for the construction of the project amounts to €4.710.786 , 70% of which will be financed by a bank with an interest rate of 4%, an opening commission of 0.5% and a repayment period of 15 years with a grace period of 2 years until the wind farm is put into operation.

The management of the energy generated has been organized on a hybrid basis. During the first 15 years of operation, a PPA contract for 57.68 €/MWh and the sale to the pool will be combined, and for the last 10 years of the farm's useful life it will be sold only at the OMIP market price.

For the economic analysis of the project, the main financial ratios have been analyzed: NPV, IRR, PR, LCOE and WACC. These indicators make it possible to evaluate the feasibility and profitability of the wind farm. The IRR of 10.7%, which far exceeds the WACC of 4.197%, an NPV of 3.020.239,05 €, an LCOE of 35.18 €/MWh stand out and a payback period in the ninth year of operation.

In addition, the sensitivity analysis has shown that the project maintains its viability in pessimistic scenarios (IRR of 4,6%, positive NPV and LCOE of 41,21 €/MWh), although it reveals some vulnerability in an extreme scenario (negative IRR, negative NPV and high LCOE), which highlights the importance of having risk mitigation strategies to ensure its long-term profitability.

4. References

- [1] Statista. (s.f.). *Dependencia energética exterior en España 2006-2022*. Statista. <https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>

- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Balance energético de España 2021 y 2022*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Balances/Documents/balance-20231218/Balance%20Energetico%20Espa%C3%B1a%202021%20y%202022_v0.pdf
- [3] Red Eléctrica de España. (2024). *Informes renovables 2023*.
https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf

Índice de la memoria

<i>Capítulo 1. Introducción</i>	7
1.1 Contexto.....	7
1.2 Motivación del proyecto	11
<i>Capítulo 2. Emplazamiento y Permisos</i>	12
2.1 Emplazamiento del Parque Solar.....	12
2.1.1 Criterios para la elección del emplazamiento.....	12
2.1.2 Ubicación del Parque Solar	12
2.1.3 Parcelas del Catastro.....	15
2.2 Permisos y Normativa Aplicable.....	16
2.2.1 Nivel Estatal	16
2.2.2 Nivel Autonómico.....	18
2.2.3 Nivel Municipal	19
2.2.4 Línea Temporal Estimada del Proceso	20
<i>Capítulo 3. Características Técnicas</i>	21
3.1 Equipo Técnico	21
3.1.1 Panel Solar.....	21
3.1.2 Seguidor Solar	23
3.1.3 Grupo Inversor	24
3.1.4 Caja de String.....	25
3.1.5 Transformador Elevador.....	26
3.2 Diseño de La Instalación.....	28
3.2.1 Instalación Fotovoltaica	28
3.2.2 Instalación Eléctrica De Media Tensión.....	31
3.2.3 Puesta a Tierra	36
3.2.4 Equipos de Seguridad	37
3.3 Características del Parque Solar	38
3.3.1 Localización y Equipamiento Principal del Parque Solar	38
3.3.2 Nomenclatura Técnica en los Planos del Proyecto	40
3.3.3 Estudio de Producción y Pérdidas.....	40

<i>Capítulo 4. Obra Civil</i>	47
4.1 Movimiento de tierras.....	47
4.2 Vallado.....	47
4.3 Viales	48
4.4 Edificaciones	49
4.5 Sistemas de seguridad y vigilancia	49
<i>Capítulo 5. Análisis Económico</i>	50
5.1 Análisis del presupuesto de inversión (CAPEX).....	50
5.2 Modelo de financiación del proyecto.....	55
5.3 Estimación de flujos de caja.....	56
5.3.1 Ingresos de explotación.....	56
5.3.2 Costes de operación, mantenimiento (OPEX) y Financieros	61
5.3.3 Flujo de caja neto	65
5.4 Evaluación de la rentabilidad	65
5.4.1 Cálculo del WACC.....	65
5.4.2 Cálculo del TIR.....	67
5.4.3 Cálculo del VAN	68
5.4.4 Cálculo del LCOE.....	68
5.4.5 Cálculo del Periodo de Retorno	69
5.4.6 Análisis de los Resultados	69
5.5 Análisis de sensibilidad y escenarios alternativos	70
5.5.1 Análisis del Escenario Optimista.....	70
5.5.2 Análisis del Escenario Pesimista	71
5.5.3 Análisis del Escenario Extremo	72
5.5.4 Conclusión del Análisis de Sensibilidad	73
<i>Capítulo 6. Objetivos Sostenibles</i>	75
<i>Capítulo 7. Conclusiones</i>	77
<i>Capítulo 8. Bibliografía</i>	79
<i>ANEXO I: Ubicación y Emplazamiento</i>	81

<i>ANEXO II: Equipo Técnico</i>	86
<i>ANEXO III: Planos</i>	87
<i>ANEXO IV: Cálculos del cableado en MT</i>	88
I. Dimensionado del Cableado de Media Tensión en CC	89
II. Dimensionado del Cableado de Media Tensión en CA	93
<i>ANEXO V: Simulación PVsyst</i>	96
<i>ANEXO VI: Cuadro de Amortización</i>	97
<i>ANEXO VII: Flujo de Caja Anual</i>	106
<i>ANEXO VIII: Periodo de Retorno</i>	107
<i>ANEXO VIV: Escenario Optimista</i>	109
<i>ANEXO X: Escenario Pesimista</i>	113
<i>ANEXO XI: Escenario Extremo</i>	117

Índice de figuras

<i>Ilustración 1: Dependencia de las importaciones de energía en España.....</i>	<i>9</i>
<i>Ilustración 2: Consumo de energía primaria en España.....</i>	<i>9</i>
<i>Ilustración 3: Evolución de la generación de energía renovable (GWh).....</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 4: Ubicación del recinto para el parque solar</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 5: Ubicación del recinto sobre mapa nacional (Irradiación Global)</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 6: División por parcelas del recinto</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 7: Estimación Mensual de la Temperatura en el emplazamiento.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 8: Estimación Mensual de la Radiación Solar en el emplazamiento.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 9: Diagrama de Sankey del parque solar.....</i>	<i>45</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1: Parcelas Catastrales.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 2: Línea temporal estimada del proceso.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 3: Características principales del Módulo solar fotovoltaico.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 4: Características principales del seguidor solar.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 5: Características principales del Grupo Inversor.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 6: Características principales de la caja de string.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 7: Características principales del Transformador.....</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 8: Características de la Línea I.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 9: Características de la Línea II.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 10: Características de la Línea III.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 11: Recapitulación de las características del parque fotovoltaico.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 12: Estimación de Radiación y Temperatura en el emplazamiento.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 13: Producción eléctrica del parque solar.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 14: Pérdidas estimadas por PVsyst.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 15: Coste de las parcelas.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 16: Coste de los Equipos Técnicos.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 17: Precio del Cableado.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 18: Coste de los elementos de puesta a tierra.....</i>	<i>52</i>

<i>Tabla 19: Coste de los elementos de vallado</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 20: Coste de las edificaciones</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 21: Coste de los elementos de seguridad</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 22: Coste de los viales y las canalizaciones para el cableado.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 23: Coste de las partidas adicionales al presupuesto.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 24: Potencia entregada a la red anualmente</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 25: Precio de venta al pool 10 años vista</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 26: Precio de venta al pool para los 25 años de vida del parque</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 27: Ingresos de Explotación del parque</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 28: Resumen de los gastos de explotación del primer año de operación</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 29: Intereses Devengados</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 30: Flujo de Caja Neto del parque solar a lo largo de toda su vida útil.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 31: Factores de Corrección de MT en CC para Línea I (Fuente: BOE).....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 32: Factores de Corrección de MT en CC para Línea II (Fuente: BOE).....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 33: Factores de Corrección de MT en CA (Fuente: BOE)</i>	<i>94</i>

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

Desde los orígenes de la humanidad hasta hoy día, los humanos han estado buscando mejorar su nivel de bienestar. Los primeros nómadas, al desplazarse a la busca de más recursos naturales, perfeccionaron sus instrumentos de caza obteniendo grandes descubrimientos que dejaron su sello para las generaciones venideras. Desde todo este tiempo atrás hasta la actualidad, cada capítulo de la civilización ha estado moldeado por ciertos descubrimientos o momentos clave que alteran su rumbo de la historia, permitiéndoles evolucionar de un modo progresivo y cambiar la sociedad en todos los aspectos.

Entre estos puntos de referencia de la evolución, las energías jugaron un rol clave. Desde la conquista del fuego hace 1.5 millones de años, hasta la energía hidráulica de Mesopotamia y Egipto, los primeros molinos eólicos, la extracción de las primeras minas e hornos de carbón, la producción de petróleo y la invención de la energía nuclear, la humanidad avanzó impulsada por sus hallazgos y la necesidad de conseguir fuentes de energía cada vez más eficientes y con mayor capacidad de generación en cada período de su historia. Acontecimientos como la industrialización, la electricidad y los primeros ordenadores entre otros, provocaron una demanda energética mundial conduciendo a una explotación intensiva de los recursos naturales de esta tierra. Durante décadas, energías como el carbón, la energía nuclear y el petróleo, se afianzaron como energías principales de abastecimiento energético a escala global, variando la fama y su uso a lo largo de los años. En sus inicios, sus efectos adversos como la emisión de gases contaminantes y la generación de desechos radiactivos se ignoraron en gran medida.

Con los años, la situación climática y la concientización pusieron su atención en otras fuentes de energía más sostenibles, entre ellas la eólica y la solar. Aunque su descubrimiento se date de hace muchos años atrás, fueron perdiendo relevancia al tener muy poca eficiencia y utilidad.

La inversión en investigación y desarrollo permitió perfeccionarlas hasta convertirlas en soluciones viables al problema energético que hoy sufrimos en todo el mundo.

La situación energética global, está hoy en una situación crítica. Ambas, la crisis del Covid-19 y la guerra de Ucrania entre otras incidencias, han empeorado la situación. A pesar de haberse estabilizado ligeramente, la constante escalada del costo de la energía, la cada vez más visible dependencia de países pequeños hacia países grandes productores, hacen que el crecimiento de la demanda no se acompañe del crecimiento de la producción.

Según el informe más reciente de la IEA, la demanda de energía eléctrica está creciendo al doble de velocidad de la demanda total [1]. Una de las responsables de este crecimiento es China ya que, su rápida industrialización y expansión de su infraestructura tecnológica la sitúan representando dos tercios del aumento global en los últimos 10 años [1].

España no resultó ajena a esta situación y enfrenta un desafío añadido: su gran dependencia energética. Con más de un 70% más de dependencia energética de las importaciones, es muy sensible a la variación de precios al mercado [2]. En la Ilustración 1, podemos observar cómo desde el año 2006 las variaciones en la dependencia energética oscilan alrededor de cifras extremadamente elevadas.

¹ IEA World Energy Outlook 2024: cada año se añadirá al consumo mundial de electricidad el equivalente de la demanda Japonesa.

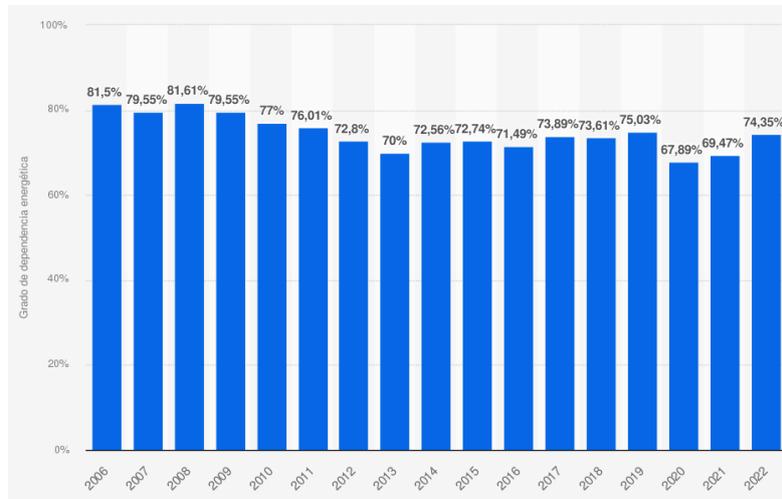


Ilustración 1: Dependencia de las importaciones de energía en España (Eurostat)

En gran medida, la dependencia se debe a que el consumo energético español se basa mayoritariamente en energía fósil (Ilustración 2) cuya producción en parte, no es nacional sino adquirida de otros países productores.

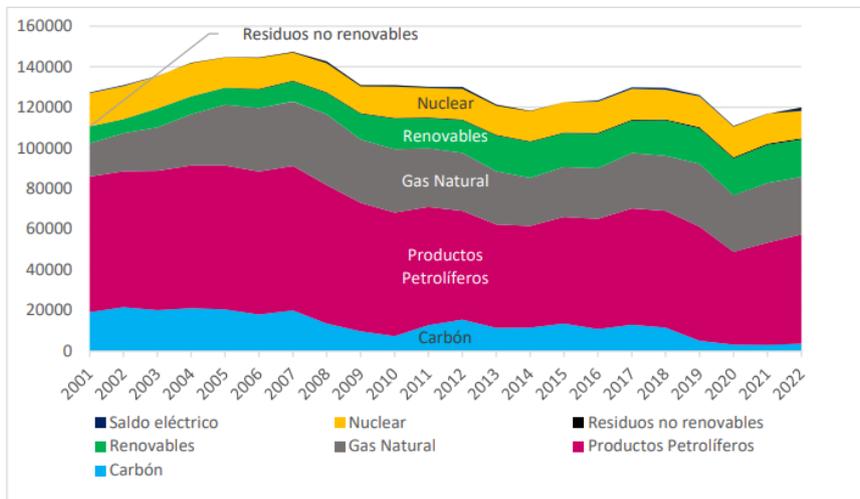


Ilustración 2: Consumo de energía primaria en España (MITECO)

La crisis del gas a nivel europeo ha demostrado la urgencia de buscar una transición energética más eficiente y sostenible. Al estar España limitada de recursos fósiles y estar limitada su explotación y también debido al compromiso europeo de sostenibilidad y energías limpias, la

energía fotovoltaica surge como una de las soluciones con mayor proyección y más viable para aprovechar el abundante recurso solar del que cuenta España (Ilustración 3).

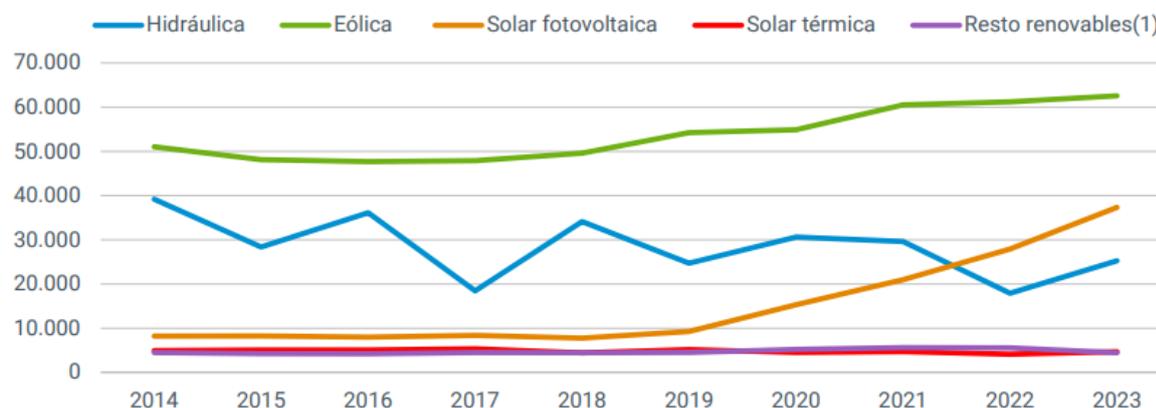


Ilustración 3: Evolución de la generación de energía renovable (GWh) (Informe del sistema eléctrico, Red Eléctrica 2023)

Como se puede observar, la generación solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial con aumentos considerables año tras año. Según los datos más actuales ofrecidos por Red Eléctrica de España [4] indican como al final del 2024, la generación fotovoltaica llegó a 43.609 GWh, representando un 17,6% de la generación total y aproximándose cada vez más a las cifras de la energía eólica y reduciendo la brecha de los 6,4 puntos porcentuales que las separan. Aunque estos datos puedan considerarse modestos al primer vistazo, si consideramos la evolución de los últimos 5 años, se observa un comportamiento claro: en 2019 la generación solar fotovoltaica era de 8.852 GWh, un 3,6% de la producción total y distanciándose un 18% de la eólica cuyo comportamiento se ha basado en crecimiento ha sido menor en el mismo periodo de tiempo [4].

Si bien las importaciones de gas y petróleo siguen siendo predominantes, a nivel nacional, se registra una ligera caída de la producción de energías no renovables. Según los datos de los últimos 5 años, la producción del ciclo combinado ha sido rebajada cerca de un 10% y la nuclear un 2% [3]. Todo este marco, hace referencia a una mayor explotación de la energía solar fotovoltaica para que con todo su potencial, pueda convertirse en pieza clave para abatir la dependencia energética española al ofrecer un camino más sostenible y competitivo que con los recursos fósiles.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

De la misma manera que se ha explicado anteriormente, queda evidenciado como España es claramente dependiente energéticamente, lo que le hace vulnerable a situaciones externas. El alza de coste del petróleo, del gas y las otras formas de energía desde la pandemia del Covid-19 y la guerra de Ucrania han generado una inestabilidad energética, económica y social que necesita ser abordada para reducir la incidencia directa del incremento de los precios eléctricos y la mayor competitividad entre los grandes productores.

Como se ha apuntado, España constituye un sitio ideal para la producción de las energías renovables contando con unas condiciones geográficas e incluso climáticas óptimas para la producción de energías como la solar fotovoltaica. Su crecimiento anual promueve que el proyecto de un parque solar podría considerarse como un paso más hacia no solo reducción de la dependencia energética de fuentes externas si no también favoreciendo una mayor exportación de estas energías renovables a países vecinos.

Además de contribuir a la autonomía energética del país e incrementar la competitividad de este, un parque solar tiene múltiples beneficios económicos y sociales. Como ya se ha indicado, nos da la posibilidad de ayudar a una mayor exportación a los países vecinos y a la generación de toda clase de empleo, desde trabajos técnicos hasta aquellos encargados de la construcción, mantenimiento y al rendimiento económico del parque.

Este proyecto responde, además de a una demanda de seguridad energética urgente después de los sucesos vividos estos últimos años, a la posibilidad de contribuir al cumplimiento de las reducciones de emisiones de CO₂ del Acuerdo de París para la Unión Europea.

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO Y PERMISOS

2.1 EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE SOLAR

2.1.1 CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para la selección de la ubicación del parque solar, se siguieron una serie de criterios con el fin de garantizar su eficiencia y rentabilidad a largo plazo. Entre dichos criterios se encuentran los siguientes:

1. Recursos solares disponibles: Se elegirá una zona donde las horas de sol sean altas y donde los factores meteorológicos se mantengan dentro de una normalidad para que la planta no se vea afectada
2. Tipología del Terreno: Se buscará una zona donde la tipología del terreno no afecte a la construcción, de esta manera se evitará el movimiento de tierras contribuyendo a la reducción de los costes de construcción.
3. Proximidad a una subestación: Se elegirá un terreno próximo a una subestación eléctrica con suficiente capacidad para la conexión del parque solar.
4. Facilidad de acceso: El terreno debe estar en una zona donde se facilite el acceso de vehículos pesados empleados para el transporte de materiales, construcción y mantenimiento del parque.
5. Se evitarán ubicaciones donde el parque afecte tanto a la flora como a la fauna u otros emplazamientos de viviendas, de esta manera se asegurará la sostenibilidad del proyecto.

2.1.2 UBICACIÓN DEL PARQUE SOLAR

El terreno para la construcción del parque solar se encuentra en Valdemoro, concretamente al sudeste del municipio y en la zona oeste de Ciempozuelos.



Ilustración 4: Ubicación del recinto para el parque solar (Elaboración propia)

Como se puede ver en la Ilustración 4, el emplazamiento se encuentra próximo a la subestación eléctrica de Valdemoro operada por Naturgy. Al norte de esta, se encuentra la carretera M-404, una vía autonómica que atraviesa municipios de Madrid como Ciempozuelos y Valdemoro. Dicha vía, cuenta con una entrada directa a la E-5, que a su vez, tiene conexión directa con la A-1 y la A-4 lo que facilitará el acceso al terreno durante la construcción del parque.

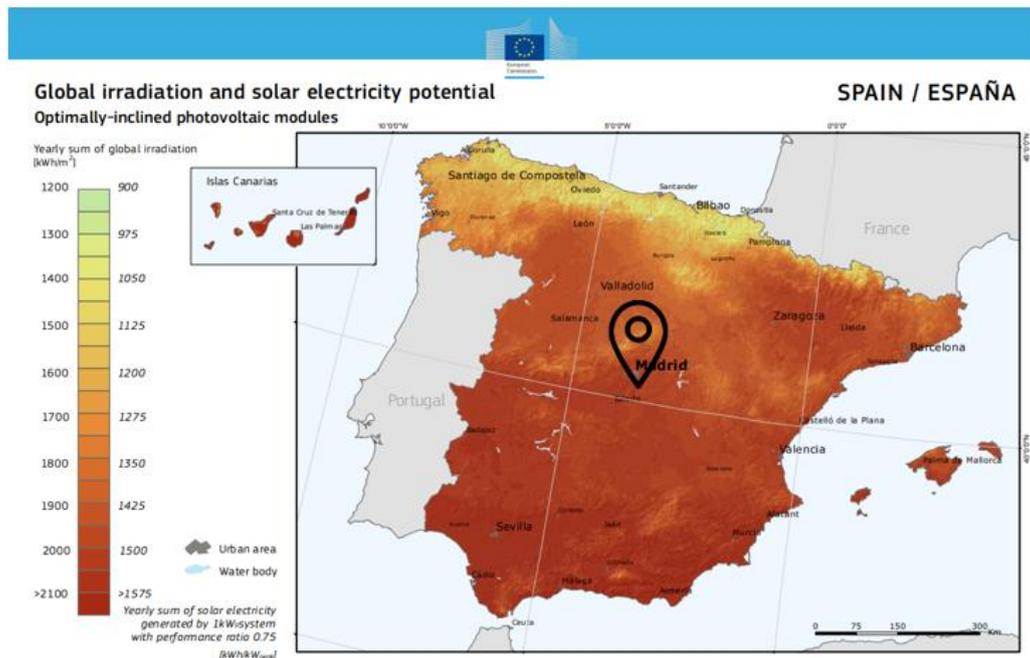


Ilustración 5: Ubicación del recinto sobre mapa nacional (Irradiación Global) (Fuente: Comisión Europea)

Como ya se ha mencionado anteriormente, la elección de la ubicación se ha basado en diversos criterios, uno de ellos era la ausencia de recursos naturales o no naturales que puedan verse afectados por la radiación. En este caso se encuentra alejado varios kilómetros del municipio de Ciempozuelos y Valdemoro estando rodeado de terrenos de uso agrario por lo que el impacto en la flora y fauna es mínimo.

También, un elemento clave es el recurso solar, como vemos en la Ilustración 5 y atendiendo al informe de la ubicación generado por Global Solar Atlas, dicha ubicación se estima una irradiación solar anual con un promedio de 2057.2 kWh/m^2 [5], un valor bastante favorable para el montaje de un parque solar.

Al ser un terreno ubicado en Madrid, su topografía sencilla se caracteriza por no tener grandes cambios de altura. Un terreno mayoritariamente plano favorece la construcción y es un elemento clave para la gestión del tiempo de la construcción ya que permite ahorrar tiempo evitando trabajos de nivelación. Asimismo, si bien se puede construir un parque en terrenos desnivelados, el hecho de que sea más plano, favorece que la irradiación sobre las placas sea

mucho más uniforme a lo largo de todo el parque, y permite que los seguidores solares trabajen de forma mucho más sincronizada, aunque sin la necesidad de ir a la vez.

2.1.3 PARCELAS DEL CATASTRO

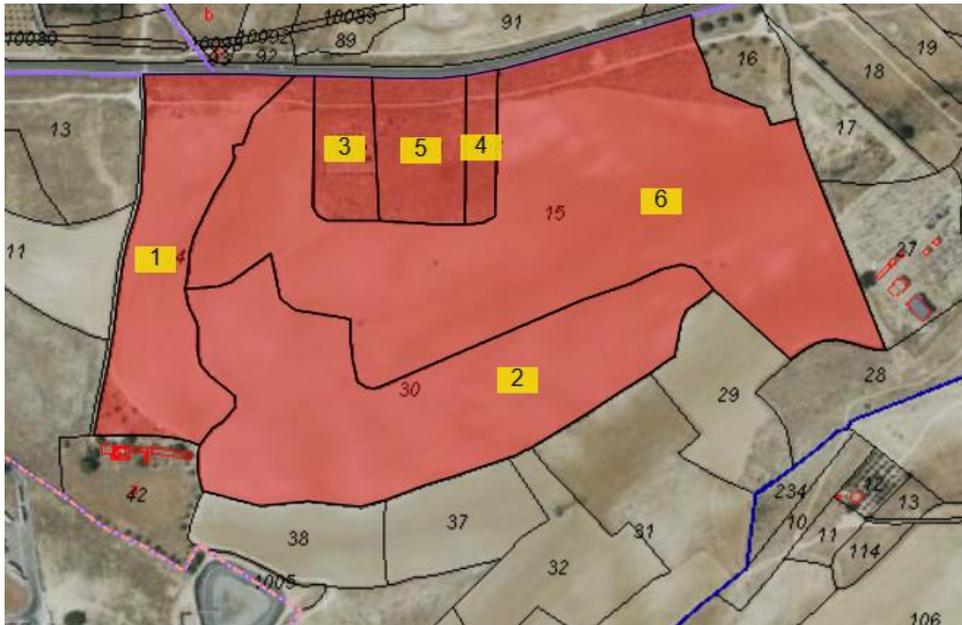


Ilustración 6: División por parcelas del recinto (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)

El emplazamiento, como ya se ha mencionado, se encuentra en Valdemoro, concretamente en el polígono 17. Como se puede ver en la Ilustración 6, el recinto une 6 parcelas diferentes, cada una de uso agrario y numeradas de la siguiente manera: 14, 15, 30, 1002, 1003, 1004. El recinto en total suma una superficie de 198.688m². En la Tabla 1 presentada a continuación, se mostrarán la información específica de cada parcela.

Parcela	Referencia Catastral	Ubicación	Superficie	Uso
14	28161A017000140000WP	Pocillos. Valdemoro (Madrid)	26.374 m ²	Agrario
15	28161A017000150000WL	Pocillos. Valdemoro (Madrid)	97.508 m ²	Agrario

30	28161A017000300000WI	Pocillos. Valdemoro (Madrid)	54.126 m ²	Agrario
1002	28161A017010020000WE	Pocillos. Valdemoro (Madrid)	6.887 m ²	Agrario
1003	28161A017010030000WS	Pocillos. Valdemoro (Madrid)	10.165 m ²	Agrario
1004	28161A017010040000WZ	Pocillos. Valdemoro (Madrid)	3.629 m ²	Agrario

Tabla 1: Parcelas Catastrales (Fuente: Sede Electrónica del Catastro) (Elaboración propia)

2.2 PERMISOS Y NORMATIVA APLICABLE

En esta clase de proyectos y en concreto para la construcción de un parque solar, se requiere la tramitación de una serie de permisos y normativa reguladas por distintas administraciones. En este caso, para este proyecto ubicado en Valdemoro con una potencia de 10,06MWp, distinguiremos tres niveles: estatal, autonómico y municipal. En todos ellos se incluirá la regulación pertinente a cada permiso incluyendo la normativa vigente si aplica.

2.2.1 NIVEL ESTATAL

En un proyecto de estas dimensiones, antes de cualquier autorización administrativa, será imprescindible solicitar el punto de acceso y conexión a la red de transporte o distribución. Este trámite se gestiona a través de la empresa distribuidora UFD, y conlleva a la presentación de la documentación técnica del proyecto. Por otro lado, para reservas de capacidad, se debe presentar un aval bancario de 40€/kWp instalado. En este caso para 10,06MWp, el aval será de 402.480€.

Con la seguridad del acceso a la red obtenida, se requiere una Autorización Administrativa Previa (APP). Esta autorización tramitada a través del Ministerio de Transición Ecológica otorga el permiso requerido para la ejecución de un parque solar. Para su concesión, deben

entregarse un informe con la demostración de la viabilidad técnica, económica y medioambiental del parque solar, entre cuyos documentos figuran el anteproyecto técnico, la memoria descriptiva, los esquemas unifilares y estudios de la inversión.

Legislación aplicable:

- **Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.**
- **Real Decreto 1955/2000**, sobre autorizaciones administrativas.
- **Real Decreto 1183/2020**, sobre acceso y conexión a redes eléctricas.
- **Circular CNMC 1/2024**, sobre procedimiento de gestión del acceso.

De forma paralela a los anteriores permisos y para demostrar el impacto ambiental, se tendrá que realizar una Evaluación del Impacto Ambiental (EsIA) y si se establece la existencia de un impacto significativo, se exigirá un Declaración de Impacto Ambiental (DIA). De acuerdo con el volumen de alegaciones recibidos, este trámite podrá prolongarse entre 2 a 3 meses.

Legislación Aplicable:

- **Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.**
- **Real Decreto 738/2015**, sobre procedimientos ambientales en generación eléctrica.

Una vez contamos con la APP y el visto bueno medioambiental, se continua con el resto de los permisos para la puesta en marcha del proyecto. En este caso, distinguiremos dos: Por un lado, encontramos la Autorización Administrativa de Construcción (AAC) donde a través de la Comunidad de Madrid, se certificará que el proyecto cumple con todos los requisitos técnicos y reglamentarios para su ejecución.

Finalmente, una vez contamos con el certificado de finalización de obra, la inspección técnica y el parque quede inscrito en Registro de Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPREE), se nos proporcionará lo que se conoce como: Autorización de Explotación que permite la puesta en marcha y operación del parque solar.

Legislación Aplicable:

-
- **Real Decreto 1955/2000.**
 - **Orden Ministerial 749/2020**, sobre requisitos técnicos.
 - **Real Decreto 413/2014**, sobre producción de energía renovable.

2.2.2 NIVEL AUTONÓMICO

A nivel autonómico y una vez contemos con la autorización de explotación y el certificado de finalización de obra tal y como se ha mencionado anteriormente, a través de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, se inscribirá el parque en Registro de Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

La inscripción en este registro es condición indispensable para que la instalación quede plenamente legalizada. Además, en paralelo, se tramitará su inclusión en el régimen económico aplicable a renovables según lo establecido en el Real Decreto 661/2007 con un plazo de un mes para presentar la documentación y dictar la resolución.

Características de la documentación:

- Propuesta para la venta de la energía generada a la Red Eléctrica.
- Certificación que garantice el cumplimiento de los requisitos en los puntos de medición de la energía eléctrica.
- Documento que acredite la autorización del punto de conexión.
- Justificación del cumplimiento de las normativas que rigen la organización y regulación del mercado de generación eléctrica.

Legislación Aplicable:

- **Real Decreto 413/2014**
- **Real Decreto 661/2007**
- **RD 1047/2013**, sobre viabilidad técnica.

2.2.3 NIVEL MUNICIPAL

Por último, a nivel municipal, se le pedirá al ayuntamiento de Valdemoro, una Declaración Responsable que autorice la instalación de infraestructuras de generación eléctrica. Este documento deberá acompañarse de:

- Identificación completa del emplazamiento
- Referencias catastrales
- Planos detallados del parque
- Potencia instalada y características técnicas
- Presupuesto detallado del proyecto

Por último, será necesario abonar el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y la Tasa por Prestación de Servicios Urbanísticos. La legislación aplicable se ajusta a las ordenanzas fiscales correspondientes al ayuntamiento de Valdemoro.

2.2.4 LÍNEA TEMPORAL ESTIMADA DEL PROCESO

FASE	TIEMPO ESTIMADO
Solicitud y obtención punto de acceso y conexión + aval	1-2 meses
Tramitación APP + EsIA / DIA	3-6 meses
Tramitación AAC	2-3 meses
Construcción del parque solar	6-8 meses
Inscripción en RAIPREE + Autorización de explotación	1 mes
Inscripción régimen económico (régimen retributivo / pool)	1 mes
Trámites municipales	2-4 meses (en paralelo)

Tabla 2: Línea temporal estimada del proceso (Elaboración propia)

Capítulo 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

3.1 EQUIPO TÉCNICO

En este apartado se presentarán las características principales de los equipos técnicos que serán utilizados en el parque solar fotovoltaico. Entre estos se incluyen el panel solar, sus seguidores, el grupo inversor que se utilizará, la caja de string y el centro de transformación entre el parque y la subestación eléctrica.

De cada equipo se destacarán sus características principales, los criterios de elección y otros elementos que pueden ser de importancia a la hora de comprender las particularidades de este parque solar fotovoltaico. Todas las fichas técnicas se encuentran en el Anexo II

3.1.1 PANEL SOLAR

Como módulo fotovoltaico, se eligió el modelo: JAM78S30 MR de 585Wp de potencia de pico fabricado por JA Solar. Entre los motivos por los que se eligió este modelo y proveedor son no solo que es monofacial, sino que también proporciona una buena relación potencia-eficiencia y comparándolo con otros proveedores, tenía no solo mejor eficiencia, sino que también tiene compatibilidad con el seguidor solar del que se hablará más adelante.

Una de las ventajas principales de este módulo no es solo lo mencionado anteriormente, si no que se caracteriza por ser muy ligero en comparación con sus dimensiones (2465mm x 1134mm x 35mm). Además, otro de los criterios por los que se eligió este modelo es gracias a la reducción del sombreado y una menor pérdida resistiva, lo que mejora la eficacia y el rendimiento eléctrico. Debido a esto, el costo de generación de energía a lo largo de su vida útil es más bajo. El diseño del panel, permite soportar condiciones climáticas adversas como fuertes vientos, nieve o granizado y en caso de algún daño, el equipo dispone de 12 años de garantía y asegura 25 años de rendimiento lineal con una reducción en la producción del 0.55% anual debido a su degradación.

A continuación, en la Tabla 3, se resumirán las características técnicas más importantes.

CARACTERÍSTICAS	
Modelo y Fabricante	JA Solar JAM78S30-MR
Potencia	585Wp
Material de la celda	Monocristalino tipo P (p-type)
Peso	31,1Kg
Eficiencia	20,9%
Potencia nominal (P_{panel}) [W]	585
Tensión en MPP (V_{MPPV}) [V]	44,56
Corriente en MPP (I_{MPPI}) [A]	13,13
Tensión en circuito abierto (V_{OC}) [V]	53,2
Corriente de cortocircuito (I_{CC}) [A]	13,88

Tabla 3: Características principales del Módulo solar fotovoltaico (Fuente: JA Solar) (Elaboración propia)

Certificados

1. IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
2. ISO 9001: 2015 Sistemas de gestión de calidad
3. ISO 14001: 2015 Sistemas de gestión ambiental
4. ISO 45001: 2018 Sistemas de gestión de la salud y seguridad en el trabajo
5. IEC 62941: 2019 Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) - Sistema de calidad para la fabricación de módulos fotovoltaicos

3.1.2 SEGUIDOR SOLAR

Con el fin de lograr un aprovechamiento máximo de los recursos disponibles, se escogió el SF7 del fabricante Soltec. El uso de este seguidor solar permite mover de forma independiente cada string de tal forma que en todo momento se busque maximizar la producción de energía fotovoltaica. Por otro lado, otro factor clave para su elección es su compatibilidad con los módulos fotovoltaicos además de que la tecnología que dispone el sistema, permita estar autoalimentado por un pequeño panel incorporado al seguidor.

Este modelo, incluye una gran variedad de tecnologías avanzadas como TeamTrack, que minimiza las pérdidas producidas por el sombreado aumentando considerablemente su rendimiento o Diffuse Booster, que optimiza la captación de la radiación difusa, propia de los días nublados. Además, para garantizar el funcionamiento y seguridad ante condiciones climáticas más adversas como granizado o fuertes rachas de viento, cuenta con la metodología Dy-WIND. Dado que la seguridad de los equipos es imprescindible, para cada unidad, se dispone de una garantía de 10 años para la estructura y 5 años para el sistema de accionamiento y controles estándar.

A continuación, en la Tabla 4, se resumirán las características técnicas más importantes.

CARACTERÍSTICAS	
Modelo y Fabricante	SF7 de Soltec
Material	Acero Galvanizado
Características	Eje único horizontal
Temperatura de Operacion	-20°C a 55°C
Ángulo de Giro	± 55°

Algoritmo de seguimiento solar	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Controlador de seguidor	Self-Powered Controller (SPC)

Tabla 4: Características principales del seguidor solar (Fuente: Soltec) (Elaboración propia)

Certificados

1. UL 3703: Certificación de seguridad para sistemas de montaje fotovoltaico.
2. UL 2703: Estándar para sistemas de sujeción y seguridad eléctrica fotovoltaica.
3. IEC 62817: Requisitos de diseño y pruebas para sistemas de soporte fotovoltaico.
4. CSA (Canadian Standards Association): Certificación de seguridad y desempeño para equipos fotovoltaicos.

3.1.3 GRUPO INVERSOR

La conexión de los módulos fotovoltaicos a la red se realiza a través de los grupos inversores, concretamente se eligió el modelo SG4400UD-MV producido por la empresa Sungrow. El rango de tensiones de salida es muy amplio, varía desde los 645V en baja tensión hasta los 34,5kV de media tensión. En este caso y por cuestiones de diseño, se llevarán todas las salidas de los inversores a un transformador elevador, que aumentará los 30kV de salida de los grupos inversores a los 45kV a los que se conectarán a la red de distribución.

A continuación, en la Tabla 5, se resumirán las características técnicas más importantes.

CARACTERÍSTICAS	
Modelo y Fabricante	SG4400UD-MV Sungrow

Tensión máxima de entrada [V]	1500V
Rango de tensión MPP [V]	915-1500V
Número de Entradas	28
Corriente máxima de entrada [A]	4904A
Corriente máxima de cortocircuito	14112A
Potencia nominal del inversor [kW]	4400kW
Rango de tensiones de salida [V]	0.645 kV / 34.5 kV
Conexión del transformador	Dy 1

Tabla 5: Características principales del Grupo Inversor (Fuente: Sungrow) (Elaboración propia)

3.1.4 CAJA DE STRING

Las cajas de string, permiten agrupar las conexiones de los strings para luego conectarlas a cada una de las entradas del inversor. En este caso, se ha elegido para el diseño, el modelo PVS-24MH del fabricante Sungrow. Al ser el mismo fabricante que el grupo inversor elegido asegura una perfecta compatibilidad y facilita su revisión y mantenimiento.

Por otro lado, esta caja de string permite agrupar hasta 24 strings de entrada en una única salida DC, e incorpora protecciones integradas como fusibles por string, protección contra sobretensiones (SPD) y seccionador DC, lo que facilita el mantenimiento y aumenta la seguridad de la instalación. Además, cuenta con sistema de monitorización vía RS485 y representa una ventaja clave, ya que facilita la supervisión centralizada del rendimiento de cada

string, lo que mejora la capacidad de detección de fallos, y reduce los tiempos de intervención y mantenimiento. Su grado de protección IP65 asegura su resistencia frente a condiciones ambientales adversas, siendo apta para instalación en campo abierto.

A continuación, en la Tabla 6, se resumirán las características técnicas más importantes.

CARACTERÍSTICAS	
<i>Modelo y Fabricante</i>	PVS-24MH de Sungrow
<i>Tensión máxima de entrada [V]</i>	1500V
<i>Número de Entradas</i>	24
<i>Corriente máxima por string</i>	15.5A
<i>Corriente máxima de salida</i>	372A
Tipo de salida	120 – 400 mm ²
<i>Grado de Protección</i>	IP65
<i>Tipo de comunicación</i>	RS485

Tabla 6: Características principales de la caja de string (Fuente: Sungrow) (Elaboración propia)

3.1.5 TRANSFORMADOR ELEVADOR

La salida de los inversores, se dirigirán a único centro de transformación que permitirán elevar la tensión de los 30kV del inversor a los 45kV de la subestación eléctrica de Valdemoro. Este transformador será clave en la evacuación de la energía generada hacia la red.

CARACTERÍSTICAS	
<i>Fabricante</i>	ABB Hitachi Energy
<i>Modelo</i>	Transformador trifásico de distribución en aceite
<i>Potencia Primaria</i>	12MVA
<i>Tensión Primaria</i>	30 kV
<i>Tensión Secundaria</i>	45 kV
<i>Aislamiento y Refrigeración</i>	Aceite mineral dieléctrico (ONAN estándar)
<i>Frecuencia Nominal</i>	50 Hz
<i>Accesorios</i>	Válvulas de sobrepresión, indicadores, sensores inteligentes TXpert™
<i>Normativa</i>	IEC 60076, IEC 60044, Reglamento (UE) 548/2014
<i>Certificaciones</i>	CE, ISO 9001, ISO 14001, IEC 60076

Tabla 7: Características principales del Transformador (Fuente: Hitachi) (Elaboración propia)

Como se puede observar en la Tabla 7, el modelo elegido es producido por el fabricante Hitachi Energy, cuenta con una potencia de 12MVA, valor suficiente al ser improbable que el parque opere a su potencia nominal instalada (10,06 MW) al tener en cuenta las pérdidas y la variación del recurso solar disponible a lo largo del año. Emplea aceite mineral como medio aislante lo que garantiza una buena refrigeración. Además, para evitar pérdidas, cuenta con un tanque

hermético y un recubrimiento anticorrosivo que lo hace perfecto para condiciones exteriores. Por último, cabe destacar la presencia de válvulas de presión y sensores inteligentes TXpert que facilitan una buena monitorización desde el centro de control del parque solar.

Este transformador, no solo se ha elegido por todas las características anteriores, si no por que garantiza una gran eficiencia energética y fiabilidad operativa, asegurando pocas pérdidas y una evacuación eficiente de la energía.

Certificados

1. CE: Garantiza que el transformador cumple los requisitos para su comercialización.
2. ISO 9001: Certifica que el fabricante aplica una gestión de calidad efectiva y consistente.
3. ISO 14001: Certifica que el fabricante aplica una buena gestión ambiental.
4. IEC 60076: Norma internacional que asegura que el transformador cumple con los estándares técnicos.

3.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.2.1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Numero de módulos por string

Calcularemos la tensión en vacío corregida teniendo en cuenta una temperatura mínima de -10°C y los 25°C de los módulos:

$$V_{oc,corr} = V_{oc,STC} \cdot [1 + (coef. temp.) \times (Tmin - 25)]$$

$$V_{oc,corr} = 53,2 \times [1 + (-0,00275) \times (-10 - 25)] \approx 58,32V$$

Ahora calcularemos el número de módulos en serie por cada string:

$$N_{mod, oc} = \frac{V_{max}}{V_{OC,corr}} = \frac{1500}{58,32} \approx 26 \text{ módulos en serie}$$

Nomenclatura

- $N_{mod, oc}$: Número máximo de módulos en circuito abierto
- $V_{oc,corr}$: Tensión en circuito abierto del módulo usando el coeficiente de temperatura (V)

Debido a los resultados anteriores, se usarán 25 módulos en serie de tal forma que se saque el máximo rendimiento a cada string sin llegar a superar su tensión máxima. Además, permite asegurar una mayor estabilidad del voltaje ante diferentes condiciones ambientales, manteniéndose con dicho número entre el rango MPP del inversor.

Verificaciones

1. Máxima tensión del string

$$N_{mod, oc} \cdot V_{oc,corr} < V_{max, inv}$$

$$25 \cdot 58,32 < 1500$$

2. Mínima tensión para arrancar el inversor

$$N_{mod, oc} \cdot V_{MPP} < V_{arr, inv}$$

$$25 \cdot 44,56 > 955$$

3. Rango MPP

$$V_{min, inv} < N_{mod, oc} \cdot V_{MPP} < V_{max, inv}$$

$$915 < 25 \cdot 44,56 < 1500$$

Numero de strings en paralelo por Inversor

$$N_{str, MPP} = \frac{I_{max, MPP}}{I_{MPP}} = \frac{4900}{13,13} = 374 \text{ strings en paralelo}$$

Nomenclatura

- $N_{str, MPP}$: Número máximo de strings por inversor en el punto de máxima potencia
- I_{MPP} : Corriente en el punto de máxima potencia (A)

Dado que el factor limitante en este caso es la corriente en el punto de máxima potencia, se elegirá un total de 344 strings por inversor, distribuyéndose de forma uniforme entre las

entradas de las cajas de string y estas entre las 4 entradas MPP (Seguidor del Punto de Máxima Potencia) de los inversores. Las entradas MPP permiten ajustar la tensión y la intensidad de forma independiente a los strings conectados a ellas mejorando su independencia y por tanto su eficacia.

Numero de cajas de string por cada inversor

$$\text{Numero de cajas por inversor} = \frac{N^{\circ}\text{string por inverosr}}{N^{\circ}\text{ de entradas de la caja}} = \frac{344}{24} \approx 15 \text{ cajas}$$

Dado que cada inversor cuenta con 344 strings de 25 módulos fotovoltaicos, los strings se dividirán en grupos de 24, resultando en 15 cajas de string por inversor. Además, teniendo en cuenta que el grupo inversor cuenta con un máximo de 28 entradas DC distribuidas uniformemente entre sus 4 entradas MPP, en este caso, a 3 de ellas irán conectadas 4 cajas de string y en la restante irán conectadas 3, completando así, el número total de cajas que serán utilizadas. A continuación, se comprobará que el diseño trabaja dentro de los límites de la caja.

Verificaciones

1. Tensión máxima soportada

$$V_{dc} = N^{\circ}\text{ módulos} \cdot V_{oc,corr} = 25 \cdot 58,32 = 1458V < 1500V$$

2. Corriente máxima de entrada

$$I_{max,entrada} > I_{MPP} \rightarrow 15,5A > 13,13A$$

3. Corriente máxima de salida

$$I_{max,salida} = N^{\circ}\text{ entradas} \cdot I_{MPP} = 24 \cdot 13,13 = 315,12A < 372A$$

Verificación de Saturación del Inversor

- Ratio (DC/AC)

$$\text{Ratio}_{DC/AC} = \frac{P_{entrada\ inversor}\ (kW)}{P_{Inversor}\ (kW)} = \frac{25 \cdot 344 \cdot 0,585}{4400} = 1,14$$

- Corriente de Entrada al Inversor

$$I_{entrada, inversor} (A) > N_{paralelo} \cdot I_{MPP, panel} (A) ;$$

$$4904 > 344 \cdot 13,13 \rightarrow 4904 > 4516,72$$

- Corriente de Cortocircuito del Inversor

$$I_{CC, inversor} (A) > N_{paralelo} \cdot I_{oc, panel} (A) ;$$

$$14112 > 344 \cdot 13,88 \rightarrow 14112 > 4774,72$$

Analizando los cálculos anteriores podemos ver lo siguiente: El ratio entre la potencia de entrada al inversor y la potencia del inversor representa un factor de sobredimensionamiento entre los límites, aproximadamente del 14%. Debido a la dificultad técnica para evitar el sobredimensionamiento y buscando maximizar el número de strings conectados al inversor, se considerará razonable esta sobrecarga.

Por otro lado, es extremadamente importante operar por debajo de la corriente máxima de entrada. Esto se debe a que el inversor no puede procesar toda la energía generada y si la corriente es demasiado alta, se activarán las protecciones internas para evitar daños en los componentes. Además, las entradas MPP ajustarán la tensión para reducir la intensidad, reduciendo la energía generada y aumentando las pérdidas. Por este motivo, también es importante que la corriente en caso de cortocircuito se encuentre por debajo de la máxima.

3.2.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN

El parque eólico consta de diversos aparatos eléctricos fundamentales para su funcionamiento. La instalación eléctrica tiene como función primordial interconectar el conjunto de estos elementos y asegurar la operabilidad del conjunto. Al efecto se han establecido tres tramos distintos entre sí: dos de corriente continua y uno de corriente alterna. Los tramos de corriente continua conducen la energía generada por los módulos fotovoltaicos hacia los inversores. Esta sección del sistema funciona a 1500V y está dividida en dos tramos: de los módulos a las cajas de string, y de estas a los inversores. Su cableado depende de la

intensidad de la corriente que circula por ellos y del tipo de instalación, ya sea aérea o subterránea.

Por otro lado, la sección de corriente alterna dirige la energía a 30 kV desde los inversores hasta el centro de transformación. Desde aquí, y fuera del contexto de este estudio, la instalación se interconecta con la red de distribución de la subestación eléctrica.

El dimensionado del cableado, se efectuó según descrito en Anexo IV, bajo el Real Decreto 223/2008 y siguiendo la normativa correspondiente UNE-EN 60364-5-52. Para obtener la sección del cable a cada tramo, se tuvo que calcular la corriente máxima de admisión respetando los factores de corrección aplicables a cada línea. Además, teniendo en cuenta el material y la temperatura de cada conductor, se calculó la resistividad de este y finalmente, aplicando los criterios normativos para la máxima caída de tensión y teniendo en cuenta la longitud máxima en cada tramo, se completaron los cálculos necesarios para su correcto dimensionamiento.

Las fichas técnicas de cada conductor se encuentran en el Anexo II.

3.2.2.1 Cableado de Media Tensión en CC

El tramo correspondiente a media tensión en corriente continua, se ha dividido en dos, tal y como se ha mencionado anteriormente.

1. Línea I: Módulos fotovoltaicos - Caja de string:

Esta línea es la encargada de transportar la energía producida por los módulos fotovoltaicos a sus correspondientes cajas de string. A lo largo de este tramo, el cable irá expuesto al exterior por las estructuras de los paneles hasta llegar a la caja, cuando no sea posible, se enterrarán en un tubo hasta su punto de conexión.

En la Tabla 8, se detallan las características del cable escogido, se trata de un cable solar, empleado muy frecuentemente en este tipo de líneas en proyectos de estas características.

PARÁMETRO	VALOR / DESCRIPCIÓN
Modelo	PV H1Z2Z2-K
Fabricante	TOPSOLAR
Tensión nominal	1,5 kV
Tipo de conductor	Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
Sección	6 mm ²
Temperatura máxima en servicio	90 °C (120 °C durante 20.000 h)
Temperatura máxima en cortocircuito	250 °C (máx. 5 s)
Temperatura mínima de servicio	-40 °C
Radio de curvatura mínimo	4×D (D ≤ 8 mm), 5×D (8 < D ≤ 12 mm), 6×D (D > 12 mm)

Tabla 8: Características de la Línea I (Fuente: TOPSOLAR) (Elaboración propia)

Este cable es ideal para este tipo de líneas debido a sus siguientes características:

- Norma de fabricación: EN 50618 / IEC 62930
- Instalación permitida: Al aire, enterrado, entubado
- Reacción al fuego CPR (Construction Product Regulation): Cca-s1b, d2, a1
- No propaga la llama o el incendio según la normativa: UNE-EN 60332-1-2 / EN 50399
- Es un conductor libre de halógenos y con baja emisión según la normativa: UNE-EN 60754-1 / 60754-2 / 61034
- Excelente resistencia UV / Ozono / Químicos según la normativa: EN 50618 e IEC 62930
- Cuenta con protección contra el agua:
 - AD7+ (inmersión ocasional)
 - AD8 (sumersión)
- Certificaciones: TÜV, AENOR, RETIE, RoHS, CE, UKCA

2. Línea II: Caja de string – Grupo Inversor:

La Línea II, es la encargada de transportar la energía en este caso, de las cajas de string a su correspondiente grupo inversor. Para este caso en concreto, el cable irá soterrado en un tubo hasta llegar a su punto de conexión.

En la Tabla 9, se detallan todas las características de este conductor. Se ha escogido este cable al igual que el anterior, no solo por ser de un proveedor español, sino que también por que reúne todas las características necesarias para un tramo de estas características y es el recomendado por el fabricante para estos casos.

PARÁMETRO	VALOR / DESCRIPCIÓN
Modelo	PV AL
Fabricante	TOPSOLAR
Tensión nominal	1,8 kV
Tipo de conductor	Aluminio clase 2 (según UNE-EN 60228 e IEC 60228)
Sección	300 mm ²
Temperatura máxima en servicio	90 °C
Temperatura máxima en cortocircuito	250 °C (máx. 5 s)
Temperatura mínima de servicio	-40 °C
Radio de curvatura mínimo	5× diámetro exterior

Tabla 9: Características de la Línea II (Fuente: TOPSOLAR) (Elaboración propia)

Este cable es ideal para este tipo de líneas debido a sus siguientes características:

- Norma de fabricación: IEC 60502-1 / EN 50618
- Instalación permitida: Al aire, enterrado, entubado
- Tipo de Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE
- Cubierta exterior: PVC tipo ST2 resistente a rayos UV (color negro)
- Reacción al fuego CPR (Construction Product Regulation): Eca, según EN 50575

- No propaga la llama o el incendio según la normativa: UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1
- Es un conductor con un contenido reducido de halógenos (< 15% de cloro)
- Alta resistencia UV / Agua / Químicos según la normativa:
 - UV: EN 50618 / HD 605 / A1
 - Agua: AD8
- Certificaciones: CE, RoHS

3.2.2.2 Cableado de Media Tensión en CA

La Línea III es la encargada de conectar a 30kV los grupos inversores al centro de transformación donde se subirá la tensión a los 45kV a los que se conectará a la red de distribución.

Al igual que para el resto de las líneas, el cálculo de la sección se detalla en el Anexo IV. En este caso, y de igual forma que la Línea II, por cuestiones de diseño y seguridad, el cableado irá enterrado a través de un tubo.

En la Tabla 10, se detallan las características del conductor, ideal para el transporte y distribución de energía eléctrica en redes de media tensión. Además, es de los más utilizados para desempeñar esta conexión en proyectos de estas dimensiones.

PARÁMETRO	VALOR / DESCRIPCIÓN
Modelo	X-VOLT® AL (-OL/-2OL) RHZ1 (AS)
Fabricante	TOPSOLAR
Tensión nominal	36 kV
Tipo de conductor	Aluminio clase 2 (Según EN 60228 / IEC 60228)
Sección	16 mm ²
Temperatura máxima en servicio	90 °C
Temperatura máxima en cortocircuito	250 °C (máx. 5 s)

Temperatura mínima de servicio	-15 °C
Radio de curvatura mínimo	15× diámetro del cable

Tabla 10: Características de la Línea III (Fuente: TOPSOLAR) (Elaboración propia)

Este cable es ideal para este tipo de líneas debido a sus siguientes características:

- Norma de fabricación: IEC 60502-2 / UNE-HD 620-10E
- Instalación permitida: Al aire, enterrado, entubado
- Tipo de Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE (IEC 60502-2 / HD 620-1 tipo DIX3)
- Pantalla de Aislamiento: Semiconductor termoestable pelable
- Pantalla Metálica: Hilos y cinta de cobre, sección mínima 16 mm²
- Estanqueidad longitudinal: Cinta higroscópica (versiones –OL y -2OL)
- Cubierta exterior: Poliolefina tipo ST7 (IEC 60502-2 / HD 620-1 tipo DMZ2)
- Reacción al fuego CPR (Construction Product Regulation): Cca-s1b,d2,a1 según EN 50575
- No propaga la llama o el incendio según la normativa: EN/IEC 60332-1 y EN 50399. Además, contiene en su relleno, una capa adicional ignífuga de poliolefina libre de halógenos
- Es un conductor libre de halógenos y con baja emisión de gases corrosivos
- Tiene resistencia mecánica ante abrasión y desgarro
- Alta resistencia UV según UNE 211605
- Certificaciones: AENOR

3.2.3 PUESTA A TIERRA

En proyectos de este tipo y en general siempre que se esté trabajando con tensiones, la puesta a tierra es un elemento indispensable. En concreto, para una instalación de un parque fotovoltaico, sus funciones son clave. No solo garantizan la seguridad de todos los operadores cuando manipulen los equipos técnicos, sino que también, favorecen el correcto funcionamiento de los sistemas de protección, disipando cargas inducidas por fenómenos meteorológicos o conmutaciones.

El diseño de la puesta a tierra viene regulado por las normas UNE-HD 60364-5-54 y ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). La instalación de puesta a tierra se hará mediante picas de acero cobreado, según la normativa UNE-EN 62561-2 contará con una capa de más de 0,25 mm de cobre, un diámetro de 16 mm y de 2.5 m de longitud, de los cuales más de 0.5 m irán enterrados, garantizando el contacto con la tierra. La distribución de las picas se hará a lo largo de todos los caminos, asegurando que, en cada sección, queden conectadas tanto las estructuras metálicas, las cajas de string y los inversores... Para los elementos con 30kV de tensión, habrá un sistema de puesta a tierra independiente, al que se conectará principalmente el transformador, las carcasas de los equipos y la cerca perimetral.

3.2.4 EQUIPOS DE SEGURIDAD

El diseño del parque solar incorpora diversos elementos de seguridad eléctrica y operativa. Esto incluye el campo fotovoltaico y la infraestructura de evacuación de energía, el objetivo es garantizar la protección de personas, equipos y la continuidad del servicio. A continuación, se detallan los principales equipos y sistemas de seguridad implementados:

1. Fusibles por String: Cada caja de string, cuenta con unos fusibles que protegen a los grupos de paneles solares de posibles sobretensiones, evitando fallos de mayor escala en el caso de fallos en uno o varios módulos.
2. Protecciones contra Sobretensiones (SPD): Estos equipos protegen a la instalación de picos de tensión provocados por casos meteorológicos o manipulaciones en la red eléctrica. Se encuentran tanto en las cajas de los string como en los inversores.
3. Detección por fallos por arco (APCI): Este sistema permite detectar la presencia de arcos eléctricos entre el cableado, interrumpiendo automáticamente la conexión evitando así posibles incendios u accidentes.
4. Seccionadores de corriente continua: Para poder llevar a cabo labores de mantenimiento en los paneles o en el equipo técnico, las cajas de string, contarán con un sistema de desconexión manual su salida al inversor.
5. Monitorización de parámetros eléctricos (RS485): Las cajas de string, cuentan con sistemas para monitorizar el funcionamiento a tiempo real de los strings. Esto permite

detectar de forma rápida, problemas en la generación de potencia, reduciendo los tiempos de respuesta y mejorando la eficiencia del mantenimiento.

6. Áreas de acceso al operador con protección IP2X: Las partes accesibles por el operario en las cajas de string, están protegidas de tal forma que no se pueden tocar accidentalmente las partes activas con los dedos u objetos pequeños.
7. Sistemas de puesta a tierra y protección contra contactos indirectos: Toda la instalación está conectada a un sistema de puesta a tierra que disipa posibles fugas de corriente, protegiendo a los usuarios y garantizando el cumplimiento normativo.
8. Vallado perimetral y señalización: Tal y como se desarrollará más adelante en el apartado de Obra Civil, el recinto del parque está protegido mediante vallado metálico y señalización de advertencia eléctrica conforme a normativa, impidiendo el acceso no autorizado.

3.3 CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE SOLAR

Este apartado presenta una síntesis del análisis técnico, incluyendo un resumen de la localización del parque, los principales dispositivos empleados y las características de la subestación eléctrica. También, se mencionará la nomenclatura empleada en los planos y finalmente, se expondrá un estudio estimativo de producción y pérdidas energéticas, cuya relevancia será fundamental en el posterior análisis económico del sistema.

3.3.1 LOCALIZACIÓN Y EQUIPAMIENTO PRINCIPAL DEL PARQUE SOLAR

El parque diseñado, tendrá una potencia máxima de 10,06MWp. En total, el parque dispone de 17.200 módulos fotovoltaicos distribuidos en 688 strings de 25 módulos de 585Wp cada uno.

El parque está ubicado en el terreno fronterizo que separa Valdemoro y Ciempozuelos. Los string están colocados siguiendo el eje Norte-Sur y permitiendo el seguimiento solar en el eje Este-Oeste. En la siguiente Tabla 11 se resumirá las características principales del proyecto.

Emplazamiento	Valdemoro
Latitud	40.162451° N
Longitud	3.649000° W
Módulo Fotovoltaico	JAM78S30 MR 585Wp
Nº Módulos	17.200
Nº String	688
Potencia pico	10,06 MWp
Seguidor Solar	SF7
Nº Seguidores	688
String Box	PVS-24MH PV
Nº cajas por inversor	15
Nº strings por caja	24
Inversores	SG4400UD-MV
Nº Inversores	2
Tensión máxima de entrada	1.5kV
Tensión de salida	30kV
Transformador	Transformador trifásico de distribución en aceite
Tensión primaria	30kV
Tensión secundaria	45kV
Potencia Nominal	12MVA
Subestación	Valdemoro
Distribuidora	Naturgy
Nivel de Tensión	45kV

Tabla 11: Recapitulación de las características del parque fotovoltaico (Elaboración propia)

El parque solar se encuentra ubicado en las inmediaciones de la carretera M-404, a la que se accede a través de la autovía E-5. Desde la M-404, se toma el acceso al “Camino de los Pocillos” que conduce directamente al emplazamiento del parque solar.

3.3.2 NOMENCLATURA TÉCNICA EN LOS PLANOS DEL PROYECTO

Los planos del parque solar se encuentran recogidos en el Anexo III. Para cada plano, se ha adaptado un sistema de identificación alfanumérico para los elementos representados en los mismos.

Codificación de las cajas de string

Cada caja de string representada en el plano, sigue la siguiente nomenclatura acorde al inversor al que está conectado y al número de conexión.

IX-SBXX, donde:

- **IX**: Corresponde al Inversor, puede ser I1 u I2
- **SBXX**: Corresponde al string box al que está conectado cada string, tiene valores del 01 al 15
- **XX**: Corresponde a la entrada del string box a la que está conectada, tiene valores del 01 al 24

Codificación del cableado

CA-XV: Cable de corriente alterna del tipo X-VOLT® AL (-OL/-2OL) RHZ1 (AS), usado entre inversores y transformador de media tensión. Color en plano: Azul.

CC-RH-XX: Cable de corriente continua del tipo PV Al , utilizado entre cajas de string e inversores. Color en plano: Rojo.

CC-PVC-XX: Cable de corriente continua del tipo PV H1Z2Z2-K , utilizado para la conexión de los string con las cajas de string. Color en plano: Naranja.

3.3.3 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN Y PÉRDIDAS

Antes de abordar el estudio de la producción y las pérdidas energéticas del parque, es interesante analizar ciertas características climáticas que influyen directamente en las dos anteriores. Para ello, se ha empleado el software Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

desarrollado por la Comisión Europea, con el objetivo de estimar la radiación solar y la temperatura media mensual en la localización del parque. La estimación se ha realizado empleando la base de datos SARA3 (Surface Solar Radiation Data Set – Heliosat, versión 3), la cual proporciona información sobre la radiación solar en superficie a partir de imágenes del programa Meteosat. Estas son procesadas mediante el algoritmo Heliosat y gestionadas por EUMETSAT y el Servicio Meteorológico Alemán (DWD).

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 12 y en las Ilustraciones 7 y 8, y servirán como referencia para el cálculo posterior de la producción anual y el análisis de pérdidas.

Mes	Radiación solar media (kWh/m ²)	Temperatura media (°C)
Enero	137,63	5,6
Febrero	159,88	6,3
Marzo	207,13	12,5
Abril	227,41	17,9
Mayo	203,61	18,3
Junio	195,35	23,2
Julio	232,88	29,1
Agosto	229,77	28,7
Septiembre	182,05	20,4
Octubre	153,55	17,6
Noviembre	119,03	10,9
Diciembre	128,52	5,7

Tabla 12: Estimación de Radiación y Temperatura en el emplazamiento (Fuente: PVGIS) (Elaboración propia)

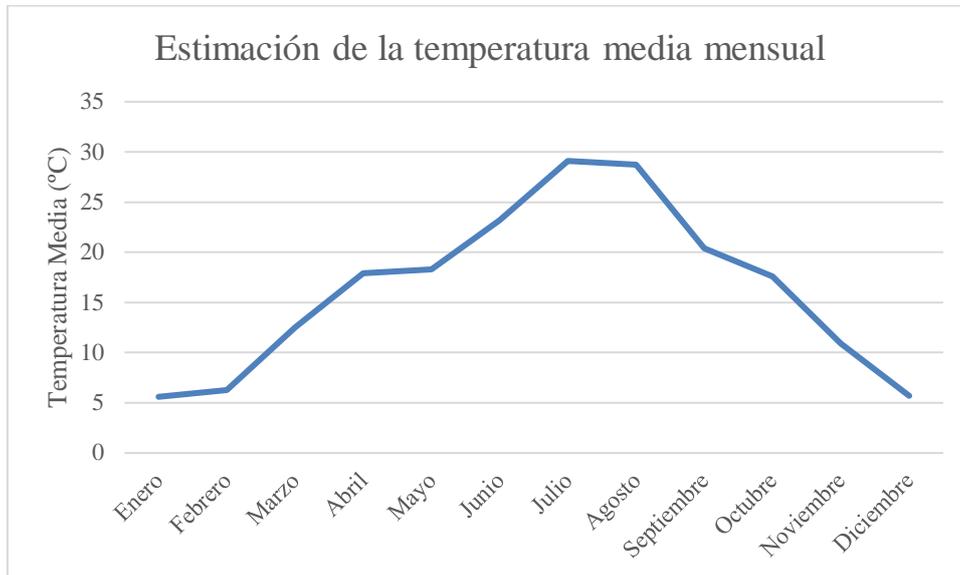


Ilustración 7: Estimación Mensual de la Temperatura en el emplazamiento (Fuente: PVGIS) (Elaboración Propia)

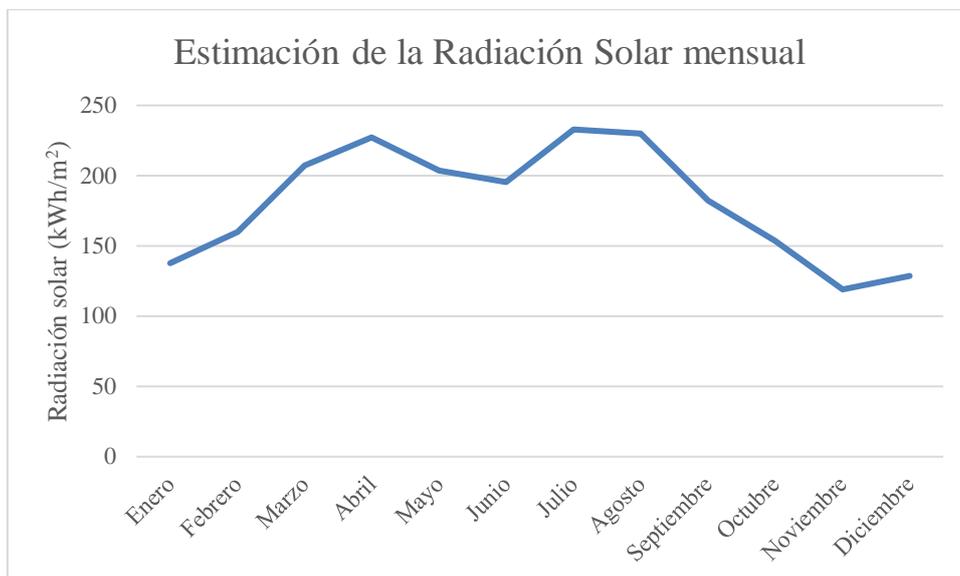


Ilustración 8: Estimación Mensual de la Radiación Solar en el emplazamiento (Fuente: PVGIS) (Elaboración Propia)

La evaluación de la radiación solar y la temperatura resultan vitales al comprender la producción y las pérdidas subsecuentes que se realizarán más adelante. Los datos muestran como los máximos de radiación y temperatura se concentran durante los meses de primavera y

verano. Si bien una mayor radiación se asocia con más generación eléctrica, las temperaturas más altas pueden aumentar las pérdidas térmicas debido a un rendimiento reducido de los módulos solares.

Por otra parte, en la temporada más fría del otoño e invierno, la radiación será significativamente inferior, lo que significará una menor generación. Sin embargo, las bajas temperaturas ambientales, ayudan a minimizar las pérdidas térmicas, mejorando la eficiencia de los módulos, aunque la producción neta continúa siendo inferior.

En conjunto, la distribución de la radiación solar indica una producción solar moderadamente alta y bien distribuida si se considera la superficie del parque. Adicionalmente, la climatología seca y mayormente soleado propio de la zona, tiene cabida para una producción eléctrica previsible y estable a lo largo del año.

3.3.3.1 Producción Eléctrica

A través del software PVsyst y empleando los valores de: irradiancia global horizontal, irradiancia difusa horizontal, velocidad del viento, temperatura y humedad relativa extraídos de PVGIS, se realizó la simulación para obtener todos los datos del parque solar.

En el Anexo V se encuentra la simulación completa usando PVsyst.

A continuación, en la Tabla 13, se muestran los resultados de la producción eléctrica del primer mes de operación del parque fotovoltaico.

Mes	Energía entregada a la red (MWh)	Índice de eficiencia global del sistema
Enero	1.747	0,905
Febrero	1.682	0,879
Marzo	1.896	0,858
Abril	1.723	0,857
Mayo	1.933	0,853

Junio	2.098	0,834
Julio	2.277	0,822
Agosto	1.935	0,820
Septiembre	1.746	0,843
Octubre	1.487	0,868
Noviembre	1.059	0,898
Diciembre	1.410	0,914
Anual	20.992	0,858

Tabla 13: Producción eléctrica del parque solar (Fuente: PVsyst) (Elaboración propia)

La producción anual simulada asciende a 20.992 MWh, este valor representa la energía neta disponible tras considerar las pérdidas de los inversores y el resto de los elementos del sistema. Por otro lado, el índice de eficiencia asciende al 85,8% lo que indica como el sistema está funcionando eficientemente y con pocas pérdidas. Las variaciones mensuales pueden deberse a mayores temperaturas por ejemplo en verano o diferentes condiciones de limpieza y sombra en cada mes.

Los meses con mayor producción eléctrica son junio (2.098MWh) y julio (2.277MWh), que coincide con las épocas de máxima radiación solar incidente y los periodos con más horas de luz. Por lo tanto, los meses con menor producción serán noviembre (1.059MWh) y enero (1.747MWh). A pesar de lo anterior, los meses invernales presentan un mayor índice de eficiencia lo que refleja una buena captación incluso cuando la radiación es baja.

3.3.3.2 Pérdidas Eléctricas

A través del diagrama de Sankey generado por la simulación del software PVsyst y representado en la Ilustración 9 podemos observar

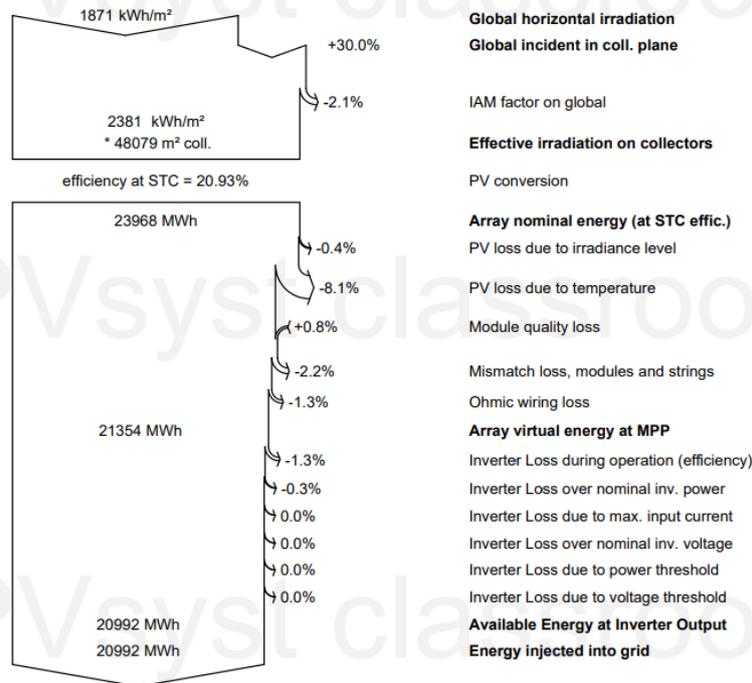


Ilustración 9: Diagrama de Sankey del parque solar (Fuente: PVsyst)

La irradiación global registrada es de 1.871 kWh/m². Tras aplicar el factor de corrección IAM por las pérdidas del ángulo de incidencia, se obtiene una radiación efectiva de 2.381 kWh/m². Este total, representa una ganancia respecto al plano del 30% debido a la inclinación de los paneles, y una pérdida de 2,1% por el factor de corrección. Tras las pérdidas del parque fotovoltaico, la energía en el punto de máxima potencia (MPP) es de 21.354 MWh. Finalmente, a la salida del inversor y la energía inyectada en la red es de 20.992 MWh suponiendo una pérdida total de un 12,4%.

En la Tabla 14, el resumen de las pérdidas del sistema.

<u>Pérdidas en el parque fotovoltaico</u>	
Tipo de Pérdida	Pérdidas (%)
Factor de corrección IAM	2,1
Nivel de irradiancia	0,4
Pérdida por temperatura	8,1

Desajustes en módulos y strings	2,2
Óhmicas	1,3
<u>Pérdidas en el inversor</u>	
Eficiencia del Inversor	1,3
Inversor respecto a su potencia nominal	0,3

Tabla 14: Pérdidas estimadas por PVsyst (Fuente: PVsyst) (Elaboración propia)

Capítulo 4. OBRA CIVIL

El emplazamiento no dispone de ninguna preparación específica para el comienzo de la construcción, es por eso por lo que más adelante, se mencionarán las obras necesarias para la colocación de los módulos fotovoltaicos, los seguidores solares y todas las estructuras donde se colocarán el resto de los dispositivos.

4.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS

En su mayoría, el terreno es tierra labrada por lo que el trabajo de desbrozado no será muy grande. A pesar de eso, existe alguna zona minoritaria que si necesitará un mayor trabajo de adecuación del terreno al haber algún árbol y no ser tierra labrada por lo que el trabajo de desbroce será mayor. Al no haber ningún terreno con edificaciones, no se necesitará ningún proceso de demolición ni de extracción de escombros lo que agiliza y reduce los tiempos de ejecución.

El movimiento de tierras se limitará tan solo a las zonas en las que se edificará. Se necesitará adecuar dichas zonas para los inversores y centro de transformación con su correcto cimentado y hormigonado. El terreno se caracteriza por ser en su mayoría plano, sin grandes cambios de pendiente que requieran un mayor movimiento de tierras, por lo que el montaje del parque, se hará respetando la forma de la superficie.

4.2 VALLADO

Con la finalidad de permitir la entrada de camiones de gran envergadura al parque solar, la entrada estará compuesta de un portón corredero con 6 m de ancho y 2 m de alto. El uso de una sola entrada al parque solar simplifica los controles de seguridad. Asimismo, las dimensiones de la misma, también permitirán la circulación simultánea de dos camiones de gran envergadura.

El emplazamiento se vallará perimetralmente con malla cinegética de 2 m de altura, garantizando la entrada de fauna de pequeño tamaño al complejo. Por otro lado, siguiendo tanto la normativa ambiental como la del ayuntamiento de Valdemoro, el vallado no tendrá ningún detalle cortante ni punzante que pueda causar daños a la fauna de la zona y se buscará reducir al máximo la huella visual que esta pueda tener.

Tanto la entrada como la valla perimetral, está equipada con señalizaciones de riesgo eléctrico con la finalidad de alertar del ingreso al recinto por parte de individuos ajenos al parque.

4.3 VIALES

El diseño de los viales interiores del parque solar, irán diseñados según criterios funcionales para permitir accesibilidad durante la fase de obra y mantenimiento durante la explotación.

En primer lugar, se tendrá un vial perimetral de 6 m de ancho, ejecutado con zahorra compactada para evitar su deformación al paso de vehículos de gran envergadura y peso durante la fase de mantenimiento y construcción. Dicho vial tendrá una pendiente transversal del 2 %, diseñada para evacuar el agua hacia las cunetas laterales. Estas cunetas, de sección triangular, tendrán 1 m de ancho y su profundidad será de 0,3 m, lo cual facilitará su evacuación efectiva del agua de lluvia.

Desde el vial perimetral, habrá dos vías interiores principales con la misma estructura de diseño, que cruzarán el complejo de este a oeste, facilitando la entrada directa a las áreas centrales del parque y al sector de los inversores y transformador.

Por otro lado, a través del vial perimetral y en este caso también a través de los viales principales, se tendrá acceso a 6 viales de menor tamaño que atraviesan el parque de norte a sur. Estos viales estarán creados a partir de zahorra compactada al igual que los anteriores y tendrán una anchura de 4 m con una pendiente transversal del 1% para canalizar el agua hacia las cunetas que en este caso serán de 0,5 m de ancho y de 0,3 m de profundidad.

4.4 EDIFICACIONES

Debido a las dimensiones del parque y necesidades técnicas, se dispondrá de 4 edificaciones dirigidas a los inversores, centro de transformación y zona de seguridad y control. En primer lugar, los dos inversores irán colocados sobre dos losas de hormigón de 7m x 3m x 0,2m. Para el caso del transformador y la caseta de control y vigilancia, se harán dos losas de hormigón de 8,5m x 4,5m x 0.2m. La caseta irá completamente equipada y dispondrá de un aseo para ser utilizado por los operarios del parque solar.

4.5 SISTEMAS DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Los sistemas de seguridad y vigilancia, irán ubicados en la caseta donde se monitore la producción y estado eléctrico del parque. Dispondrá de una plataforma inteligente que permita la detección y posicionamiento de la amenaza.

Con el objetivo de proteger al parque de accesos no autorizados y vandalismo, es primordial garantizar la seguridad de los equipos técnicos colocados. Para ello, dividiremos la seguridad del parque en dos partes. En primer lugar, habrá un control perimetral en el que mediante sensores de movimiento y cámaras de videovigilancia se detectará cualquier presencia en las áreas colindantes al parque. Por otro lado, a lo largo de todo el emplazamiento, se reforzará con cámaras de la misma índole reforzando en específico, aquellos puntos más importantes como pueden ser los inversores o el centro de transformación. Una buena seguridad es indispensable, no solo para garantizar la seguridad de los equipos, sino también para fomentar una pronta respuesta ante cualquier amenaza.

Para garantizar la seguridad perimetral del parque y prevenir accesos no autorizados, se establecerán distintos tipos de control de acceso adaptados a cada perfil de usuario: personal autorizado, técnicos de mantenimiento y vehículos pesados. Cada entrada estará debidamente señalizada y equipada con sistemas de identificación específicos según el tipo de acceso. Además, se mantendrá un registro detallado y auditado de todas las visitas al recinto.

Capítulo 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

Para comenzar un análisis económico de un proyecto de estas características es necesario resumir todo el gasto de capital (CAPEX) vinculado al proyecto. Es por esto por lo que a lo largo de este apartado, se detallarán todos los gastos entre los que se incluyen no solo todos los dispositivos técnicos, sino que también los gastos relacionados con las edificaciones, equipos de seguridad, mano de obra, gastos administrativos, etc. Se tendrá en cuenta también un margen de aproximadamente el 6% del total para posibles contingencias, sobrecostes o ajustes finales que sean necesarios para la finalización del proyecto.

TERRENO (Polígono 17)					
<u>Nº Parcela</u>	<u>Municipio</u>	<u>Referencia Catastral</u>	<u>Superficie</u>	<u>€/m²</u>	<u>Total</u>
14	Pocillos, Valdemoro (Madrid)	28161A017000140000WP	26.374 m ²	2,5€/m ²	65.935€
15	Pocillos, Valdemoro (Madrid)	28161A017000150000WL	97.508 m ²	2,5€/m ²	243.770€
30	Pocillos, Valdemoro (Madrid)	28161A017000300000WI	54.126 m ²	2,5€/m ²	135.315€
1002	Pocillos, Valdemoro (Madrid)	28161A017010020000WE	6.887 m ²	2,5€/m ²	17.217,5€

1003	Pocillos, Valdemoro (Madrid)	28161A017010030000WS	10.165 m ²	2,5€/m ²	25.412,5€
1004	Pocillos, Valdemoro (Madrid)	28161A017010040000WZ	3.629 m ²	2,5€/m ²	9.072.5€

Tabla 15: Coste de las parcelas (Elaboración propia)

EQUIPO TÉCNICO				
<u>Equipo</u>	<u>Modelo</u>	<u>Unidades</u>	<u>€/ud</u>	<u>Total</u>
Panel solar fotovoltaico	JAM78S30 MR de JA Solar (585Wp)	17.200	95,72€/ud	1.646.384€
Seguidor Solar	SF7 de Soltec	688	1.850€/ud	1.272.800€
Grupo Inversor	SG4400UD-MV de Sungrow	2	45.000€/ud	90.000€
Caja de String	PVS-24MH DE Sungrow	30	750€/ud	22.500€
Transformador	Transformador trifásico de aceite mineral	1	450.000,00€/ud	250.000,00€

Tabla 16: Coste de los Equipos Técnicos (Elaboración propia)

CABLEADO				
<u>Modelo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Longitud</u>	<u>€/m</u>	<u>Total</u>
PV H1Z2Z2-K 6 mm ²	Módulos fotovoltaicos – Caja de String	12000m	0,93€/m	11.160€
PV AI 1500Vd 300 mm ²	Caja de String- Inversor	3200m	7,32€/m	23.424€

X-VOLT AL (-OL/-2OL) RHZ1 (AS) 16 mm ²	Inversor – Transformador	1000m	8,45€/m	8.450€
--	--------------------------	-------	---------	---------------

Tabla 17: Precio del Cableado (Elaboración propia)

PUESTA A TIERRA				
<u>Elemento</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>	<u>€/ud o €/m</u>	<u>Total</u>
Pica de Acero cobreado	2m de longitud	10	12,66 €/ud	126,6€
Cable de puesta a tierra	Cobre trenzado de 50 mm ² de sección	8200 m	5,58 €/m	45.756€

Tabla 18: Coste de los elementos de puesta a tierra (Elaboración propia)

VALLADO				
<u>Elemento</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>	<u>€/ud o €/m</u>	<u>Total</u>
Vallado perimetral	Malla Cinegética de 2m de altura, incluye, postes intermedios y esquineros, riostras de refuerzo, tensores, abrazaderas, alambre de tensión y tornillería.	2030m	7,12€/ud	14.452,6€
Puerta de Entrada	Puerta corredera de acero galvanizado, 2m de altura, guía para empotrar, pletinas y bastidores	1	949€/ud	949€

Tabla 19: Coste de los elementos de vallado (Elaboración propia)

EDIFICACIONES				
<u>Elemento</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>	<u>€/ud o</u> <u>€/m³</u>	<u>Total</u>
Losas de Cimentación	<p>Losa de cimentación de hormigón HA-25/F/20/XC2, acero UNE-EN 10080 B 500 S, acabado superficial liso mediante regla vibrante.</p> <p>Losas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - x2 8,5m x 4,5m x 0.2m - x1 7m x 3m x 0,2m 	19,5 m ³	253,34€/m ³	4.940,13€
Caseta Prefabricada	Caseta prefabricada 8,5m x 4,5m, con ventanas y baño equipado, incluye gastos de montaje y transporte	1	52.785€/ud	52.785€

Tabla 20: Coste de las edificaciones (Elaboración propia)

EQUIPOS DE SEGURIDAD				
<u>Elemento</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>	<u>€/ud o</u> <u>€/m³</u>	<u>Total</u>
Cámaras de Vigilancia	Cámara Domo AHD de 4 Megapíxeles. Tipo Burbuja. Sensor CMOS OV 4689 de 1/3". Lente Varifocal de 2,8 a 12 mm. 30 LEDS de Iluminación IR.	30	74€/m ³	2.220€
Sensor de movimiento	Angulo de visión de 90°, Inmunidad ante falsas alarmas provocadas por animales	60	55€/ud	3.300€

Tabla 21: Coste de los elementos de seguridad (Elaboración propia)

VIALES Y CANALIZACIONES				
<u>Elemento</u>	<u>Descripción</u>	<u>Longitud</u>	<u>€/ud o €/m³</u>	<u>Total</u>
Canalización para el cableado	Tubo de Polietileno corrugado de doble pared de 50mm de sección	2000m	0,87€/m ³	1.740€

Tabla 22: Coste de los viales y las canalizaciones para el cableado (Elaboración propia)

A todos los elementos anteriores, hay que añadir las siguientes partidas al presupuesto, estas incluyen los trámites administrativos, toda la ingeniería, mano de obra, adecuación del terreno, etc.

PARTIDAS ADICIONALES		
<u>Partida</u>	<u>Descripción</u>	<u>Total</u>
Mano de Obra	Mano de obra para el montaje del parque solar con estimación de 1 año de duración. Basado en proyectos de similar envergadura.	65.000€
Adecuación del terreno	Trabajo de desbroce y leve movimiento de tierras para nivelar.	150.000€
Estudios Técnicos e Ingeniería del Proyecto	Incluye los estudios topográficos y geotécnicos del terreno, estudios de impacto medioambiental, ingeniería básica, planos constructivos y eléctricos, documentación para tramitaciones y permisos y memorias técnicas.	225.000€
Trámites Administrativos	Incluye la gestión de licencias, punto de conexión y acceso a la red y gestión entre ayuntamiento y Comunidad de Madrid	50.000€

Tabla 23: Coste de las partidas adicionales al presupuesto (Elaboración propia)

Por todo lo anterior, el cómputo total del presupuesto destinado a este proyecto es de: 4.428.637€, adicionalmente, se tendrá en cuenta un margen para contingencias del 6% como ya se ha mencionado. Alcanzando así la partida presupuestaria un valor de: 4.694.356 €

5.2 MODELO DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

De acuerdo con lo mencionado en el apartado anterior, la partida presupuestaria correspondiente al proyecto es de 4.694.356 €. Este proyecto se basará en una estructura mixta de capital, combinando recursos propios por parte de la empresa promotora y financiación externa a través de una entidad bancaria. Esta estrategia, permite reducir el desembolso inicial de la empresa promotora, repartiendo los riesgos y facilitando la concesión del préstamo bancario.

Concretamente se ha optado por una distribución del 30% (1.408.307€) por la empresa promotora y el 70% restante (3.286.049€) a través de financiación externa. La elección de dicha distribución permite acceder a condiciones de financiación competitivas sin comprometer la solvencia del proyecto.

La aportación de la empresa promotora irá destinada a cubrir los gastos no financiados: licencias, trabajos iniciales de ingeniería, tramitaciones, etc. Además, permitirá reducir el nivel de endeudamiento y reforzará la confianza de la entidad financiera que previamente analizarán la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Aunque las características del préstamo bancario serán negociadas entre las dos partes, se estima que se acordará un plazo de amortización de 15 años, con un periodo de carencia de 2 años, durante el cual se llevará a cabo su construcción y puesta en marcha. El préstamo, contará con un tipo de interés fijo del 4% anual, una comisión de apertura del 0,5% y un 0,25% en caso de cancelación anticipada.

En el Anexo VI se adjunta el cuadro de amortización del préstamo.

5.3 ESTIMACIÓN DE FLUJOS DE CAJA

5.3.1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

Antes de poder realizar cualquier estimación de los ingresos de la explotación, se ha de obtener la producción eléctrica anual. En el primer año de generación tal y como se simuló con PVsyst, la generación total era de 20.992 MWh. Un estudio poco realista sería asumir esa producción a lo largo de los 25 años de vida útil del material instalado y por tanto del parque. Por eso, siguiendo las recomendaciones de los fabricantes y concretamente de los módulos solares, se aplicará una reducción del 0,55% en la generación anual debido a la pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos instalados. En la Tabla 24, se representa la producción general siguiendo los criterios anteriormente mencionados.

Año	Producción MWh
2028	20.992
2029	20.877
2030	20.762
2031	20.648
2032	20.534
2033	20.421
2034	20.309
2035	20.197
2036	20.086
2037	19.975
2038	19.866
2039	19.756
2040	19.648
2041	19.540
2042	19.432
2043	19.325
2044	19.219

2045	19.113
2046	19.008
2047	18.904
2048	18.800
2049	18.696
2050	18.593
2051	18.491
2052	18.389

Tabla 24: Potencia entregada a la red anualmente (Elaboración propia)

Comienza en el año 2028 ya que será cuando empiece a operar el parque ya que los dos años anteriores serán destinados al montaje y puesta a punto.

El siguiente paso para obtener los ingresos de explotación es determinar de qué forma vamos a vender energía. Existen dos opciones principales conocidas como “pool” y “Power Purchase Agreement” (PPA). La venta a precio de “pool” va directamente a al mercado eléctrico, se caracteriza por una gran volatilidad y alto riesgo ya que es susceptible a los factores externos al mercado. Por otro lado, un PPA se caracteriza por un acuerdo bilateral en el precio de venta con una empresa comercializadora, el precio es fijo lo que evita esa volatilidad.

Según el mercado de OMIP [14], en la Tabla 25, podemos encontrar la predicción para los próximos 10 años los siguientes precios de venta de energía.

Año	Precio de Venta de Energía (€/MWh)
2026	62,80 €
2027	58,50 €
2028	57,25 €
2029	57,15 €
2030	56,90 €
2031	56,75 €
2032	56,70 €
2033	56,60 €

2034	56,60 €
2035	56,60 €

Tabla 25: Precio de venta al pool 10 años vista (Fuente: OMIP) (Elaboración propia)

Como podemos observar, los precios muestran una tendencia a estabilizarse en los últimos 3 años, y teniendo en cuenta el World Energy Outlook de 2024 [9], se espera que esta estabilización continúe hacia el 2050 o incluso tienda a reducirse. Con el fin de garantizar una estabilidad económica y el máximo rendimiento financiero del parque solar, se ha optado por una estrategia combinada: un contrato de compraventa de energía (PPA) para el 60% de la producción a un precio fijo de 57,68€/MWh (según el OMIP) [15], y la venta del 40% restante al precio de mercado (pool) que permite capturar posibles repuntes en el mercado.

Para los últimos 10 años de vida útil del parque (2043-2052), se debe tener en cuenta que el mercado no necesariamente seguirá la tendencia estimada, y es posible que se produzcan variaciones en el precio debido a factores geopolíticos, tecnológicos o regulatorios. Además, es importante considerar que en la práctica, suele ser difícil obtener contratos PPA a tan largo plazo, ya que los compradores prefieren limitar su exposición al riesgo y tener flexibilidad para renegociar condiciones más cerca del momento. Por ello se ha previsto para este periodo de tiempo, que el 100% de la producción se destina a la venta al pool, a pesar de que pasados esos primeros 15 años, se pueda valorar un PPA a 10 años por el 60% de la producción y a un precio competente del mercado.

A continuación, se describe la metodología para la estimación del pool. Tal y como se ha mencionado anteriormente, se ha seguido la tendencia del OMIP y se ha considerado la posible reducción gradual del precio de la energía reflejada en el World Energy Outlook de 2024. Para los años posteriores a 2035, se ha calculado la media de las proyecciones del OMIP correspondientes a los años 2026-2035, y sobre esta, se ha aplicado una reducción del 1% anual para los siguientes años. En la Tabla 26 se encuentra el resumen de los precios.

Año	Precio de Venta de Energía (€/MWh)
2028	57,25 €
2029	57,15 €

2030	56,90 €
2031	56,75 €
2032	56,70 €
2033	56,60 €
2034	56,60 €
2035	56,60 €
2036	56,25 €
2037	55,69 €
2038	55,13 €
2039	54,58 €
2040	54,03 €
2041	53,49 €
2042	52,96 €
2043	52,43 €
2044	51,90 €
2045	51,39 €
2046	50,87 €
2047	50,36 €
2048	49,86 €
2049	49,36 €
2050	48,87 €
2051	48,38 €
2052	47,89 €

Tabla 26: Precio de venta al pool para los 25 años de vida del parque (Elaboración propia)

En la Tabla 27 se resumen los ingresos de la explotación teniendo en cuenta el PPA y la venta al pool.

Año	Ingreso de Explotación
2028	1.207.208 €
2029	1.199.733 €
2030	1.191.059 €
2031	1.183.269 €
2032	1.176.350 €
2033	1.169.063 €
2034	1.162.634 €
2035	1.156.239 €
2036	1.147.072 €
2037	1.136.269 €
2038	1.125.594 €
2039	1.115.047 €
2040	1.104.625 €
2041	1.094.326 €
2042	1.084.149 €
2043	1.013.209 €
2044	997.560 €
2045	982.152 €
2046	966.983 €
2047	952.048 €
2048	937.343 €
2049	922.866 €
2050	908.613 €
2051	894.579 €
2052	880.762 €

Tabla 27: Ingresos de Explotación del parque (Elaboración propia)

5.3.2 COSTES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO (OPEX) Y FINANCIEROS

Una vez puesta en marcha la planta, se generan una serie de gastos recurrentes necesarios para garantizar la operatividad, seguridad, legalidad y rendimiento de la planta. Estos costes anuales influyen directamente en el flujo de caja de la instalación y se conocen como OPEX (Operating Expenditures).

El desglose de dichos costes será el siguiente:

Gastos de Mantenimiento preventivo y correctivo:

Para lograr un parque solar duradero, las labores de mantenimiento tienen un carácter esencial. Uno de los motivos principales que afectan al rendimiento del parque es la suciedad depositada en los módulos fotovoltaicos, los principales factores que ensucian los módulos son el periodo de construcción de este y el paso de vehículos por los viales. Además, los fuertes vientos y las lluvias también pueden ser una fuente de suciedad a considerar.

Si bien es cierto que el constante movimiento de los string en busca del máximo rendimiento puede ayudar a eliminar parte de la suciedad, será necesario un trabajo especializado realizado con cierta asiduidad. Por este motivo, el diseño del parque y sus viales permite el paso de vehículos especializados para la limpieza optimizando permitiendo un menor número de trabajadores destinados a esta labor.

Para prevenir fallos en los módulos, estructuras o cableado, se realizarán inspecciones visuales con el fin de poder garantizar el correcto funcionamiento de los dispositivos e identificar cualquier daño visual que comprometa el rendimiento de la planta. Anualmente se realizará un análisis térmico de los paneles y cuadros eléctricos para detectar puntos calientes o anomalías que puedan desencadenar problemas más graves. En cuanto a los seguidores y soportes, gracias a la optimización del montaje de estos por parte del fabricante, los trabajos de mantenimiento serán mínimos. A pesar de esto, será necesario revisar los sensores y motores de los seguidores además de buscar posibles corrosiones o anclajes sueltos en los soportes.

En cuanto al terreno, se realizarán trabajos de conservación y mantenimiento, incluyendo el desbroce para evitar en caso de fuego, su propagación. Los viales, requerirán un mantenimiento

que garantice su nivelado y para evitar inundaciones, se prestará especial atención a la limpieza de las canalizaciones.

De forma complementaria al trabajo preventivo, el mantenimiento correctivo incluirá la sustitución/arreglo de cualquier elemento que se vea dañado en el parque solar.

Considerando todo lo anterior, se estima que el gasto anual de mantenimiento ascienda a 20 €/kWp, lo que equivale a un coste total anual aproximado de 201.240 €, tomando como referencia una potencia instalada de 10,06 MWp. Esta estimación se encuentra dentro de los valores habituales para instalaciones fotovoltaicas de tamaño similar.

Gastos en Seguro y responsabilidad civil:

En un proyecto de estas dimensiones y para proteger la inversión y continuidad operativa del parque, es necesario contratar una empresa aseguradora que cubra cualquier tipo de incidencia material o financiera.

Concretamente el seguro correspondiente respaldará al parque ante cualquier daño material de la instalación, cubriendo siniestros como incendios, tormentas, granizo, robo o vandalismo sobre los equipos técnicos del parque. Por otro lado, proporcionará una compensación económica por los ingresos dejados de recibir en el caso de una parada forzada por un siniestro. Por último y de acuerdo con la normativa vigente, incluirá la responsabilidad civil ante terceros en el caso de daños personales o materiales.

Por todo ello y según el consejo de una empresa del sector, el coste del seguro ascenderá a unos 30.000€ anuales, con posibles variaciones con el paso de los años.

Gastos por la gestión administrativa, fiscal y legal:

Los gastos por gestiones de esta índole no son de carácter técnico, pero son imprescindibles para la operación legal del proyecto. Dentro de esta partida de gastos, se incluyen los servicios de asesoría fiscal, necesarios para la correcta gestión económica del parque. También los gastos por las tramitaciones y renovaciones de licencias y de autorizaciones. Por último, se incluirá también la consultoría legal imprescindible para el cumplimiento normativo del proyecto.

Gastos en Personal:

Una planta de estas características no requiere un gran número de empleados, pero si un mínimo con habilidades multidisciplinares que garanticen el funcionamiento continuo, cumplimiento de normativa y vigilancia del parque. Concretamente contaremos con los siguientes puestos:

- Responsable técnico de planta
 - o Encargado de coordinar al resto del personal. Es el responsable de la supervisión de las inspecciones, contratos y monitorizar la producción.
 - o Sueldo: 50.000€
- Dos Técnicos de mantenimiento
 - o Encargados de la revisión y mantenimiento de inversores, transformadores y cuadros eléctricos, deben responder ante fallos o alarmas del sistema.
 - o Sueldo: 2x 30.000€
- Dos Vigilantes de Seguridad
 - o Serán encargados del control de acceso, vigilancia a través de las cámaras y frecuentes rondas de control para garantizar la seguridad del parque. La vigilancia será 24 horas los 7 días de la semana y estarán divididos entre un turno de día y otro de noche.
 - o Salario: 2x 25.000€

Gastos por el Impuesto sobre la generación eléctrica:

De acuerdo con la Ley 15/2012, del 27 de diciembre, se deberá pagar el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) que asciende al 7% de los ingresos brutos por la venta de la energía producida.

A continuación, en la Tabla 28 A se muestran el resumen de los gastos de explotación del parque.

Tipo de Gasto de Explotación	Importe	Incremento Anual (%)
Mantenimiento preventivo y correctivo	201.240 €	0,5%
Seguro y responsabilidad civil	30.000€	1%
Personal	160.000€	1%
Impuesto sobre la generación eléctrica	84.505€	-

Tabla 28: Resumen de los gastos de explotación del primer año de operación (Elaboración propia)

Por otro lado, a pesar de los anteriores gastos de explotación, hay que añadir como único gasto financiero, los intereses anuales devengados al final de cada año. Estos se representan en la Tabla 29.

Año	Importe
2028	134.548,10 €
2029	140.029,79 €
2030	139.184,77 €
2031	130.460,57 €
2032	121.380,94 €
2033	111.931,38 €
2034	102.096,84 €
2035	91.861,62 €
2036	81.209,40 €
2037	70.123,19 €
2038	58.585,32 €
2039	46.577,37 €
2040	34.080,20 €
2041	21.073,88 €
2042	7.537,66 €

Tabla 29: Intereses Devengados (Elaboración propia)

Durante los dos primeros años, coincidiendo con el periodo de carencia del préstamo, etapa destinada al montaje y puesta en funcionamiento del parque, no se realiza una amortización del capital, pero si se devengarán los intereses. El valor de estos se acumula y se suman al importe inicial de la deuda. El coste financiero asociado a este periodo es de 274.577,89 €

5.3.3 FLUJO DE CAJA NETO

En el Anexo VII se encuentra la tabla con el cálculo del flujo de caja para cada año de operación del parque solar. Tras analizar las dos posibilidades disponibles para la venta de la energía, es decir solo venta al pool o la combinación con un PPA, teniendo en cuenta nuestras estimaciones, se obtuvo como el mayor flujo de caja del parque se conseguía optando por la combinación de venta al pool con un PPA para los primeros 15 años. En la Tabla 30 se resume el flujo de caja neto del parque solar a lo largo de toda su vida útil.

Flujo de Caja Neto (25 años)	
Ingresos de Explotación	26.708.751 €
Gastos Financieros y de Explotación	13.871.258 €
Flujo de Caja Neto	12.837.493,37 €

Tabla 30: Flujo de Caja Neto del parque solar a lo largo de toda su vida útil (Elaboración propia)

5.4 EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD

Dentro del análisis económico de un proyecto de estas características, es esencial evaluar su viabilidad y asegurar que la inversión es rentable. Para ello se aplicarán indicadores financieros fundamentales: El coste medio ponderado del capital (WACC), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), el Periodo de Retorno (PR) y el Coste Normalizado de la Energía (LCOE). Estos índices permiten evaluar el riesgo, los beneficios esperados y la capacidad del parque para generar ingresos suficientes frente a sus costes.

5.4.1 CÁLCULO DEL WACC

El Coste Medio Ponderado del Capital es un instrumento que como bien su nombre indica, mide el coste del capital que financia el proyecto. Concretamente, pondera el coste de la deuda y de los fondos propios según su proporción dentro de la estructura financiera. Este indicador es

clave para poder descontar los flujos de caja futuros en el cálculo del VAN. Un valor bajo de este indicador favorece la rentabilidad económica ya que representa la rentabilidad mínima necesaria para hacer de este proyecto uno atractivo financieramente.

Antes de calcular el WACC, para evaluar la rentabilidad de un proyecto ciertos índices financieros deben superar la rentabilidad mínima exigida por los accionistas, esto se conoce como coste del capital propio y es necesario para el cálculo del WACC. Dicho parámetro se calcula a través del CAPM (Capital Asset Pricing Model):

$$K_e = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f)$$

Donde:

- K_e : Coste del capital propio, rentabilidad mínima exigida por los inversores, accionistas, etc.
- r_f : Tasa libre de riesgo. Representa los beneficios con una inversión sin riesgo, concretamente usaremos la de un Bono del Estado a 10 años. Según el promedio de lo que llevamos de año, el valor obtenido es de un 3,15% [10].
- r_m : Rentabilidad esperada del mercado
- $(r_m - r_f)$: Prima de riesgo del mercado. En la Eurozona, el país de comparación es Alemania por lo que se compara la prima de riesgo de un Bono a 10 años entre este y España. Según los últimos datos alcanza un valor de 6% [11]
- β : Riesgo específico de la empresa o el proyecto. Mide cuanto riesgo tiene la empresa en comparación con el mercado. Al tratarse de una simulación, se usará 0,64 obtenido de realizar un promedio entre varias empresas del sector [12]

$$K_e = 3.15 + 0,64 \cdot 6\% = 6,99\%$$

Una vez tenemos el coste del capital propio, podemos proceder al cálculo del WACC:

$$WACC = K_d \cdot \alpha \cdot (1 - T) + K_e(1 - \alpha)$$

Donde:

- K_d : coste de la deuda (4%).
- α : proporción de deuda (70%).
- K_e : coste de capital propio (estimaremos un 7-8%).
- T : tasa impositiva (25%).

$$WACC = 4\% \cdot 70\% \cdot (1 - 25\%) + 6,99 \cdot (1 - 70\%) = 4,197\%$$

5.4.2 CÁLCULO DEL TIR

La Tasa Interna de Retorno, es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Representa la capacidad de producir beneficios por cada euro invertido. Concretamente el término TIR indica el tipo de interés máximo que el proyecto podría pagar por la inversión sin incurrir en ningún tipo de pérdida. El resultado del TIR puede representar 3 escenarios distintos:

- $TIR > WACC$: El proyecto genera rentabilidad superior al capital invertido. Esto implica que no solo el proyecto cubre sus costes, sino que también genera un valor económico adicional.
- $TIR = WACC$: El proyecto genera el mismo rendimiento que sus costes. Es decir, cubre los costes financieros, pero no genera ningún valor económico adicional.
- $TIR < WACC$: El proyecto no alcanza el nivel de la inversión. Por lo tanto, el proyecto no es rentable y los inversores incurrirán en pérdidas si continúan con el proyecto.

$$0 = \sum_{j=1}^{25} \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} - I_0$$

Donde:

- FC_j : Flujo de Caja en cada año (j)
- I_0 :

Empleando los datos del flujo de caja del Anexo VII y del cuadro de amortización del Anexo VI, se obtiene un valor del TIR del **10,7%** superior al 4,197% del WACC pudiendo confirmar la buena rentabilidad del proyecto y la inversión.

5.4.3 CÁLCULO DEL VAN

El Valor Actual Neto se emplea para determinar si el proyecto es rentable económicamente. Concretamente, indica si el proyecto genera más valor del que cuesta financiarlo. Para ello, actualiza al valor actual los flujos de caja de cada año empleando una tasa de descuento representada por el WACC. El resultado del VAN puede reflejar 2 escenarios opuestos:

- $VAN > 1$: Un van positivo indica que el proyecto será capaz de cubrir los costes de capital, por tanto, será rentable.
- $VAN < 1$: Un van negativo indica que el proyecto no cubre los costes, en este caso la inversión no será viable.

$$VAN = \sum_{j=1}^{25} \frac{FC_j}{(1 + WACC)^j} - I_0$$

En el Anexo VII, se encuentra el flujo de caja del proyecto con el que se calculó el VAN, obteniendo un resultado de **3.441.162,13 €**. Un valor tan positivo indica la buena rentabilidad del proyecto además de la viabilidad de la inversión.

5.4.4 CÁLCULO DEL LCOE

El cálculo del Coste Normalizado de Generación (LCOE) es un indicador clave para calcular el coste de generación medio por cada unidad de energía producida por el parque solar (€/MWh) a lo largo de toda su vida útil. Este indicador, permite homogenizar todos los costes asociados al proyecto: inversión inicial, operación, mantenimiento, seguros, personal, etc. De esta forma, obtenemos un coste unitario comparativo que nos dice cuánto cuesta de media producir cada megavatio de energía.

Al no depender del precio de venta de energía como el resto de los indicadores, lo convierte en una herramienta imparcial que muestra el coste real de la producción de energía. Además, el cálculo de este indicador permite determinar si el precio de venta del pool y del PPA será suficiente para cubrir los costes y llegar a generar beneficios.

$$LCOE = \frac{\text{Inversión Inicial} + \sum \text{Costes operativos totales}}{\sum \text{Producción total (MWh)}}$$

$$LCOE = \frac{4.710.786€ + 12.580.577 €}{491.581 \text{ MWh}} = 35,18 \text{ €/MWh}$$

Si tenemos en cuenta el resultado del LCOE que a lo largo de toda la vida útil del parque es inferior al precio acordado en el PPA y de venta al pool de la Tabla 26, podemos asumir de nuevo como el proyecto es rentable y competitivo.

5.4.5 CÁLCULO DEL PERIODO DE RETORNO

El Periodo de Retorno (PR) es un indicador que permite determinar cuántos años serán necesarios para recuperar la inversión inicial. Para su cálculo, se tiene en cuenta el valor del CAPEX que asciende a 4.710.786 € y los flujos de caja netos anuales generados por el proyecto.

El procedimiento consiste en calcular año a año el VAN, teniendo en cuenta los flujos de caja anteriores. De esta forma, el año en el que el VAN es por primera vez positivo, será en valor del PR del proyecto. En este caso la inversión se recuperará durante el noveno año de operación del parque (2036) contando desde su inicio de explotación.

En el Anexo VIII se representa la tabla con el cálculo del Periodo de Retorno.

5.4.6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A modo resumen, con el análisis de los principales indicadores se saca en clave las siguientes conclusiones:

- Tasa Interna de Retorno: El proyecto presenta un TIR de 10,7%, claramente superior al WACC del 4,197. Esto indica que el proyecto es altamente rentable ya que supera de forma clara sus costes, tanto de deuda como de fondos propios.
- WACC: El WACC calculado es del 4,197%, un valor reducido que refleja un coste del capital muy competitivo que favorece la rentabilidad y viabilidad del parque solar.
- Valor Actual Neto: El VAN asciende a 3.441.162,13 € lo que significa que teniendo en cuenta el WACC, el proyecto generará este valor adicional sobre la inversión inicial.

- Coste Nivelado de la Energía: El LCOE es de 35,18 €/MWh, este valor es muy inferior a los precios estimados del pool como del PPA confirmando su rentabilidad, y permitiendo saber de antemano si los precios estimados de ambas formas de venta permitirán cubrir los gastos de inversión y operativos del parque solar.
- Periodo de Retorno: El proyecto recuperará la inversión a lo largo del noveno año, lo que representa un plazo razonable y atractivo para los inversores al reducir el riesgo financiero.

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y ESCENARIOS ALTERNATIVOS

Al analizar la viabilidad económica de un proyecto de estas características, es imprescindible valorar los posibles escenarios alternativos que puedan afectar tanto positivamente como negativamente al proyecto. Si bien este análisis se ha fundamentado en algunas estimaciones como los precios del pool y del PPA, es siempre interesante en el caso más pesimista, evaluar los límites de rentabilidad y viabilidad del proyecto.

En cada escenario, se han tenido en cuenta el impacto en 4 de los parámetros más influyentes en la rentabilidad de un proyecto:

- Precio del OMIP: De esta forma se evalúan fluctuaciones en el mercado a causa de posibles crisis políticas, regulatorias o energéticas.
- Producción Anual: Modificando la producción anual, se evalúan escenarios con mejor o peor irradiación solar, pérdidas de producción o condiciones meteorológicas imprevisibles.
- OPEX: Tener en cuenta variaciones en los costes operativos que pueden deberse a cambios en los costes laborales, mejoras operativas o imprevistos técnicos.
- WACC: Cambios en el WACC pueden derivar en cambios en los tipos de interés, condiciones del mercado financiero o en la percepción de riesgo del proyecto.

5.5.1 ANÁLISIS DEL ESCENARIO OPTIMISTA

En primer lugar, se considera un escenario optimista con variaciones positivas en los parámetros previamente mencionados:

- Precio OMIP: +10%
- Producción: +10%
- OPEX: -10%
- WACC: 3,197%

En el Anexo VIV encontramos el resumen con todos los datos utilizados para obtener los siguientes resultados:

- VAN: 8.061.760,26 €
- TIR: 16,1%
- PR: Durant el 7 año de operación (2034)
- LCOE: 30,17 €/MWh

Este escenario muestra una situación extremadamente atractiva, refleja no solo una muy alta rentabilidad, sino que también una gran competitividad del proyecto. En VAN duplica al escenario base, demostrando una fuente potencial de beneficios en escenarios positivos para el proyecto. El TIR por otro lado, es cinco veces el WACC lo que indica la buena rentabilidad del proyecto facilitando la financiación y haciéndolo muy atractivo para la inversión. Con un periodo de retorno tan bajo, se acelera la recuperación de la inversión reduciendo el riesgo financiero. Por último, el LCOE tan bajo refleja un coste muy competitivo e incrementa la posibilidad de obtener beneficios extra al cubrir de forma holgada los costes.

5.5.2 ANÁLISIS DEL ESCENARIO PESIMISTA

Para el escenario pesimista se tuvo en cuenta el siguiente escenario:

- Precio OMIP: -10%
- Producción: -5%
- OPEX: +10%
- WACC: 5,197%

Las circunstancias del mercado y las previsiones pesimistas del OMIP y del World Energy Outlook de 2024, han provocado que la reducción del precio de venta sea del 10%, en cambio,

al haber tenido en cuenta una degradación anual del equipo para la producción eléctrica anual, se ha considerado razonable un escenario pesimista en el que adicionalmente esta se vea reducida un 5%.

En el Anexo X encontramos el resumen con todos los datos utilizados para obtener los siguientes resultados:

- VAN: 508.947,32 €
- TIR: 4,6%
- PR: Durant el 12 año de operación (2039)
- LCOE: 41,21 €/MWh

El escenario pesimista sigue reflejando un proyecto viable, pero con una rentabilidad mucho más ajustada, necesitaría un control de costes y una gestión financiera muy prudente. En este caso en concreto, aunque el VAN se haya reducido notablemente, el proyecto sigue siendo rentable generando beneficios. Lo mismo sucede con el TIR, si bien se aproxima al valor del WACC reflejando una reducción de la rentabilidad, sigue manteniendo la viabilidad del proyecto. Por el contrario, los parámetros más afectados son el periodo de retorno que al ser tan alto, aumenta el riesgo financiero del proyecto. De igual forma, el aumento en el LCOE reduce la competitividad de los costes, pero permite seguir siendo viable en un mercado que siga la tenencia a la baja estimada anteriormente.

5.5.3 ANÁLISIS DEL ESCENARIO EXTREMO

Este escenario simula una situación con condiciones extremadamente desfavorables, la idea de este escenario es evaluar los límites financieros del proyecto y ver como actuaría ante unos cambios negativos en todos los aspectos más influyentes para la viabilidad económica del parque. Concretamente, se simuló el siguiente escenario:

- Precio OMIP: -20%
- Producción: -15%
- OPEX: +15%
- WACC: 6,197%

En el Anexo XI encontramos el resumen con todos los datos utilizados para obtener los siguientes resultados:

- VAN: -2.625.963,57 €
- TIR: -3,4%
- PR: No se recupera la inversión en toda la vida útil del parque
- LCOE: 47,14 €/MWh

Este escenario demuestra que, bajo condiciones extremadamente desfavorables, el proyecto se vuelve insostenible. Permite evaluar los límites de este, y destaca la importancia de tener una buena gestión de los riesgos, del control de los costes y una mejora operativa para llegar a evitar situaciones de estas características.

Los resultados son extremadamente pesimistas, el VAN es negativo, indicando como el proyecto está en pérdidas e incapaz de recuperar la inversión, el TIR también lo es, demostrando la nula rentabilidad del proyecto y destacando como este es inviable. La inviabilidad del proyecto se refuerza un con un periodo de retorno que no supera la vida útil del parque y con un LCOE que, durante los dos últimos años de operación, incurriría en pérdidas como se ve en la tabla del flujo de caja del Anexo XI.

5.5.4 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los factores que generan un mayor impacto sobre la rentabilidad y viabilidad del parque solar son: en primer lugar, los precios del mercado, seguidos de la producción de energía y por último los costes de operación.

El proyecto es altamente rentable en escenarios favorables y mantiene su viabilidad en condiciones adversas moderadas, por el contrario, ante condiciones extremadamente desfavorables el proyecto se vuelve inviable sin una recuperación de la inversión y con pérdidas netas. Estos resultados reflejan la importancia de una buena gestión financiera del parque no solo gestionando un contrato PPA competitivo, sino también la optimización de la producción y el control de los costes de operación. En un proyecto de estas características, el análisis de viabilidad es imprescindible ya que te permite estimar el comportamiento de este en casos

positivos, pero más importante te permite ver su vulnerabilidad en casos extremos y en que parámetros es más importante centrar el foco.

Capítulo 6. OBJETIVOS SOSTENIBLES

Este proyecto en concreto va muy alineado con el séptimo Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) “Energía asequible y no contaminante”. A pesar de que ese objetivo sea el principal, es cierto que este proyecto tiene cierto impacto en otros como puede ser el octavo “Trabajo decente y crecimiento económico” y el decimotercero “Acción por el clima”.

En primer lugar, en cuanto al séptimo objetivo, este proyecto se ajusta en concreto al punto 7.1, 7.2 y 7.3 [7]:

- 7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos
- 7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas
- 7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética

La creación de un parque solar permitirá el acceso de servicios energéticos renovables en amplias zonas fomentando a la mejora de la eficiencia energética mundial y ayudando a convertir a España en un país con una mayor independencia energética.

Por otro lado, en cuanto al octavo objetivo, este proyecto se alinea con los siguientes puntos [8]:

- 8.4 Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados.
- 8.5 De aquí a 2030, lograr el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todas las mujeres y los hombres, incluidos los jóvenes y las personas con discapacidad, así como la igualdad de remuneración por trabajo de igual valor.

El parque solar no solo ayudará al crecimiento económico local y nacional, sino que también, además fomentará el crecimiento económico desvinculándose de la degradación del medio ambiente. Asimismo, permitirá generar empleo no solo para el montaje sino también para el mantenimiento y supervisión.

Por último, para el décimo tercer objetivo, este proyecto encaja perfectamente ya que no solo busca reducir todo tipo de emisiones si no también, generar el menor impacto medioambiental en su montaje y una vez puesto en funcionamiento.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

El parque fotovoltaico objeto de este proyecto se encuentra ubicado en la zona fronteriza entre los municipios de Valdemoro y Ciempozuelos, afectando a seis parcelas del polígono 17, sumando una superficie total de 200.000 m² (20 ha) aproximadamente. El parque tendrá una potencia pico instalada de 10.06 MWp y una producción anual de 20.992 MWh que irán inyectada a la subestación eléctrica de Valdemoro, operada por Naturgy.

Para alcanzar dicha producción anual, el parque contará con 17.200 módulos fotovoltaicos de 585W, modelo JAM78-S30-585-MR de JA solar, organizados en 688 strings de 25 módulos cada uno con seguidores solares SF7 de Soltec. La conexión se realizará mediante 15 cajas de string (PVS-24MH) del fabricante Sungrow, a través de un cable H1Z2Z2-K de 6mm² de TOPSOLAR. De estas, mediante un cable PV AL de 300mm² del mismo fabricante, se conectarán a 2 grupos inversores SG4400UD-MV-US de 4400 kVA de Sungrow. Finalmente, para la conexión a la red, se utilizará un cable X-VOLT AL (-OL/2OL) RHZ1 de 16mm², que permitirá elevar la tensión de 30kV a los 45kV de la subestación a través de un transformador trifásico de aceite del proveedor ABB Hitachi.

En cuanto a la gestión de la energía producida, durante los primeros 15 años de operación se seguirá una modelo híbrido, combinando un contrato PPA por 57,68 €/MWh con la venta al pool. Para los últimos 10 años de vida útil del parque, la venta se realizará íntegramente al precio del mercado en ese momento.

El proyecto, alcanza una inversión total de 4.710.786 €, financiada en un 70% mediante una entidad bancaria (3.286.049 €) con un tipo de interés del 4%, una comisión de apertura del 0,05% (16.430 €) y un periodo de amortización de 15 años con una carencia de 2 hasta el inicio de operación del parque. El 30% restante (1.408.307 €) será aportado por la empresa promotora.

El análisis económico realizado, muestra como no solo el proyecto es financieramente viable, sino que también resulta altamente competitivo bajo las condiciones de mercado actuales y las estimadas del futuro. Los indicadores clave del análisis reflejan un VAN de 3.441.162,13 €, un

TIR del 10,7%, un WACC del 4,197% un LCOE de 35,18 €/MWh y un periodo de retorno durante el noveno año de operación. Estos resultados, confirman como el proyecto genera beneficios para los inversores y tiene un coste por MWh muy competitivo, siendo muy inferior a los precios del mercado.

El análisis de sensibilidad realizado refleja como el proyecto mantiene su viabilidad incluso en escenarios adversos, aunque revela cierta vulnerabilidad ante un escenario extremo, permitiendo identificar los límites críticos del precio del OMIP, la producción, los costes OPEX, y el WACC. Estos resultados, refuerzan la solidez financiera del proyecto y destacan la importancia de analizar y gestionar los riesgos mediante estrategias que aseguren precios estables, optimicen la operación del parque y controlen los costes.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

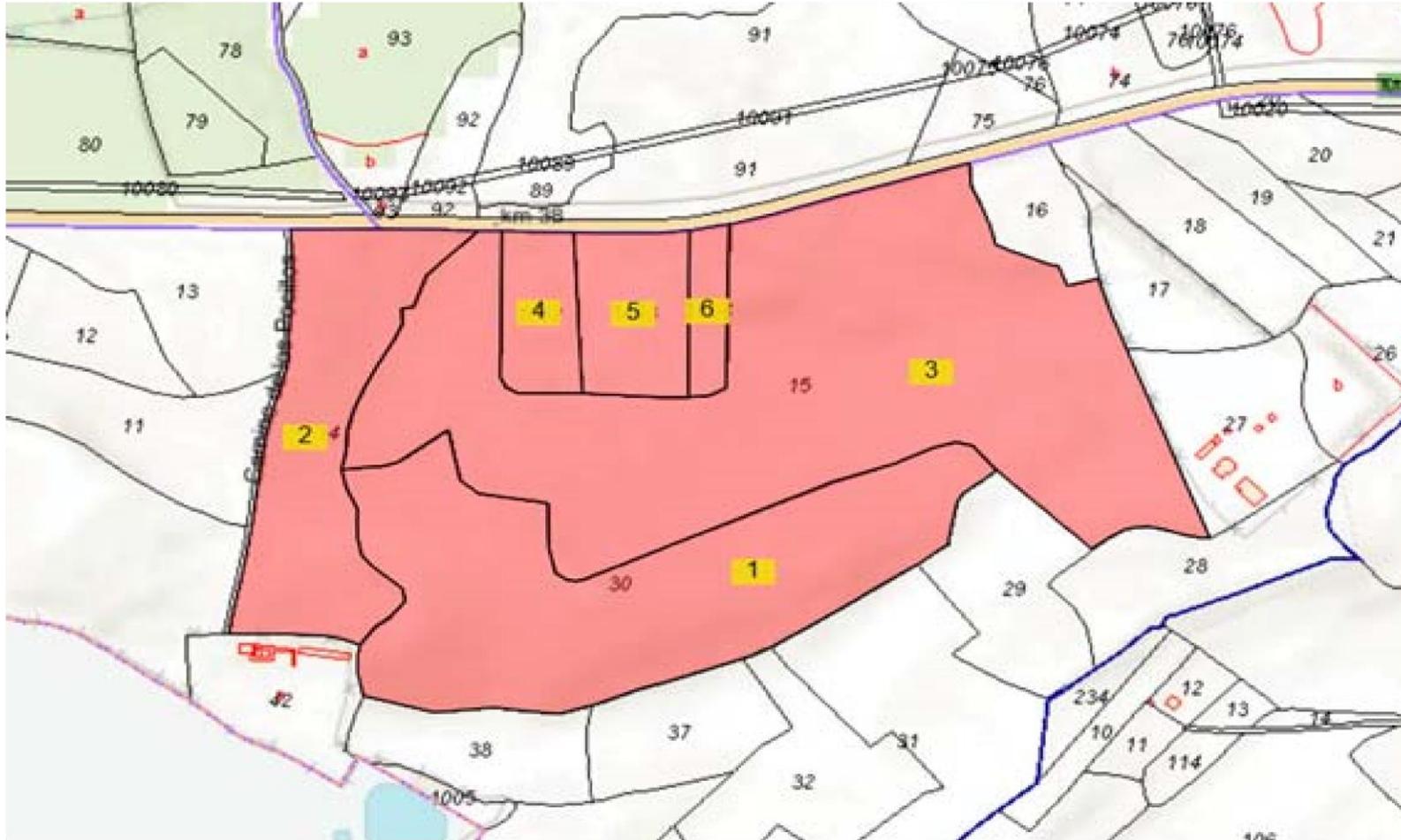
- [1] International Energy Agency. (2024). *World energy outlook 2024*: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- [2] Statista. (s.f.). *Dependencia energética exterior en España 2006-2022*. Statista. <https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Balance energético de España 2021 y 2022*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Balances/Documents/balance-20231218/Balance%20Energetico%20Espa%C3%B1a%202021%20y%202022_v0.pdf
- [4] Red Eléctrica de España. (2024). *Informes renovables 2023*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf
- [5] The World Bank Group. (12 de marzo, 2025). *Global Solar Atlas Report: Madrid*. Solargis.(The World Bank Group, 2025, informe generado por Solargis desde Global Solar Atlas) <https://globalsolaratlas.info/>
- [6] Top Cable. (s.f.). *¿Cómo calcular la sección de un cable eléctrico?* <https://www.topcable.com/sites/es-lat/calcular-seccion-cable-electrico/>
- [7] Kenermora Solar I SLU. (2024, junio). *Justificación de la relación de capacidad o potencia (ratio DC/AC)*. Proyecto de ejecución: Planta fotovoltaica para conexión a red Kenerjona II. https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2022_51_03_2/3.03.%20Justificacion%20ratio%20DC%20AC.pdf
- [8] Naciones Unidas. (n.d.). *Energía asequible y no contaminante. Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado en 2024 de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

-
- [9] Naciones Unidas. (n.d.). Trabajo decente y crecimiento económico. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Recuperado en 2024 de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/economic-growth/>
- [10] International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- [11] Datosmacro.com. (2025). *Bono español a 10 años*. <https://datosmacro.expansion.com/bono/espana>
- [12] Kroll. (2024, junio 8). *Kroll lowers its recommended U.S. equity risk premium to 5.5%*. <https://media-cdn.kroll.com/jssmedia/cost-of-capital/kroll-lowers-its-recommended-us-equity-risk-premium.pdf>
- [13] Infront Analytics. (2025). *Audax Renovables S.A.: Beta apalancado y desapalancado*. <https://www.infrontanalytics.com/fe-ES/30227EE/Fersa-Energias-Renovables-S-A-beta>
- [14] OMIP – Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2025, mayo 23). *Datos de mercado – Futuros de electricidad España*. <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2025-05-23&product=EL&zone=ES&instrument=FTB&maturity=YR>
- [15] OMIP – Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2025b, mayo 23). *Datos de mercado – Futuros de electricidad España (PPA)*. <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2025-05-23&product=EL&zone=ES&instrument=FTB&maturity=PPA>

ANEXO I: UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Este Anexo contiene:

1. Plano I: Ubicación y división de las parcelas.
2. Fichas Catastrales de todas las fincas a las que afectará el parque



MATERIAL	-	FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	Situación de las parcelas seleccionadas
TOLERANCIA	-	NOMBRE	J. Gutierrez Viou	FECHA	18/04/2025
DIBUJADO	J. Gutierrez Viou	COMPROBADO	18/04/2025	TÍTULO	SITUACIÓN
ESCALA:	1:30.000	FIRMA		COMILLAS	UNIVERSIDAD PONTIFICIA
				ICA I	CÓDIGO
					I

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	28161A017000150000WL  
Localización	Polígono 17 Parcela 15 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización	Polígono 17 Parcela 15 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Superficie gráfica	97.508 m ²

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	28161A017000300000WI  
Localización	Polígono 17 Parcela 30 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL

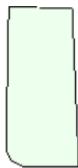


Localización	Polígono 17 Parcela 30 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Superficie gráfica	54.126 m ²

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	28161A017010020000WE  
Localización	Polígono 17 Parcela 1002 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización	Polígono 17 Parcela 1002 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Superficie gráfica	6.887 m ²

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	28161A017010030000WS  
Localización	Polígono 17 Parcela 1003 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización	Polígono 17 Parcela 1003 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Superficie gráfica	10.165 m ²

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	28161A017010040000WZ  
Localización	Polígono 17 Parcela 1004 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL

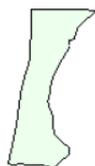


Localización	Polígono 17 Parcela 1004 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Superficie gráfica	3.629 m ²

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	28161A017000140000WP  
Localización	Polígono 17 Parcela 14 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

PARCELA CATASTRAL



Localización	Polígono 17 Parcela 14 POCILLOS. VALDEMORO (MADRID)
Superficie gráfica	26.374 m ²

ANEXO II: EQUIPO TÉCNICO

Este anexo contiene:

1. Ficha técnica de los paneles fotovoltaicos de JASolar, modelo: JAM78S30 MR
2. Ficha técnica de los seguidores solares de Soltec, modelo: SF7
3. Ficha técnica de los inversores de Sungrow, modelo: SG4400UD-MV-US
4. Ficha técnica de la caja de string de Sungrow, modelo: PVS-24MH
5. Ficha técnica del cable de la Línea I: modelo H1Z2Z2-K de Top Solar
6. Ficha técnica del cable de la Línea II: modelo PV AI de Top Solar
7. Ficha técnica del cable de la Línea III: modelo X-VOLT AL (-OL/-2OL) RHZ1 (AS) de Top Solar

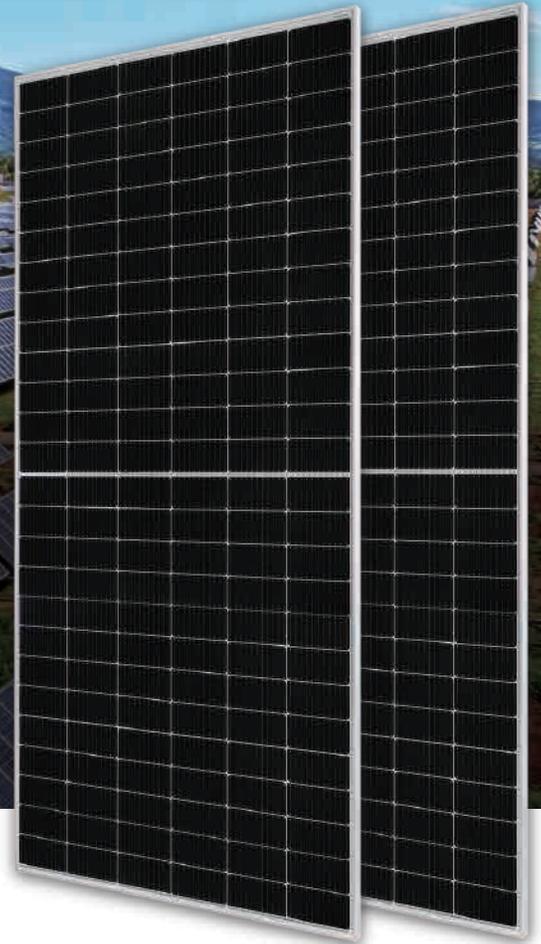
DEEP BLUE 3.0

Mono

605W MBB Half-cell Module
JAM78S30 580-605/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

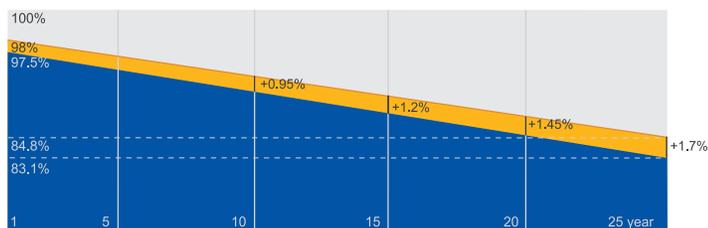


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



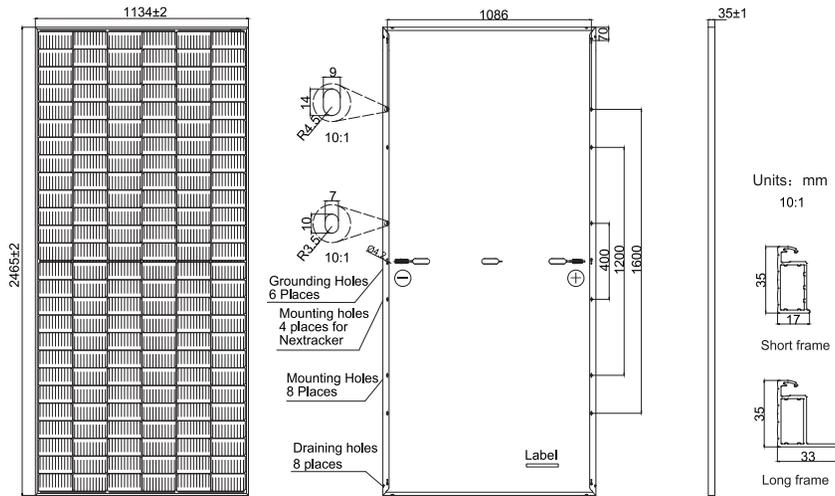
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/ QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	438	442	446	450	454	458
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.45	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.55	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.02	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30
Max Power Current(Imp) [A]	10.30	10.36	10.42	10.48	10.54	10.60
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

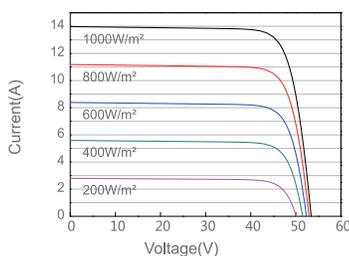
*The mounting installation by 400mm spaced holes is not applicable for JAM78S30 MR.

OPERATING CONDITIONS

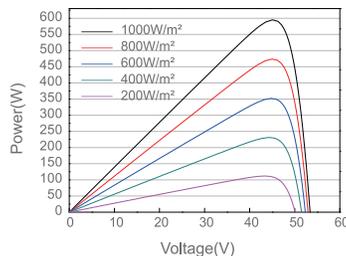
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

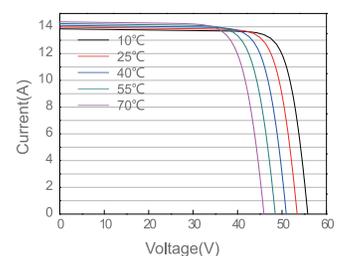
Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR





SF7 | Single-Axis Tracker

The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ªA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimensions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")			2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure 10 years
Motor 5 years
Electronics 5 years

*extendable under quotation

soltec.com



Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12

Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

SG4400UD-MV-US

MV Grid-connected PV Inverter for 1500Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 98.9 %
- Full power operation at 40 °C (104 °F)
- Effective cooling, wide operation temperature

EASY O&M

- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance

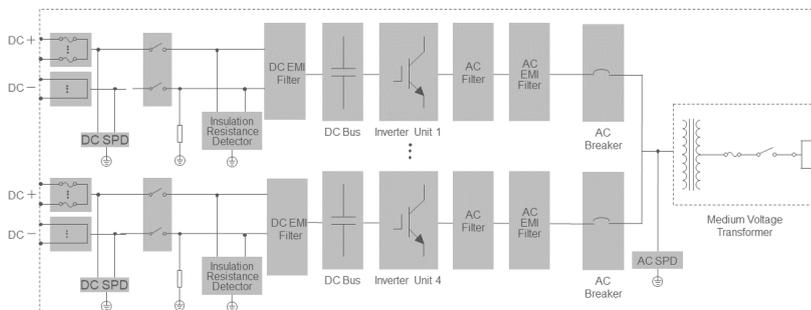
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container size design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer and LV auxiliary power supply
- Q at night

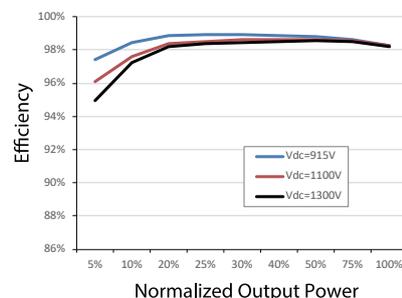
GRID SUPPORT

- Compliance with standards:UL 1741,UL 1741 SA/SB, IEEE 1547, Rule 21 and NEC code
- Low / High voltage ride through (L/HVRT), L/HFRT, soft start / stop
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG4400UD-MV-US
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	915 V / 955 V
Available DC fuse sizes	250 A - 630 A
MPP voltage range	915 V – 1500 V
Full power MPP voltage range@40°C	915 V - 1337 V *
No. of independent MPP inputs	4
No. of DC inputs	28 inputs negative grounding (optional: 24 inputs floating)
Max. PV input current	4 * 1226 A
Max. DC short-circuit current	4 * 3528 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	4400 kVA @ 40 °C (104 °F) ** (Optional: 4400 kVA @ 45 °C (113 °F)) **
Nominal grid frequency / Grid frequency range	60 Hz / 57 Hz – 63 Hz
Harmonic THD	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Efficiency	
Inverter Max. efficiency	98.9 %
Inverter CEC efficiency	98.5 %
Transformer	
Transformer rated power	4400 kVA
Transformer Max. power	4400 kVA
LV / MV voltage	0.645 kV / 34.5 kV
Transformer vector	Dy 1 (Optional: Dy 11, Yny 0, YNd1)
Transformer cooling methods	KNAN (Optional: ONAN)
Protection	
DC input protection	DC load switch + fuse
Inverter output protection	AC circuit breaker
AC MV output protection	MV load switch + fuse
Surge protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
General data	
Dimensions (W * H * D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm 238.5" * 114.0" * 96.0"
Weight	≤ 36376 lbs
Degree of protection	NEMA 4X (Electronic for Inverter) / NEMA 3R (Others)
Auxiliary power supply	5 kVA, 120 Vac ; Optional : 35 kVA 480 Vac + 5 kVA 120 Vac
Operating ambient temperature range ***	-35 °C - 60 °C (> 45 °C derating) / optional: -40 °C - 60 °C (> 45 °C derating) -31 °F - 140 °F (> 113 °F derating) / optional: -40 °F - 140 °F (> 113 °F derating)
Allowable relative humidity range	0 % - 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. Operating altitude	1000 m (Standard) / > 1000 m (Customized) (3280.8 ft (Standard) / > 3280.8 ft (Customized))
Display	LED Indicators , Ethernet + WebHMI
Night reactive power function	Yes
DC-Coupled storage interface	Optional
Charging power from the grid	Optional
Communication	Standard: RS485, Ethernet;
Compliance	UL 1741, UL 62109-1, CSA C22.2 No.107.1-16, IEEE 1547-2018, IEEE 1547.1-2020, UL 1741 SA/SB, California Rule21, HECO SRD V2.0, NEC 2020, PRC-024

* Full power MPP range is temperature dependent, check the characteristic curve of the inverter for more information.

** For sustained operation above 40°C, an optional 60 °C temperature rise transformer is recommended.

*** The ambient temperature is determined as the average temperature obtained from at least four evenly distributed temperature monitoring points located at a distance of 1 meter from the equipment, at a height halfway up the machine. The temperature sensors must be shielded from airflow, thermal radiation, and rapid temperature fluctuations to prevent display inaccuracies.

PVS-16MH/18MH/ 20MH/24MH

PV combiner box for 1500 Vdc system



EFFICIENT AND SAFE

- 1500V-Specific PV fuse, both positive and negative terminal
- 1500V-Specific PV SPD with fault alarm
- String current and voltage monitoring
- Main load switch state monitoring (optional)



FLEXIBLE

- Optional IP67 protection, meeting the outdoor installation and usage requirements
- Self-powered power supply with lightning protection
- Output cable cross section area 120 – 400 mm² (max. 400 mm² Al cable)
- PG Gland / MC4 terminal connector



QUALIFIED

- CE
- Highly optimize the system wiring
- Modular design, easy and quick maintenance



Type Designation	PVS-16MH	PVS-18MH	PVS-20MH	PVS-24MH
Parameters				
Max. PV string voltage	1500 V			
Max. PV string parallel inputs	16	18	20	24
Max. string input current	21A	20A	18.5A	15.5A
Max. output current	336A	360A	370A	372A
SPD	1500 Vdc Type II (optional: Type I+II)			
Input terminal type	PG Gland / MC4 terminal			
Output terminal type	120 – 400 mm ²			
Protection class	IP65 / IP67 (optional)			
Environment temperature	-35 to 60 °C			
Environment humidity	0 – 95%			
Dimensions (W*H*D)	950*730*275 mm			
Weight	40 kg	40 kg	42 kg	44 kg
Switch disconnect handle	Internal handle			
Material	SMC			
Standard Accessories				
DC output load switch	Yes			
PV specific application SPD	Yes			
Optional Accessories				
String current and bus voltage monitoring	Optional			
RS485 communication port	Optional			
PV SPD failure monitoring	Optional			
Monitoring for load switch state	Optional			
Operator access areas IP2X	Optional			
Parallel arc fault circuit interrupter	Optional			
Wireless communication	Optional			





Cca

APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: C_{ca} s1b, d2, a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:
Transmitancia luminosa > 60%.



Características mecánicas

Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.
Presencia de agua: AD7+ Inmersión.
AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

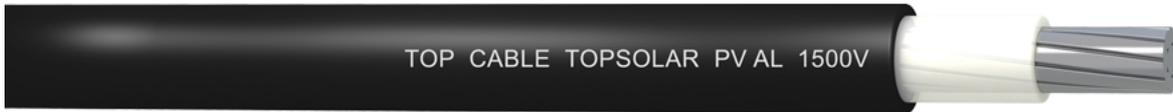
TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE / UKCA



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

C_{ca}-s1b, d2, a1





E_{ca}

APLICACIÓN

El cable de alimentación de Aluminio Topsolar® PV AL 1500 V es adecuado para todo tipo de instalaciones solares.

Este cable se recomienda para conexiones entre string box e inversor central y también entre string inverter y centro de transformación.

- Instalaciones fotovoltaicas.
- También disponible las versiones armadas y resistentes a los impactos.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado tipo XLPE según IEC 60502-1.

Color natural.

Cubierta

PVC especial resistente a los rayos UV del tipo ST2 según IEC 60502-1.

Color negro.

CARACTERÍSTICAS

⚡ Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV CC según EN 50618.

1,8/3 (3,6) kV AC según IEC 60502-1.

🌡 Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90°C.

Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).

Temperatura mínima de servicio: -40°C (estático con protección).

Temperatura mínima de instalación y manipulación:

0°C (en la superficie del cable).

🔥 Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.

Reacción al fuego CPR: E_{ca}, según EN 50575.

Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.

📏 Características mecánicas

Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.

Resistencia a los impactos: AG2 Medio.

🌿 Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Buena.

Resistencia a los ataques químicos: Buena.

Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 y HD 605/ A1.

Presencia de agua: AD8 Sumersión.

☀ Condiciones de instalación

Al aire.

Enterrado.

Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES

📄 Norma de referencia
IEC 60502-1

🌿 Certificaciones
CE / RoHS

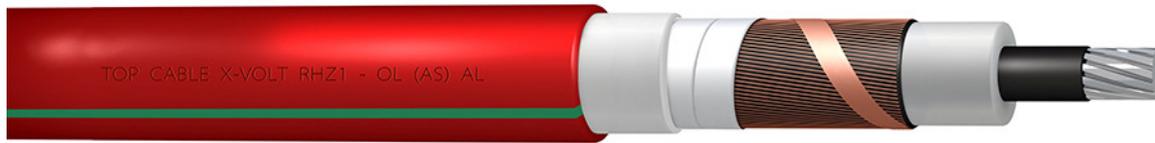
🏗 CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)
E_{ca}.



X-VOLT[®] AL (-OL/-2OL) RHZ1 (AS)

Medium Voltage aluminium cable, XLPE insulation.

ACCORDING TO: IEC 60502-2 / UNE-HD 620-10E (type 10E-5)



C_{ca}

APPLICATION

X-VOLT[®] RHZ1 (AS) is a Medium Voltage aluminium cable halogen-free with low smoke emission and no fire propagation properties for fixed installations.

Suitable for transport and distribution of electric power in medium voltage networks.

CONSTRUCTION

Conductor

Aluminium class 2 according to EN 60228 and IEC 60228.

Optionally, with longitudinal water tightness (cable type -2OL).

Conductor screen

Screen over the conductor, made of thermosetting semiconductor material.

Insulation

Cross-linked polyethylene type XLPE according to IEC 60502-2 and type DIX3 according to HD 620-1, natural colour.

Cross linked in catenary line with nitrogen atmosphere through a triple layer extrusion process.

Insulation screen

Screen over the insulation, made of thermosetting and strippable semiconductor material.

Metallic screen

Copper wires and copper tape screen, with a minimum cross-section of 16mm².

Longitudinal water tightness

Hygroscopic tape completely covering the screen (cable type -OL and -2OL).

Filler

Additional fireproof polyolefin layer, halogen free.

Outer sheath

Polyolefin type ST7 according to IEC 60502-2 and type DMZ2 according to HD 620-1.

Red colour with two green stripes.

Other colours under request.

CHARACTERISTICS



Electrical performance

Medium Voltage: 6/10 (12) kV

12/20 (24) kV

18/30 (36) kV



Thermal performance

Maximum conductor temperature: 90°C.

Maximum short-circuit temperature: 250°C (max 5 s)

Minimum service temperature: -15°C.



Fire performance

Flame non-propagation according to EN 60332-1 / IEC 60332-1.

Fire non-propagation according to EN 50399.

Reaction to fire CPR: C_{ca}-s1b,d2,a1 according to EN 50575

Halogen free according to EN 60754-1 / IEC 60754-1.

Low corrosive gases emission according to EN 60754-2 / IEC 60754-2.

Low smoke emission according to EN 61034 / IEC 61034:

Light transmittance > 60%.



Mechanical performance

Minimum bending radius: 15x cable diameter.

Abrasion resistant.

Tear resistant.



Environmental performance

UV Resistant according to UNE 211605.



Installation conditions

Open Air.

Buried.

In conduit.

STANDARDS / COMPLIANCE



According to

IEC 60502-2 / UNE-HD 620-10E (type 10E-5)



Standards and approvals

AENOR



CPR (Construction Products Regulation)

C_{ca}-s1b,d2,a1



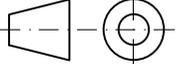
ANEXO III: PLANOS

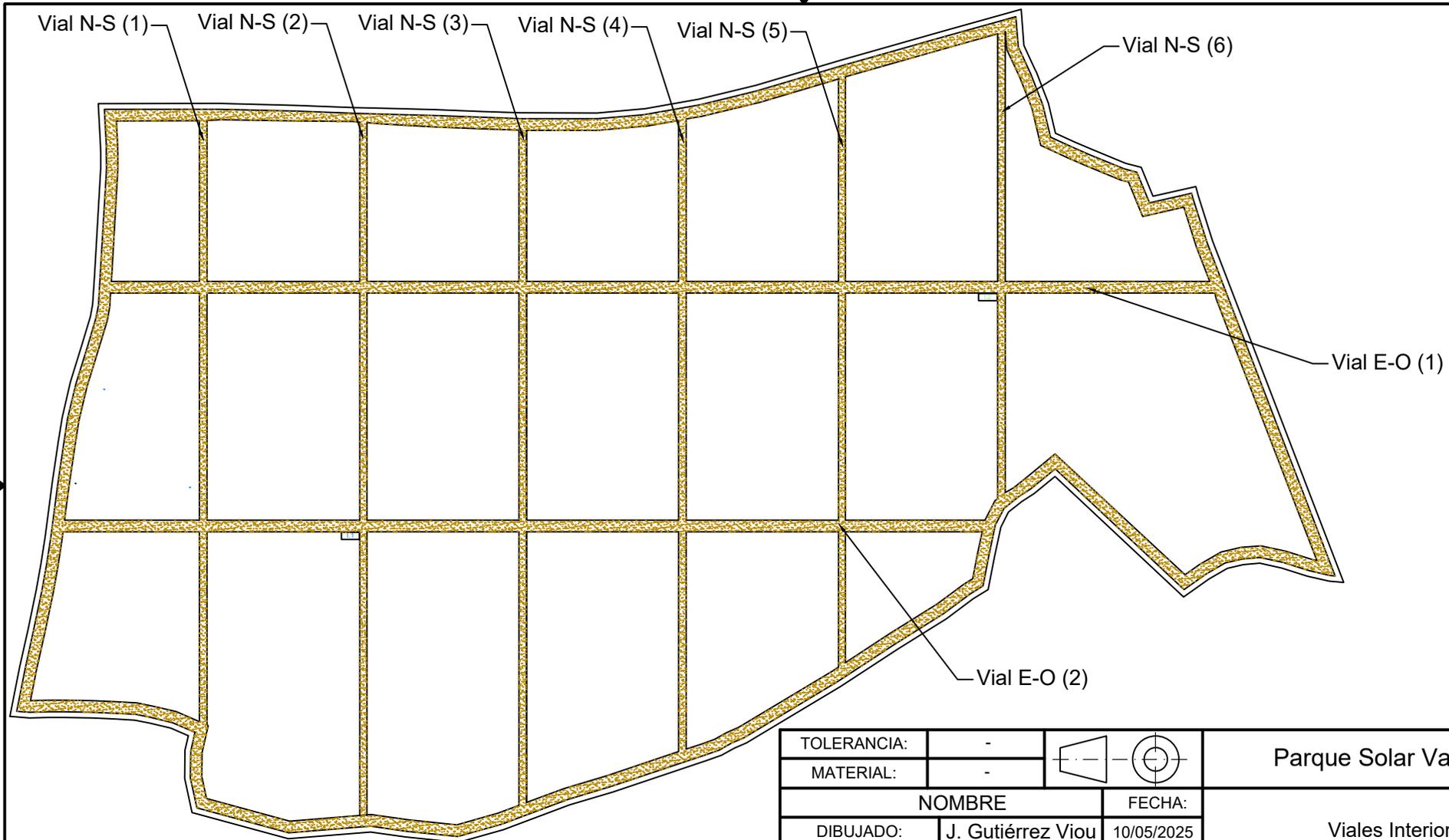
Este anexo contiene:

1. Plano I: Vista General
2. Plano II: Viales Interiores del Parque Solar
3. Plano III: Localización de los Inversores
4. Plano IV: Ubicación de los Seguidores Solares
5. Plano V: Ubicación de las Cajas de String
6. Plano VI: Cableado de la Cajas de String al Inversor 1
7. Plano VII: Cableado de la Cajas de String al Inversor 2

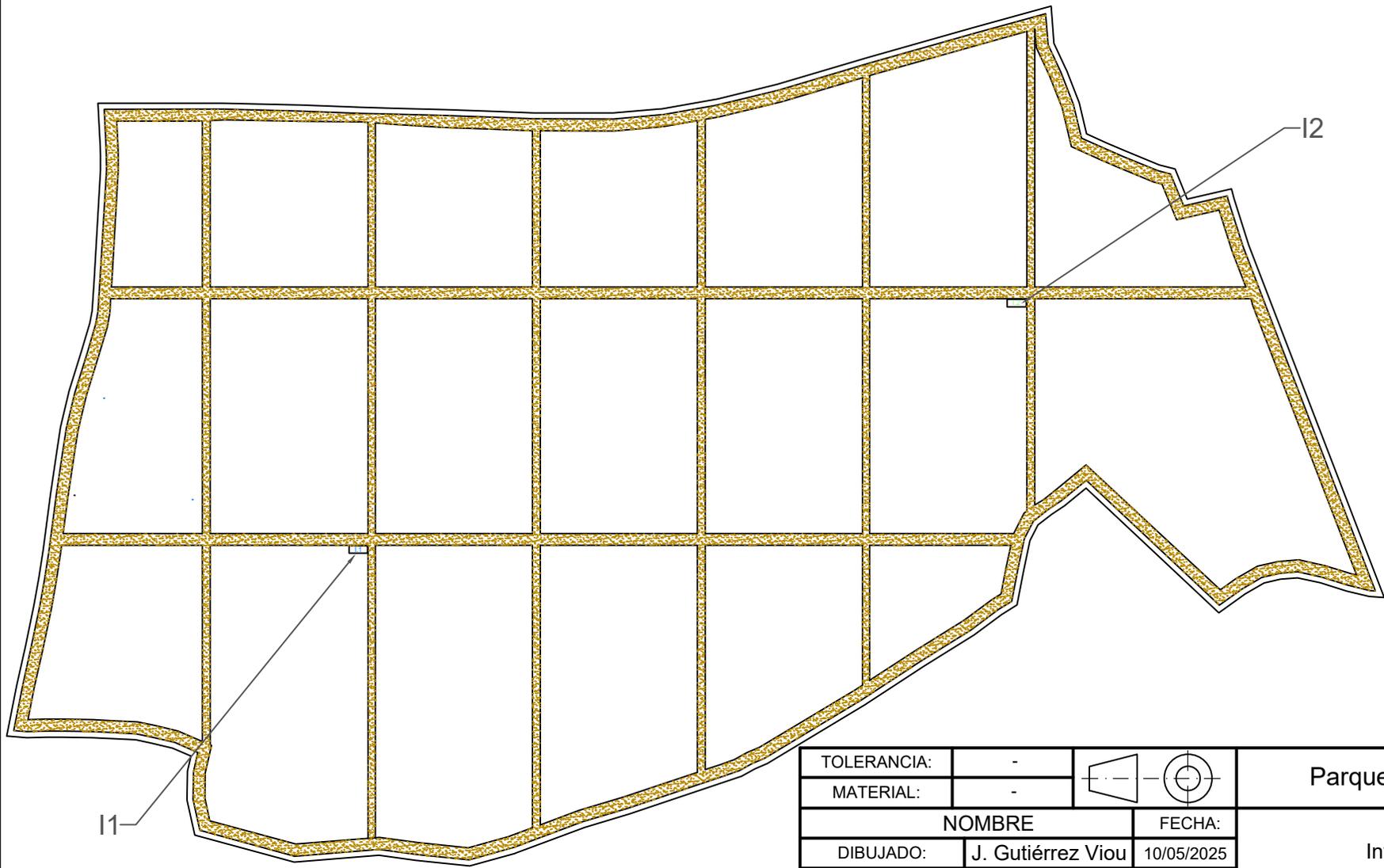


- Módulos Conectados al Inversor 1
- Módulos Conectados al Inversor 2

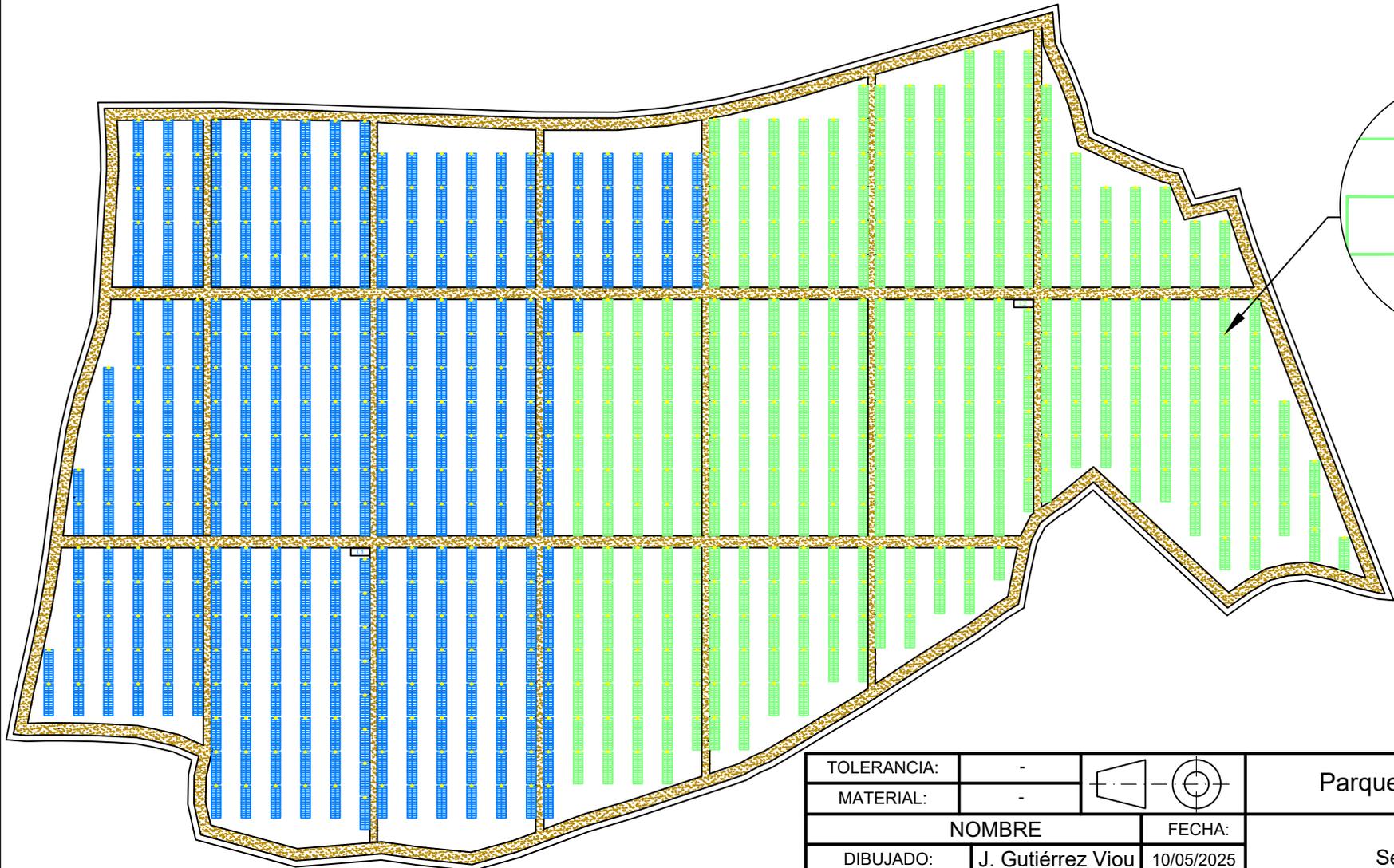
TOLERANCIA:	-		Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-			
NOMBRE		FECHA:	Vista General	
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:		Nº DE LÁMINA	
1:3.000	J.G.V	I.C.A.I	I	



TOLERANCIA:	-	 	Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-		Viales Interiores	
NOMBRE		FECHA:		
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:	J.G.V	I.C.A.I	Nº DE LÁMINA
1:3.000				II

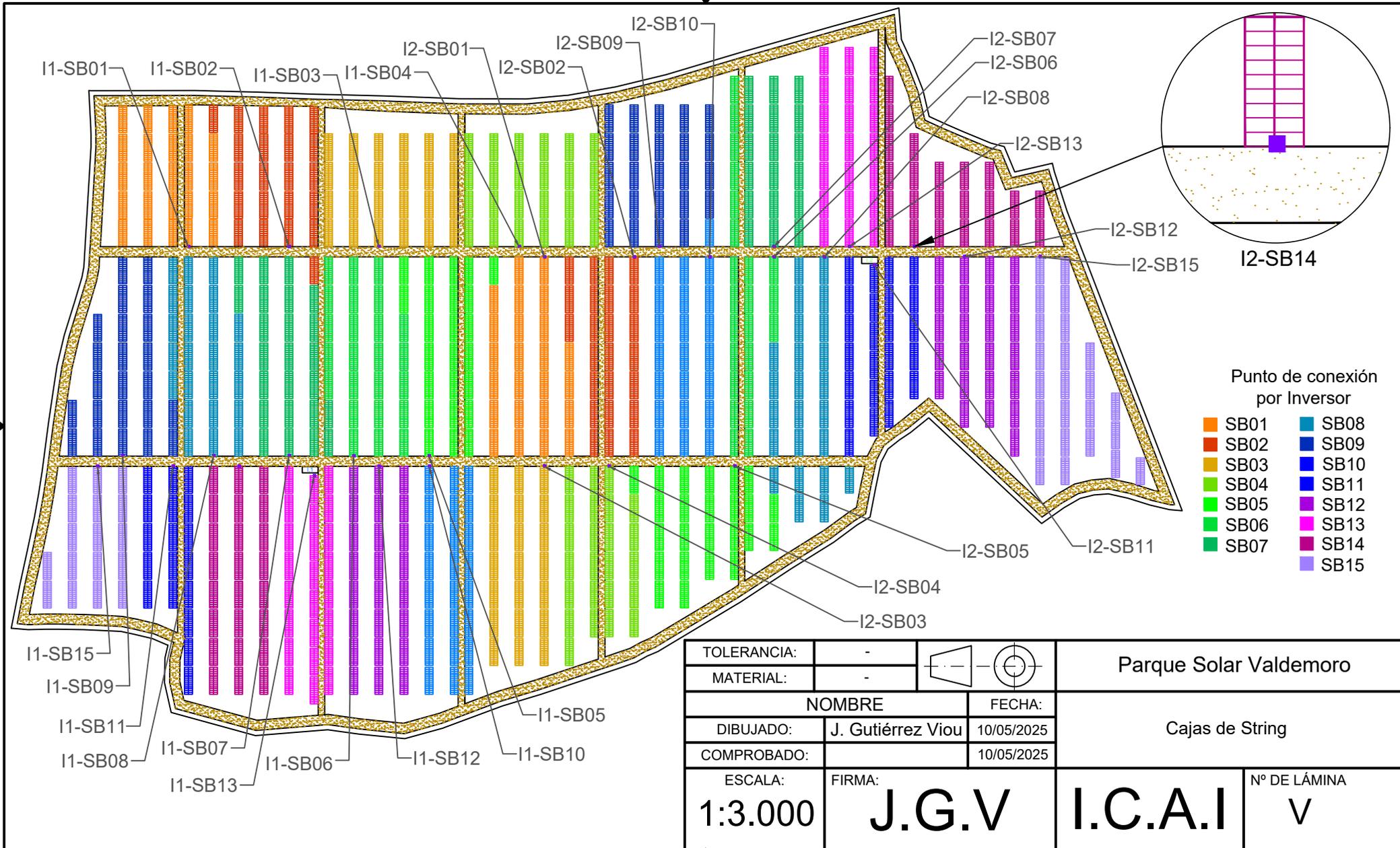


TOLERANCIA:	-	 	Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-		Inversores	
NOMBRE		FECHA:	Inversores	
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:	J.G.V	I.C.A.I	Nº DE LÁMINA
1:3.000				III



◆ Seguidor Solar

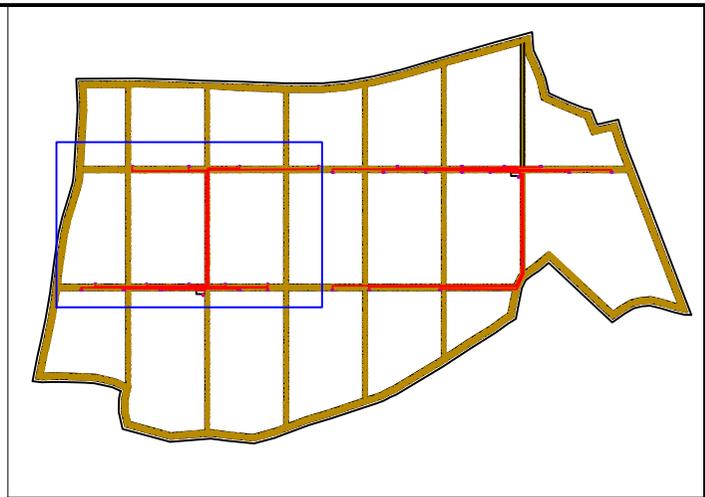
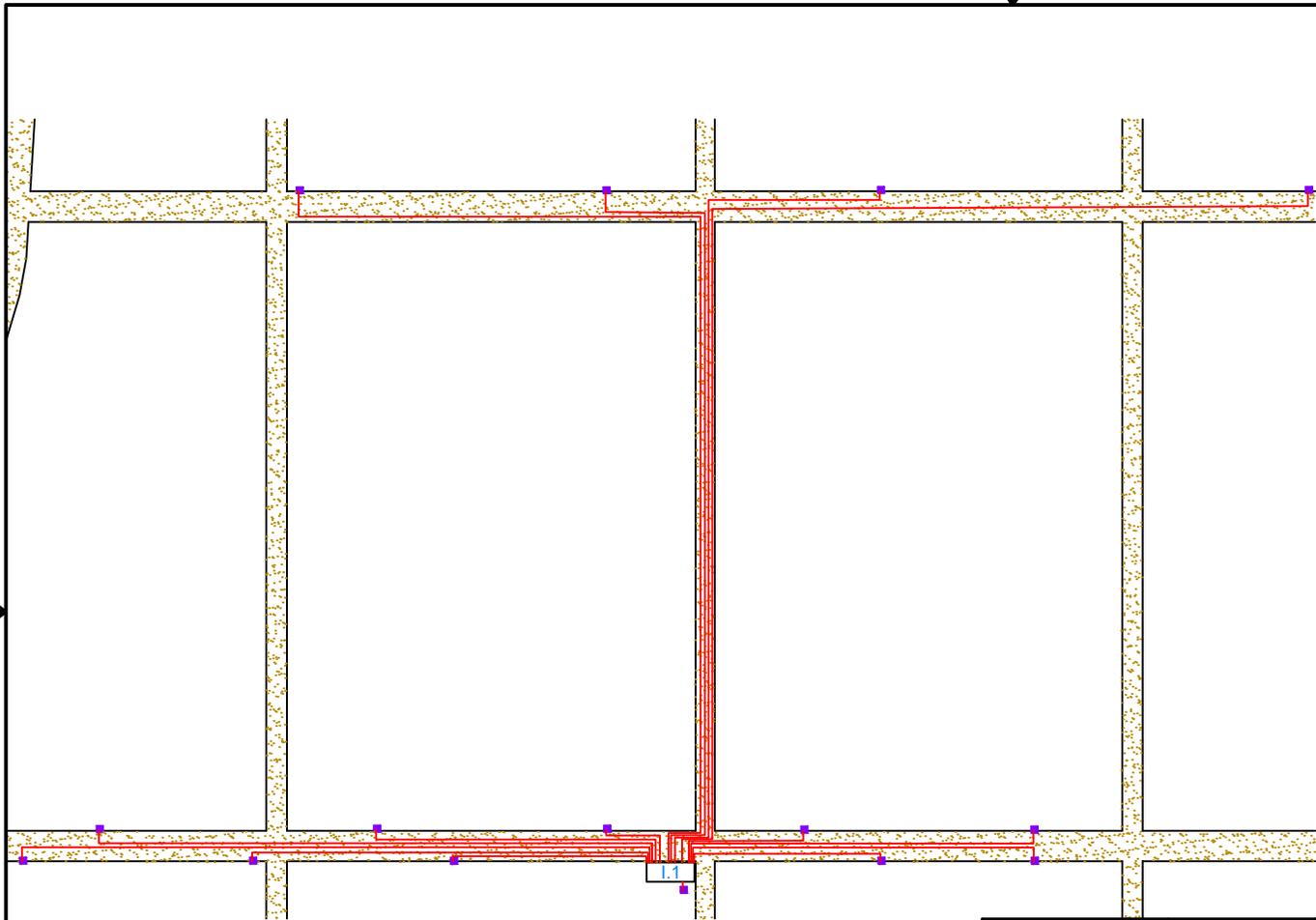
TOLERANCIA:	-		Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-		Seguidores Solares	
NOMBRE		FECHA:		
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:	I.C.A.I	Nº DE LÁMINA	
1:3.000	J.G.V		IV	



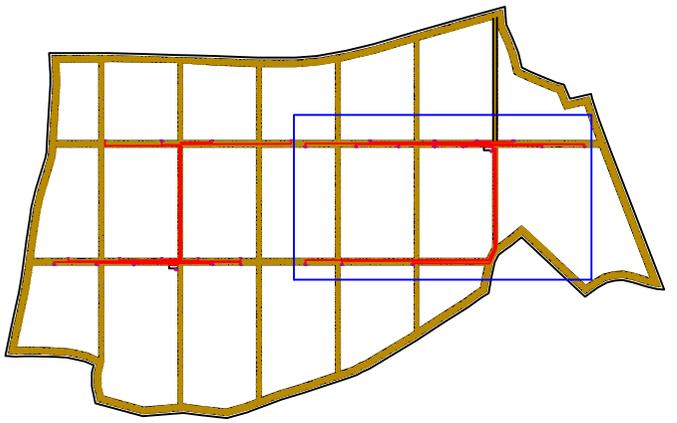
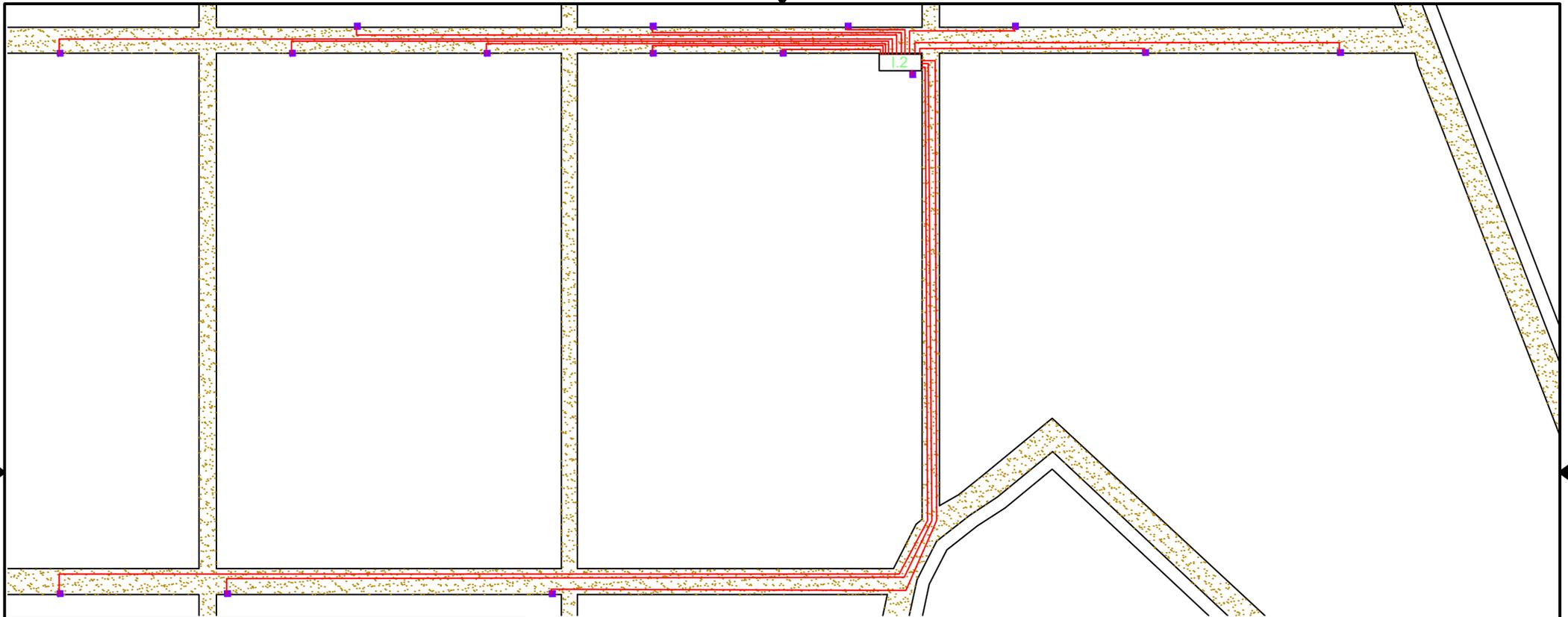
Punto de conexión por Inversor

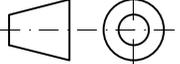
- SB01
- SB02
- SB03
- SB04
- SB05
- SB06
- SB07
- SB08
- SB09
- SB10
- SB11
- SB12
- SB13
- SB14
- SB15

TOLERANCIA:	-		Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-		Cajas de String	
NOMBRE		FECHA:		
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:	J.G.V	I.C.A.I	Nº DE LÁMINA
1:3.000				V



TOLERANCIA:	-		Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-		Cableado SB e I1	
NOMBRE		FECHA:		
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:	J.G.V	I.C.A.I	Nº DE LÁMINA
1:1.500				VI



TOLERANCIA:	-		Parque Solar Valdemoro	
MATERIAL:	-		Cableado SB e I2	
NOMBRE		FECHA:		
DIBUJADO:	J. Gutiérrez Viou	10/05/2025		
COMPROBADO:		10/05/2025		
ESCALA:	FIRMA:		Nº DE LÁMINA	
1:1.300	J.G.V	I.C.A.I	VII	

ANEXO IV: CÁLCULOS DEL CABLEADO EN MT

Este anexo contiene:

1. Dimensionado del Cableado de Media Tensión en CC
2. Dimensionado del Cableado de Media Tensión en CA

I. DIMENSIONADO DEL CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN EN CC

Como se menciona en el apartado de la instalación eléctrica de media tensión. Los tramos de corriente continua se dividen en dos. El primero se encarga de la conexión de los módulos fotovoltaicos con las cajas de string y el segundo une estas últimas con los grupos inversores. Para cada tramo, se han seleccionado los siguientes cables: El primer tramo se conectará mediante cables H1Z2Z2-K y el segundo mediante PV AI.

El dimensionamiento del cableado se hará siguiendo los criterios y la normativa española UNE-EN 60364-5-52 adaptada de la europea EN 60364-5-52.

1. Cálculo de la Corriente Máxima Admisible:

A lo largo de este apartado, se va a justificar como el cable seleccionado, tiene una corriente máxima admisible superior a la máxima nominal que podría circular por los cables. Dicho sobredimensionamiento pretende proteger al cable de la temperatura generada por el transporte de la energía.

Para ello se tendrán en cuenta una serie de factores de corrección regulados por la normativa a ITC-LAT-06.

$$I_{max} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2$$

I_{max} : Corriente máxima admisible bajo condiciones continuas de operación.

f_1 : Factor de corrección por temperatura ambiente

f_2 : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

Línea Módulos fotovoltaicos - Caja de string (Línea I):

En la Tabla 31 se detallan todos los factores de corrección para realizar el dimensionado de la línea que conecta los módulos con la caja de string. El caso del factor de corrección por temperatura ambiente, al estar los cables parte al aire libre y parte enterrados habrá dos valores por lo que se realizará la media.

Descripción	Valor	f
Temperatura máxima distinta a 30°C para cables al aire.	40°C	0,91
Temperatura máxima distinta a 20°C para cables enterrados	25°C	0,96
Cables enterrados en el suelo con resistividad distinta a 1,5K·m/W	1,5	1

Tabla 31: Factores de Corrección de MT en CC para Línea I (Fuente: BOE) (Elaboración propia)

De acuerdo con los módulos fotovoltaicos escogidos, la máxima corriente que pueden generar los módulos es de la de cortocircuito, en este caso 13,88A. Aplicando los factores de corrección según indica la norma obtendríamos el siguiente resultado:

$$I_{max} = 13,88 \cdot \frac{0,91 + 0,96}{2} \cdot 1 = 12,98A$$

Siendo este valor menor que los 15,5A que limitan la entrada de las cajas de string.

Línea Cajas de String – Grupo Inversor (Línea II):

En cuanto a la segunda línea que conforma las conexiones de media tensión en CC, en la Tabla 32 se detallan todos los factores de corrección para realizar el dimensionado. En este caso y a diferencia del anterior, las líneas irán enterradas, por lo que no tendremos en cuenta el factor de corrección al aire libre.

Descripción	Valor	f
Temperatura máxima distinta a 20°C para cables enterrados	25°C	0,96
Cables enterrados en el suelo con resistividad distinta a 1,5K·m/W	1,5	1

Tabla 32: Factores de Corrección de MT en CC para Línea II (Fuente: BOE) (Elaboración propia)

En este caso, cada grupo a cada grupo inversor dispone de 15 cajas de string al que le llegan 24 strings. Teniendo esto en cuenta, habrá que multiplicar los 13,88A de

cada string por los 24 que le llegan a cada caja para de esta manera saber la corriente que circulará por cada conexión con cada grupo inversor . De esta forma y aplicando los factores de corrección obtendríamos el siguiente resultado:

$$I_{max} = 13,88 \cdot 24 \cdot 0,96 \cdot 1 = 299,52A$$

Siendo este valor menor que los 372A que limitan la salida de las cajas de string.

2. Máxima Caída de Tensión:

Para simplificar el diseño, a la hora de escoger la máxima caída de tensión, se ha seguido el criterio establecido en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT) se hace una recomendación generalizada del 1,5% de la tensión nominal (1.500V) por lo que en este caso será de 22,5V.

3. Cálculo de la sección del cable:

El cálculo de la sección del cable se ha seguido según el fabricante [6]. En este caso, al contar con líneas monofásicas, el cálculo de la sección del cable se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

S: Sección del conductor (mm²).

L: Longitud del cable (m)

I: Intensidad transportada (A)

ΔV: Caída de tensión máxima (V)

ρ: Resistividad eléctrica (Ω · mm² /m)

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)]$$

ρ₂₀: Resistividad eléctrica a 20°C

α : Coeficiente de temperatura ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

Línea Módulos fotovoltaicos - Caja de string (Línea I):

En este caso, el conductor H1Z2Z2-K de Top Solar está compuesto por cobre recubierto con aluminio, lo cual se tendrá en cuenta al calcular su resistividad eléctrica. Además, para prevenir posibles incidentes eléctricos, se considerará el escenario más desfavorable, por lo que se utilizará la temperatura máxima admitida (90°C) para su operación en los cálculos.

$$\rho_{90}^{\text{Cu}} = \rho_{20}^{\text{Cu}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)] \rightarrow \rho_{90}^{\text{Cu}} = 0,0168 \cdot [1 + 0,0039 \cdot (90 - 20)]$$

$$\rho_{90}^{\text{Cu}} = 0,0214 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Una vez conocemos la resistividad y la caída de tensión podemos calcular la sección teniendo en cuenta una longitud aproximada de 150m y la $I_{\text{max}} = 13,88\text{A}$:

$$S = \frac{2 \cdot 0,0214 \cdot 150 \cdot 13,88}{22,5} = 3,98 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, se elegirá un cable de 6 mm^2 de sección.

Línea Cajas de String – Grupo Inversor (Línea II):

Para finalizar el tramo de media tensión en CC y sabiendo que se empleará un cable PV AI, se seguirá el mismo procedimiento que anteriormente:

$$\rho_{90}^{\text{Al}} = \rho_{20}^{\text{Al}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)] \rightarrow \rho_{90}^{\text{Al}} = 0,0282 \cdot [1 + 0,00403 \cdot (90 - 20)]$$

$$\rho_{90}^{\text{Al}} = 0,0362 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

En este caso, a pesar de que ninguna de las líneas debería llegar a esa distancia, emplearemos una longitud de 250m.

$$S = \frac{2 \cdot 0,0362 \cdot 250 \cdot 13,88 \cdot 24}{22,5} = 279,95 \text{ mm}^2$$

En este caso en concreto, se elegirá un cable de 300 mm² de sección.

II. DIMENSIONADO DEL CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN EN CA

La instalación de CA va asociada a la línea desde los grupos inversores al transformador elevador. Esta conexión se realiza a 30kV donde se agruparán todos los cableados de los 2 grupos inversores para de ahí, una vez subida la tensión a los 45kV de la red, realizar la conexión con la subestación. En concreto, se ha elegido uno de los cables más utilizados en instalaciones de media tensión, concretamente el modelo X-VOLT AL (-OL/-2OL) RHZ1 (AS) de Top Solar proveedor español que permitirá reducir los costes de transporte.

De igual forma que en el apartado anterior y siguiendo también la misma normativa, se procederá haciendo los siguientes cálculos para un correcto dimensionamiento:

1. Cálculo de la Corriente Máxima Admisible:

Tal y como se ha mencionado anteriormente, en este apartado además de preparar al cable para soportar la temperatura generada por el transporte, se justificará como el cable seleccionado tiene una corriente máxima admisible superior a la máxima nominal que podría circular por los cables.

Al encontrarnos en energía trifásica, se calculará la corriente de salida de los grupos inversores teniendo en cuenta la potencia máxima de salida y la tensión a la que se producirá el transporte. Más adelante, se dimensionará esta de la misma manera que en el apartado anterior, teniendo en cuenta sus correspondientes factores de corrección.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 84,68A$$

$$I_{max} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2$$

I_{max} : Corriente máxima admisible bajo condiciones continuas de operación.

f_1 : Factor de corrección por temperatura ambiente

f_2 : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

Descripción	Valor	f
Temperatura máxima distinta a 20°C para cables enterrados	25°C	0,96
Cables enterrados en el suelo con resistividad distinta a 1,5K·m/W	1,5	1

Tabla 33: Factores de Corrección de MT en CA (Fuente: BOE) (Elaboración propia)

$$I_{max} = 84,68 \cdot 0,96 \cdot 1 = 81,29A$$

2. Máxima Caída de Tensión:

Al igual que en el cálculo para las líneas anteriores, para simplificar el diseño, a la hora de escoger la máxima caída de tensión, se ha seguido el criterio establecido en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT) se hace una recomendación generalizada del 1,5% de la tensión nominal (30.000kV) por lo que en este caso será de 450V.

3. Cálculo de la sección del cable:

En este caso, al contar con líneas trifásicas, el cálculo de la sección del cable se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V}$$

S : Sección del conductor (mm²).

L : Longitud del cable (m)

Nota: Se escogerá 900m para el caso más lejano, aunque no se espera que ningún cable alcance dicha longitud

I: Intensidad transportada (A)

ΔV : Caída de tensión máxima (V)

φ : Factor de potencia (según el fabricante del grupo inversor se ajustará a 0,99)

ρ : Resistividad eléctrica ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$)

Nota: Al tratarse de un conductor de Aluminio y tener la misma temperatura del conductor, usaremos el mismo valor que para la Línea II

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,0362 \cdot 900 \cdot 81,3 \cdot \cos 0,99}{450} = 10,19 \text{ mm}^2$$

Por último, para este cableado se elegirá una sección de 16 mm²

ANEXO V: SIMULACIÓN PVSYS

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Parque Fotovoltáico Valdemoro

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 10.06 MWp

Ciempozuelos - Spain

Author

Universidad Pontificia Comillas (Spain)



Project: Parque Fotovoltaico Valdemoro

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.6

VCO, Simulation date:
22/05/25 13:49
with V8.0.6

Universidad Pontifica Comillas (Spain)

Project summary

Geographical Site Ciempozuelos Spain	Situation Latitude Longitude Altitude Time zone	40.16 °N -3.65 °W 610 m UTC+1	Project settings Albedo	0.20
Weather data Ciempozuelos PVGIS api TMY				

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1 Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth Phi min / max. Diffuse shading Tracking algorithm Irradiance optimization	Near Shadings no Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
	90 ° -/+ 55 ° Automatic		
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	17200 units	Nb. of units	2 units
Pnom total	10.06 MWp	Pnom total	8800 kWac
		Pnom ratio	1.143

Results summary

Produced Energy	20992 MWh/year	Specific production	2086 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.75 %
------------------------	----------------	----------------------------	-------------------	-----------------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Parque Fotovoltáico Valdemoro

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.6

VCO, Simulation date:
22/05/25 13:49
with V8.0.6

Universidad Pontifica Comillas (Spain)

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Models used	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Trackers configuration	Transposition Perez
Axis azimuth	90 °	No 3D scene defined	Diffuse Imported
Phi min / max.	-/+ 55 °		Circumsolar separate
Diffuse shading	Automatic		
Tracking algorithm			
Irradiance optimization			
Horizon	Near Shadings	User's needs	
Free Horizon	no Shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM78-S30-585-MR	Model	SG4400-UD-MV-US
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	4400 kWac
Number of PV modules	17200 units	Number of inverters	8 * MPPT 25% 2 units
Nominal (STC)	10.06 MWp	Total power	8800 kWac
Modules	688 string x 25 In series	Operating voltage	915-1337 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.14
Pmpp	9180 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	1006 V		
I mpp	9128 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	10062 kWp	Total power	8800 kWac
Total	17200 modules	Number of inverters	2 units
Module area	48079 m ²	Pnom ratio	1.14

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.8 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



Project: Parque Fotovoltaico Valdemoro

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.6

Universidad Pontifica Comillas (Spain)

VCO, Simulation date:
22/05/25 13:49
with V8.0.6

Main results

System Production

Produced Energy 20992 MWh/year

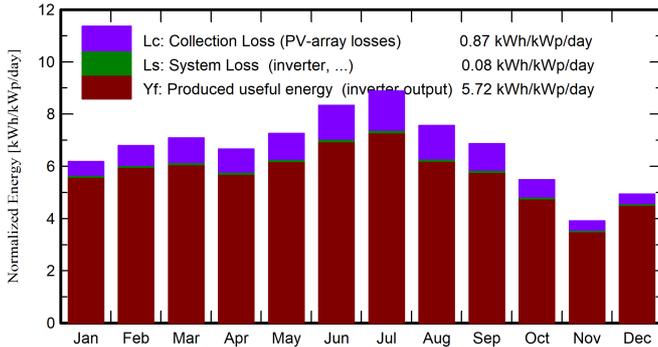
Specific production

2086 kWh/kWp/year

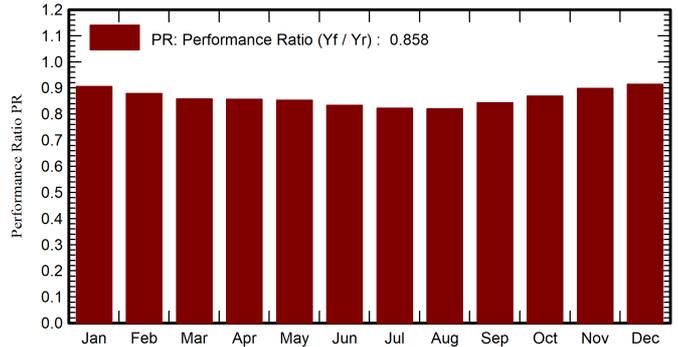
Perf. Ratio PR

85.75 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

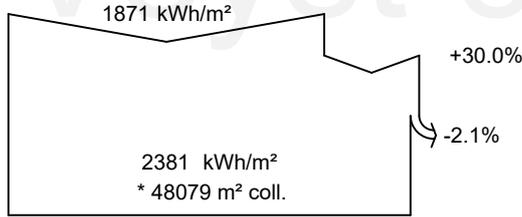
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	88.4	20.31	2.94	191.8	190.0	1768	1747	0.905
February	110.4	25.42	8.14	190.3	187.5	1703	1682	0.879
March	163.7	40.25	12.13	219.6	214.8	1921	1896	0.858
April	177.3	61.14	15.51	199.8	194.0	1748	1723	0.857
May	211.4	67.67	18.28	225.1	219.4	1960	1933	0.853
June	234.8	68.26	24.73	250.0	244.2	2127	2098	0.834
July	257.1	52.48	26.69	275.2	268.9	2307	2277	0.822
August	212.4	55.31	26.35	234.5	228.3	1962	1935	0.820
September	166.6	47.26	20.41	206.0	201.0	1770	1746	0.843
October	114.5	42.38	15.88	170.2	166.7	1509	1487	0.868
November	66.5	31.16	11.45	117.2	115.2	1076	1059	0.898
December	68.1	21.91	5.45	153.2	151.4	1429	1410	0.914
Year	1871.0	533.56	15.70	2433.0	2381.5	21280	20992	0.858

Legends

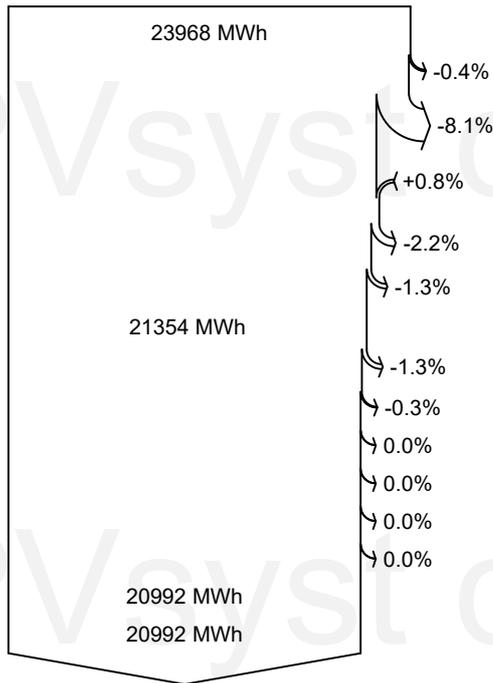
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram



efficiency at STC = 20.93%



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



Project: Parque Fotovoltaico Valdemoro

Variant: Nueva variante de simulación

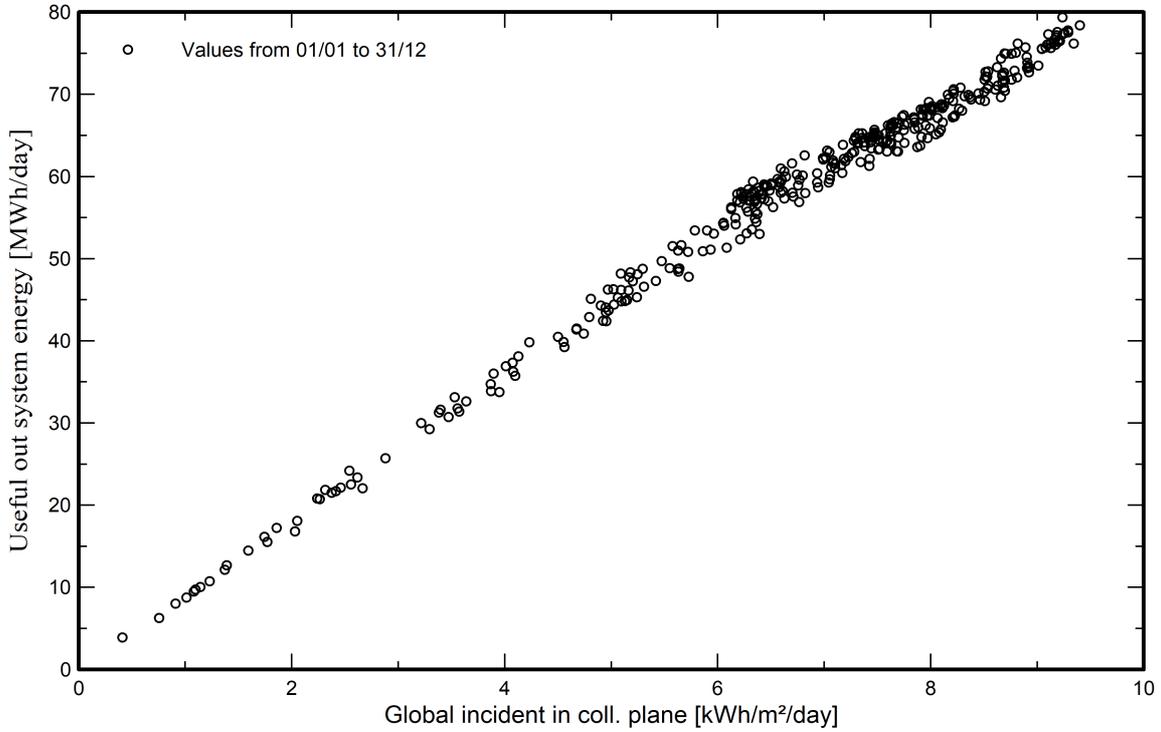
PVsyst V8.0.6

VC0, Simulation date:
22/05/25 13:49
with V8.0.6

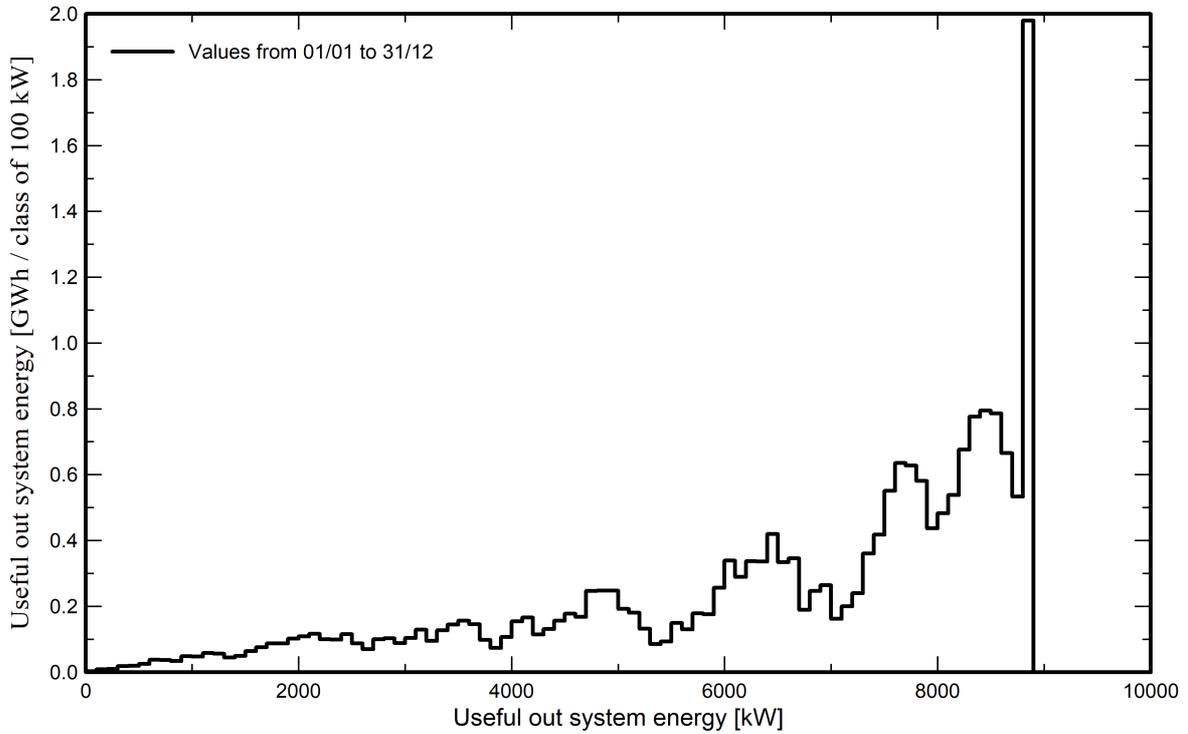
Universidad Pontifica Comillas (Spain)

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

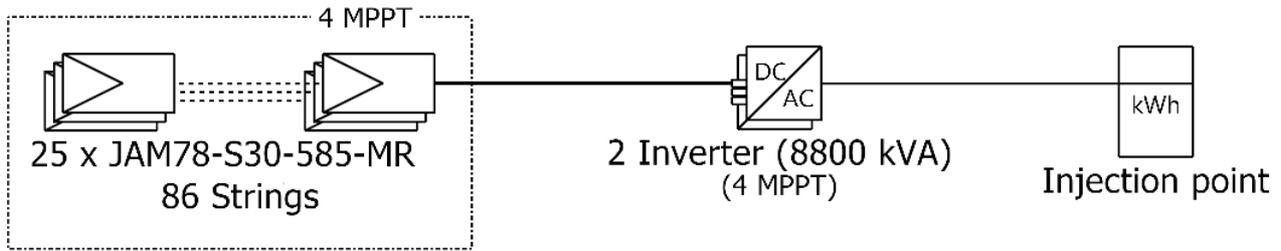




Single-line diagram

PVsyst V8.0.6

VC0, Simulation date:
22/05/25 13:49
with V8.0.6



PV module	JAM78-S30-585-MR
Inverter	SG4400-UD-MV-US
String	25 x JAM78-S30-585-MR

Parque Fotovoltáico Valdemoro

Universidad Pontifi
ca Comillas (Spain)

VC0 : Nueva variante de simulación

22/05/25

ANEXO VI: CUADRO DE AMORTIZACIÓN

CUADRO DE AMORTIZACIÓN					
Duratio n	Monthly installment (as)	Interest Installment (Is)	Repayment Installment (As)	Amortized Capital (Ms)	Outstandig n debt (Cs)
0				0,00 €	3.302.479,14 €
1	0,00 €	11.008,26 €	0,00 €	-11.008,26 €	3.313.487,41 €
2	0,00 €	11.044,96 €	0,00 €	-22.053,22 €	3.324.532,37 €
3	0,00 €	11.081,77 €	0,00 €	-33.135,00 €	3.335.614,14 €
4	0,00 €	11.118,71 €	0,00 €	-44.253,71 €	3.346.732,85 €
5	0,00 €	11.155,78 €	0,00 €	-55.409,49 €	3.357.888,63 €
6	0,00 €	11.192,96 €	0,00 €	-66.602,45 €	3.369.081,59 €
7	0,00 €	11.230,27 €	0,00 €	-77.832,72 €	3.380.311,86 €
8	0,00 €	11.267,71 €	0,00 €	-89.100,43 €	3.391.579,57 €
9	0,00 €	11.305,27 €	0,00 €	-100.405,69 €	3.402.884,84 €
10	0,00 €	11.342,95 €	0,00 €	-111.748,64 €	3.414.227,78 €
11	0,00 €	11.380,76 €	0,00 €	-123.129,40 €	3.425.608,54 €
12	0,00 €	11.418,70 €	0,00 €	-134.548,10 €	3.437.027,24 €
13	0,00 €	11.456,76 €	0,00 €	-146.004,85 €	3.448.484,00 €
14	0,00 €	11.494,95 €	0,00 €	-157.499,80 €	3.459.978,94 €
15	0,00 €	11.533,26 €	0,00 €	-169.033,06 €	3.471.512,21 €
16	0,00 €	11.571,71 €	0,00 €	-180.604,77 €	3.483.083,91 €

17	0,00 €	11.610,28 €	0,00 €	-192.215,05 €	3.494.694,19 €
18	0,00 €	11.648,98 €	0,00 €	-203.864,03 €	3.506.343,17 €
19	0,00 €	11.687,81 €	0,00 €	-215.551,84 €	3.518.030,98 €
20	0,00 €	11.726,77 €	0,00 €	-227.278,61 €	3.529.757,75 €
21	0,00 €	11.765,86 €	0,00 €	-239.044,47 €	3.541.523,61 €
22	0,00 €	11.805,08 €	0,00 €	-250.849,55 €	3.553.328,69 €
23	0,00 €	11.844,43 €	0,00 €	-262.693,98 €	3.565.173,12 €
24	0,00 €	11.883,91 €	0,00 €	-274.577,89 €	3.577.057,03 €
25	29.443,33 €	11.923,52 €	17.519,81 €	-257.058,08 €	3.559.537,22 €
26	29.443,33 €	11.865,12 €	17.578,21 €	-239.479,87 €	3.541.959,01 €
27	29.443,33 €	11.806,53 €	17.636,80 €	-221.843,06 €	3.524.322,21 €
28	29.443,33 €	11.747,74 €	17.695,59 €	-204.147,47 €	3.506.626,61 €
29	29.443,33 €	11.688,76 €	17.754,58 €	-186.392,89 €	3.488.872,03 €
30	29.443,33 €	11.629,57 €	17.813,76 €	-168.579,13 €	3.471.058,27 €
31	29.443,33 €	11.570,19 €	17.873,14 €	-150.705,99 €	3.453.185,13 €
32	29.443,33 €	11.510,62 €	17.932,72 €	-132.773,27 €	3.435.252,42 €
33	29.443,33 €	11.450,84 €	17.992,49 €	-114.780,78 €	3.417.259,92 €
34	29.443,33 €	11.390,87 €	18.052,47 €	-96.728,31 €	3.399.207,45 €
35	29.443,33 €	11.330,69 €	18.112,64 €	-78.615,67 €	3.381.094,81 €
36	29.443,33 €	11.270,32 €	18.173,02 €	-60.442,65 €	3.362.921,79 €
37	29.443,33 €	11.209,74 €	18.233,60 €	-42.209,06 €	3.344.688,20 €
38	29.443,33 €	11.148,96 €	18.294,37 €	-23.914,68 €	3.326.393,83 €

39	29.443,33 €	11.087,98 €	18.355,35 €	-5.559,33 €	3.308.038,47 €
40	29.443,33 €	11.026,79 €	18.416,54 €	12.857,21 €	3.289.621,93 €
41	29.443,33 €	10.965,41 €	18.477,93 €	31.335,14 €	3.271.144,00 €
42	29.443,33 €	10.903,81 €	18.539,52 €	49.874,66 €	3.252.604,48 €
43	29.443,33 €	10.842,01 €	18.601,32 €	68.475,98 €	3.234.003,16 €
44	29.443,33 €	10.780,01 €	18.663,32 €	87.139,30 €	3.215.339,84 €
45	29.443,33 €	10.717,80 €	18.725,53 €	105.864,84 €	3.196.614,30 €
46	29.443,33 €	10.655,38 €	18.787,95 €	124.652,79 €	3.177.826,35 €
47	29.443,33 €	10.592,75 €	18.850,58 €	143.503,37 €	3.158.975,77 €
48	29.443,33 €	10.529,92 €	18.913,42 €	162.416,79 €	3.140.062,36 €
49	29.443,33 €	10.466,87 €	18.976,46 €	181.393,25 €	3.121.085,90 €
50	29.443,33 €	10.403,62 €	19.039,71 €	200.432,96 €	3.102.046,18 €
51	29.443,33 €	10.340,15 €	19.103,18 €	219.536,14 €	3.082.943,00 €
52	29.443,33 €	10.276,48 €	19.166,86 €	238.703,00 €	3.063.776,14 €
53	29.443,33 €	10.212,59 €	19.230,75 €	257.933,75 €	3.044.545,40 €
54	29.443,33 €	10.148,48 €	19.294,85 €	277.228,60 €	3.025.250,55 €
55	29.443,33 €	10.084,17 €	19.359,17 €	296.587,76 €	3.005.891,38 €
56	29.443,33 €	10.019,64 €	19.423,70 €	316.011,46 €	2.986.467,68 €
57	29.443,33 €	9.954,89 €	19.488,44 €	335.499,90 €	2.966.979,24 €
58	29.443,33 €	9.889,93 €	19.553,40 €	355.053,31 €	2.947.425,84 €
59	29.443,33 €	9.824,75 €	19.618,58 €	374.671,89 €	2.927.807,26 €
60	29.443,33 €	9.759,36 €	19.683,98 €	394.355,86 €	2.908.123,28 €

61	29.443,33 €	9.693,74 €	19.749,59 €	414.105,45 €	2.888.373,69 €
62	29.443,33 €	9.627,91 €	19.815,42 €	433.920,88 €	2.868.558,27 €
63	29.443,33 €	9.561,86 €	19.881,47 €	453.802,35 €	2.848.676,79 €
64	29.443,33 €	9.495,59 €	19.947,75 €	473.750,09 €	2.828.729,05 €
65	29.443,33 €	9.429,10 €	20.014,24 €	493.764,33 €	2.808.714,81 €
66	29.443,33 €	9.362,38 €	20.080,95 €	513.845,28 €	2.788.633,86 €
67	29.443,33 €	9.295,45 €	20.147,89 €	533.993,17 €	2.768.485,97 €
68	29.443,33 €	9.228,29 €	20.215,05 €	554.208,22 €	2.748.270,92 €
69	29.443,33 €	9.160,90 €	20.282,43 €	574.490,65 €	2.727.988,49 €
70	29.443,33 €	9.093,29 €	20.350,04 €	594.840,69 €	2.707.638,45 €
71	29.443,33 €	9.025,46 €	20.417,87 €	615.258,56 €	2.687.220,58 €
72	29.443,33 €	8.957,40 €	20.485,93 €	635.744,49 €	2.666.734,65 €
73	29.443,33 €	8.889,12 €	20.554,22 €	656.298,71 €	2.646.180,43 €
74	29.443,33 €	8.820,60 €	20.622,73 €	676.921,45 €	2.625.557,70 €
75	29.443,33 €	8.751,86 €	20.691,48 €	697.612,92 €	2.604.866,22 €
76	29.443,33 €	8.682,89 €	20.760,45 €	718.373,37 €	2.584.105,77 €
77	29.443,33 €	8.613,69 €	20.829,65 €	739.203,02 €	2.563.276,13 €
78	29.443,33 €	8.544,25 €	20.899,08 €	760.102,10 €	2.542.377,05 €
79	29.443,33 €	8.474,59 €	20.968,74 €	781.070,84 €	2.521.408,30 €
80	29.443,33 €	8.404,69 €	21.038,64 €	802.109,48 €	2.500.369,66 €
81	29.443,33 €	8.334,57 €	21.108,77 €	823.218,25 €	2.479.260,89 €
82	29.443,33 €	8.264,20 €	21.179,13 €	844.397,38 €	2.458.081,76 €

83	29.443,33 €	8.193,61 €	21.249,73 €	865.647,11 €	2.436.832,03 €
84	29.443,33 €	8.122,77 €	21.320,56 €	886.967,67 €	2.415.511,47 €
85	29.443,33 €	8.051,70 €	21.391,63 €	908.359,30 €	2.394.119,84 €
86	29.443,33 €	7.980,40 €	21.462,93 €	929.822,24 €	2.372.656,91 €
87	29.443,33 €	7.908,86 €	21.534,48 €	951.356,71 €	2.351.122,43 €
88	29.443,33 €	7.837,07 €	21.606,26 €	972.962,97 €	2.329.516,17 €
89	29.443,33 €	7.765,05 €	21.678,28 €	994.641,25 €	2.307.837,89 €
90	29.443,33 €	7.692,79 €	21.750,54 €	1.016.391,79 €	2.286.087,35 €
91	29.443,33 €	7.620,29 €	21.823,04 €	1.038.214,84 €	2.264.264,31 €
92	29.443,33 €	7.547,55 €	21.895,79 €	1.060.110,62 €	2.242.368,52 €
93	29.443,33 €	7.474,56 €	21.968,77 €	1.082.079,40 €	2.220.399,75 €
94	29.443,33 €	7.401,33 €	22.042,00 €	1.104.121,40 €	2.198.357,74 €
95	29.443,33 €	7.327,86 €	22.115,48 €	1.126.236,87 €	2.176.242,27 €
96	29.443,33 €	7.254,14 €	22.189,19 €	1.148.426,07 €	2.154.053,08 €
97	29.443,33 €	7.180,18 €	22.263,16 €	1.170.689,23 €	2.131.789,92 €
98	29.443,33 €	7.105,97 €	22.337,37 €	1.193.026,59 €	2.109.452,55 €
99	29.443,33 €	7.031,51 €	22.411,83 €	1.215.438,42 €	2.087.040,72 €
100	29.443,33 €	6.956,80 €	22.486,53 €	1.237.924,95 €	2.064.554,19 €
101	29.443,33 €	6.881,85 €	22.561,49 €	1.260.486,44 €	2.041.992,71 €
102	29.443,33 €	6.806,64 €	22.636,69 €	1.283.123,13 €	2.019.356,01 €
103	29.443,33 €	6.731,19 €	22.712,15 €	1.305.835,28 €	1.996.643,87 €
104	29.443,33 €	6.655,48 €	22.787,85 €	1.328.623,13 €	1.973.856,01 €

105	29.443,33 €	6.579,52 €	22.863,81 €	1.351.486,95 €	1.950.992,20 €
106	29.443,33 €	6.503,31 €	22.940,03 €	1.374.426,97 €	1.928.052,17 €
107	29.443,33 €	6.426,84 €	23.016,49 €	1.397.443,47 €	1.905.035,68 €
108	29.443,33 €	6.350,12 €	23.093,22 €	1.420.536,68 €	1.881.942,46 €
109	29.443,33 €	6.273,14 €	23.170,19 €	1.443.706,88 €	1.858.772,27 €
110	29.443,33 €	6.195,91 €	23.247,43 €	1.466.954,30 €	1.835.524,84 €
111	29.443,33 €	6.118,42 €	23.324,92 €	1.490.279,22 €	1.812.199,92 €
112	29.443,33 €	6.040,67 €	23.402,67 €	1.513.681,89 €	1.788.797,25 €
113	29.443,33 €	5.962,66 €	23.480,68 €	1.537.162,57 €	1.765.316,58 €
114	29.443,33 €	5.884,39 €	23.558,95 €	1.560.721,51 €	1.741.757,63 €
115	29.443,33 €	5.805,86 €	23.637,48 €	1.584.358,99 €	1.718.120,16 €
116	29.443,33 €	5.727,07 €	23.716,27 €	1.608.075,25 €	1.694.403,89 €
117	29.443,33 €	5.648,01 €	23.795,32 €	1.631.870,58 €	1.670.608,57 €
118	29.443,33 €	5.568,70 €	23.874,64 €	1.655.745,21 €	1.646.733,93 €
119	29.443,33 €	5.489,11 €	23.954,22 €	1.679.699,44 €	1.622.779,71 €
120	29.443,33 €	5.409,27 €	24.034,07 €	1.703.733,50 €	1.598.745,64 €
121	29.443,33 €	5.329,15 €	24.114,18 €	1.727.847,69 €	1.574.631,46 €
122	29.443,33 €	5.248,77 €	24.194,56 €	1.752.042,25 €	1.550.436,89 €
123	29.443,33 €	5.168,12 €	24.275,21 €	1.776.317,46 €	1.526.161,68 €
124	29.443,33 €	5.087,21 €	24.356,13 €	1.800.673,59 €	1.501.805,55 €
125	29.443,33 €	5.006,02 €	24.437,32 €	1.825.110,90 €	1.477.368,24 €
126	29.443,33 €	4.924,56 €	24.518,77 €	1.849.629,68 €	1.452.849,46 €

127	29.443,33 €	4.842,83 €	24.600,50 €	1.874.230,18 €	1.428.248,96 €
128	29.443,33 €	4.760,83 €	24.682,50 €	1.898.912,69 €	1.403.566,46 €
129	29.443,33 €	4.678,55 €	24.764,78 €	1.923.677,47 €	1.378.801,68 €
130	29.443,33 €	4.596,01 €	24.847,33 €	1.948.524,79 €	1.353.954,35 €
131	29.443,33 €	4.513,18 €	24.930,15 €	1.973.454,95 €	1.329.024,20 €
132	29.443,33 €	4.430,08 €	25.013,25 €	1.998.468,20 €	1.304.010,94 €
133	29.443,33 €	4.346,70 €	25.096,63 €	2.023.564,83 €	1.278.914,31 €
134	29.443,33 €	4.263,05 €	25.180,29 €	2.048.745,12 €	1.253.734,02 €
135	29.443,33 €	4.179,11 €	25.264,22 €	2.074.009,34 €	1.228.469,80 €
136	29.443,33 €	4.094,90 €	25.348,43 €	2.099.357,77 €	1.203.121,37 €
137	29.443,33 €	4.010,40 €	25.432,93 €	2.124.790,70 €	1.177.688,44 €
138	29.443,33 €	3.925,63 €	25.517,71 €	2.150.308,41 €	1.152.170,73 €
139	29.443,33 €	3.840,57 €	25.602,77 €	2.175.911,18 €	1.126.567,97 €
140	29.443,33 €	3.755,23 €	25.688,11 €	2.201.599,28 €	1.100.879,86 €
141	29.443,33 €	3.669,60 €	25.773,73 €	2.227.373,02 €	1.075.106,13 €
142	29.443,33 €	3.583,69 €	25.859,65 €	2.253.232,67 €	1.049.246,48 €
143	29.443,33 €	3.497,49 €	25.945,85 €	2.279.178,51 €	1.023.300,63 €
144	29.443,33 €	3.411,00 €	26.032,33 €	2.305.210,84 €	997.268,30 €
145	29.443,33 €	3.324,23 €	26.119,11 €	2.331.329,95 €	971.149,19 €
146	29.443,33 €	3.237,16 €	26.206,17 €	2.357.536,12 €	944.943,02 €
147	29.443,33 €	3.149,81 €	26.293,52 €	2.383.829,64 €	918.649,50 €
148	29.443,33 €	3.062,16 €	26.381,17 €	2.410.210,81 €	892.268,33 €

149	29.443,33 €	2.974,23 €	26.469,11 €	2.436.679,92 €	865.799,22 €
150	29.443,33 €	2.886,00 €	26.557,34 €	2.463.237,26 €	839.241,89 €
151	29.443,33 €	2.797,47 €	26.645,86 €	2.489.883,12 €	812.596,02 €
152	29.443,33 €	2.708,65 €	26.734,68 €	2.516.617,80 €	785.861,34 €
153	29.443,33 €	2.619,54 €	26.823,80 €	2.543.441,60 €	759.037,55 €
154	29.443,33 €	2.530,13 €	26.913,21 €	2.570.354,81 €	732.124,34 €
155	29.443,33 €	2.440,41 €	27.002,92 €	2.597.357,73 €	705.121,42 €
156	29.443,33 €	2.350,40 €	27.092,93 €	2.624.450,66 €	678.028,49 €
157	29.443,33 €	2.260,09 €	27.183,24 €	2.651.633,89 €	650.845,25 €
158	29.443,33 €	2.169,48 €	27.273,85 €	2.678.907,74 €	623.571,40 €
159	29.443,33 €	2.078,57 €	27.364,76 €	2.706.272,51 €	596.206,64 €
160	29.443,33 €	1.987,36 €	27.455,98 €	2.733.728,49 €	568.750,66 €
161	29.443,33 €	1.895,84 €	27.547,50 €	2.761.275,99 €	541.203,16 €
162	29.443,33 €	1.804,01 €	27.639,32 €	2.788.915,31 €	513.563,83 €
163	29.443,33 €	1.711,88 €	27.731,45 €	2.816.646,76 €	485.832,38 €
164	29.443,33 €	1.619,44 €	27.823,89 €	2.844.470,66 €	458.008,49 €
165	29.443,33 €	1.526,69 €	27.916,64 €	2.872.387,30 €	430.091,85 €
166	29.443,33 €	1.433,64 €	28.009,69 €	2.900.396,99 €	402.082,15 €
167	29.443,33 €	1.340,27 €	28.103,06 €	2.928.500,05 €	373.979,09 €
168	29.443,33 €	1.246,60 €	28.196,74 €	2.956.696,79 €	345.782,35 €
169	29.443,33 €	1.152,61 €	28.290,73 €	2.984.987,52 €	317.491,63 €
170	29.443,33 €	1.058,31 €	28.385,03 €	3.013.372,54 €	289.106,60 €

171	29.443,33 €	963,69 €	28.479,65 €	3.041.852,19 €	260.626,95 €
172	29.443,33 €	868,76 €	28.574,58 €	3.070.426,77 €	232.052,38 €
173	29.443,33 €	773,51 €	28.669,83 €	3.099.096,59 €	203.382,55 €
174	29.443,33 €	677,94 €	28.765,39 €	3.127.861,99 €	174.617,16 €
175	29.443,33 €	582,06 €	28.861,28 €	3.156.723,26 €	145.755,88 €
176	29.443,33 €	485,85 €	28.957,48 €	3.185.680,75 €	116.798,40 €
177	29.443,33 €	389,33 €	29.054,01 €	3.214.734,75 €	87.744,39 €
178	29.443,33 €	292,48 €	29.150,85 €	3.243.885,60 €	58.593,54 €
179	29.443,33 €	195,31 €	29.248,02 €	3.273.133,63 €	29.345,52 €
180	29.443,33 €	97,82 €	29.345,52 €	3.302.479,14 €	0,00 €
			3.577.057,03 €		

ANEXO VII: FLUJO DE CAJA ANUAL

Año	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción MWh	20.992	20.877	20.762	20.648	20.534	20.421	20.309	20.197	20.086	19.975	19.866	19.756	19.648
Precio OMIP €/MWh (40%)	57,25 €	57,15 €	56,90 €	56,75 €	56,70 €	56,60 €	56,60 €	56,60 €	56,25 €	55,69 €	55,13 €	54,58 €	54,03 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €
Ingreso de Explotación	1.207.208	1.199.733	1.191.059	1.183.269	1.176.350	1.169.063	1.162.634	1.156.239	1.147.072	1.136.269	1.125.594	1.115.047	1.104.625
Impuesto de Generación	-84.505	-83.981	-83.374	-82.829	-82.345	-81.834	-81.384	-80.937	-80.295	-79.539	-78.792	-78.053	-77.324
Gasto Mantenimiento	-201.240	-202.246	-203.257	-204.274	-205.295	-206.322	-207.353	-208.390	-209.432	-210.479	-211.531	-212.589	-213.652
Presonal	-160.000	-161.600	-163.216	-164.848	-166.497	-168.162	-169.843	-171.542	-173.257	-174.990	-176.740	-178.507	-180.292
Seguro	-30.000	-30.300	-30.603	-30.909	-31.218	-31.530	-31.846	-32.164	-32.486	-32.811	-33.139	-33.470	-33.805
Intereses del préstamo	-144.422	-150.306	-149.399	-140.035	-130.289	-120.146	-109.589	-98.603	-87.169	-75.269	-62.885	-49.995	-36.581
Gasto Financiero y de Explotación	-620.167	-628.434	-629.850	-622.894	-615.643	-607.993	-600.016	-591.635	-582.639	-573.087	-563.086	-552.615	-541.654
Beneficio Bruto de Explotación	587.041	571.300	561.209	560.375	560.707	561.070	562.618	564.604	564.434	563.182	562.508	562.432	562.971

Año	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Producción MWh	19.540	19.432	19.325	19.219	19.113	19.008	18.904	18.800	18.696	18.593	18.491	18.389
Precio OMIP €/MWh (40%)	53,49 €	52,96 €	52,43 €	51,90 €	51,39 €	50,87 €	50,36 €	49,86 €	49,36 €	48,87 €	48,38 €	47,89 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso de Explotación	1.094.326	1.084.149	1.013.209	997.560	982.152	966.983	952.048	937.343	922.866	908.613	894.579	880.762
Impuesto de Generación	-76.603	-75.890	-70.925	-69.829	-68.751	-67.689	-66.643	-65.614	-64.601	-63.603	-62.621	-61.653
Gasto Mantenimiento	-214.720	-215.794	-216.873	-217.957	-219.047	-220.142	-221.243	-222.349	-223.461	-224.578	-225.701	-226.830
Presonal	-182.095	-183.916	-185.755	-187.613	-189.489	-191.384	-193.297	-195.230	-197.183	-199.155	-201.146	-203.158
Seguro	-34.143	-34.484	-34.829	-35.177	-35.529	-35.884	-36.243	-36.606	-36.972	-37.341	-37.715	-38.092
Intereses del préstamo	-22.620	-8.091	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto Financiero y de Explotación	-530.181	-518.175	-508.382	-510.576	-512.816	-515.099	-517.427	-519.799	-522.216	-524.677	-527.183	-529.733
Beneficio Bruto de Explotación	564.145	565.974	504.827	486.983	469.337	451.884	434.621	417.544	400.650	383.935	367.396	351.030

ANEXO VIII: PERIODO DE RETORNO

Año	Flujo de Caja Neto	Flujo de Caja Acumulado	Desembolso Inicial	VAN
2028	596.915,28 €	596.915,28 €	-4.710.785,81 €	-4.137.913,96 €
2029	581.575,91 €	1.178.491,20 €	-4.710.785,81 €	-3.579.763,62 €
2030	571.423,22 €	1.749.914,42 €	-4.710.785,81 €	-3.031.357,02 €
2031	569.948,55 €	2.319.862,97 €	-4.710.785,81 €	-2.484.365,70 €
2032	569.614,89 €	2.889.477,87 €	-4.710.785,81 €	-1.937.694,59 €
2033	569.284,13 €	3.458.762,00 €	-4.710.785,81 €	-1.391.340,92 €
2034	570.110,39 €	4.028.872,39 €	-4.710.785,81 €	-844.194,27 €
2035	571.345,09 €	4.600.217,48 €	-4.710.785,81 €	-295.862,66 €
2036	570.393,15 €	5.170.610,63 €	-4.710.785,81 €	251.555,36 €
2037	568.327,59 €	5.738.938,22 €	-4.710.785,81 €	796.991,01 €
2038	566.807,70 €	6.305.745,92 €	-4.710.785,81 €	1.340.968,00 €
2039	565.850,01 €	6.871.595,92 €	-4.710.785,81 €	1.884.025,86 €
2040	565.471,79 €	7.437.067,71 €	-4.710.785,81 €	2.426.720,75 €
2041	565.691,13 €	8.002.758,84 €	-4.710.785,81 €	2.969.626,14 €

2042	566.526,96 €	8.569.285,81 €	-4.710.785,81 €	3.513.333,70 €
2043	504.827,01 €	9.074.112,82 €	-4.710.785,81 €	3.997.826,54 €
2044	486.983,23 €	9.561.096,05 €	-4.710.785,81 €	4.465.194,34 €
2045	469.336,75 €	10.030.432,79 €	-4.710.785,81 €	4.915.626,45 €
2046	451.883,84 €	10.482.316,64 €	-4.710.785,81 €	5.349.308,66 €
2047	434.620,86 €	10.916.937,49 €	-4.710.785,81 €	5.766.423,21 €
2048	417.544,16 €	11.334.481,65 €	-4.710.785,81 €	6.167.148,92 €
2049	400.650,19 €	11.735.131,85 €	-4.710.785,81 €	6.551.661,13 €
2050	383.935,43 €	12.119.067,28 €	-4.710.785,81 €	6.920.131,85 €
2051	367.396,41 €	12.486.463,68 €	-4.710.785,81 €	7.272.729,72 €
2052	351.029,69 €	12.837.493,37 €	-4.710.785,81 €	7.609.620,12 €

ANEXO VIV: ESCENARIO OPTIMISTA

Este anexo contiene:

1. Flujos de Caja
2. Periodo de Retorno

Año	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción MWh	20.992	20.877	20.762	20.648	20.534	20.421	20.309	20.197	20.086	19.975	19.866	19.756	19.648
Precio OMIP €/MWh (40%)	57,25 €	57,15 €	56,90 €	56,75 €	56,70 €	56,60 €	56,60 €	56,60 €	56,25 €	55,69 €	55,13 €	54,58 €	54,03 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €
Ingreso de Explotación	1.207.208	1.199.733	1.191.059	1.183.269	1.176.350	1.169.063	1.162.634	1.156.239	1.147.072	1.136.269	1.125.594	1.115.047	1.104.625
Impuesto de Generación	-84.505	-83.981	-83.374	-82.829	-82.345	-81.834	-81.384	-80.937	-80.295	-79.539	-78.792	-78.053	-77.324
Gasto Mantenimiento	-201.240	-202.246	-203.257	-204.274	-205.295	-206.322	-207.353	-208.390	-209.432	-210.479	-211.531	-212.589	-213.652
Presonal	-160.000	-161.600	-163.216	-164.848	-166.497	-168.162	-169.843	-171.542	-173.257	-174.990	-176.740	-178.507	-180.292
Seguro	-30.000	-30.300	-30.603	-30.909	-31.218	-31.530	-31.846	-32.164	-32.486	-32.811	-33.139	-33.470	-33.805
Intereses del préstamo	-134.548	-140.030	-139.185	-130.461	-121.381	-111.931	-102.097	-91.862	-81.209	-70.123	-58.585	-46.577	-34.080
Gasto Financiero y de Explotación	-610.293	-618.157	-619.635	-613.320	-606.735	-599.779	-592.523	-584.894	-576.679	-567.941	-558.787	-549.197	-539.153
Beneficio Bruto de Explotación	596.915	581.576	571.423	569.949	569.615	569.284	570.110	571.345	570.393	568.328	566.808	565.850	565.472

Año	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Producción MWh	19.540	19.432	19.325	19.219	19.113	19.008	18.904	18.800	18.696	18.593	18.491	18.389
Precio OMIP €/MWh (40%)	53,49 €	52,96 €	52,43 €	51,90 €	51,39 €	50,87 €	50,36 €	49,86 €	49,36 €	48,87 €	48,38 €	47,89 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso de Explotación	1.094.326	1.084.149	1.013.209	997.560	982.152	966.983	952.048	937.343	922.866	908.613	894.579	880.762
Impuesto de Generación	-76.603	-75.890	-70.925	-69.829	-68.751	-67.689	-66.643	-65.614	-64.601	-63.603	-62.621	-61.653
Gasto Mantenimiento	-214.720	-215.794	-216.873	-217.957	-219.047	-220.142	-221.243	-222.349	-223.461	-224.578	-225.701	-226.830
Presonal	-182.095	-183.916	-185.755	-187.613	-189.489	-191.384	-193.297	-195.230	-197.183	-199.155	-201.146	-203.158
Seguro	-34.143	-34.484	-34.829	-35.177	-35.529	-35.884	-36.243	-36.606	-36.972	-37.341	-37.715	-38.092
Intereses del préstamo	-21.074	-7.538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto Financiero y de Explotación	-528.635	-517.622	-508.382	-510.576	-512.816	-515.099	-517.427	-519.799	-522.216	-524.677	-527.183	-529.733
Beneficio Bruto de Explotación	565.691	566.527	504.827	486.983	469.337	451.884	434.621	417.544	400.650	383.935	367.396	351.030

Año	Flujo de Caja Neto	Flujo de Caja Acumulado	Desembolso Inicial	VAN
2028	820.607,41 €	820.607,41 €	-4.710.785,81 €	-3.915.600,48 €
2029	804.995,55 €	1.625.602,96 €	-4.710.785,81 €	-3.135.543,35 €
2030	793.693,31 €	2.419.296,27 €	-4.710.785,81 €	-2.366.438,33 €
2031	790.461,68 €	3.209.757,95 €	-4.710.785,81 €	-1.600.464,83 €
2032	788.513,22 €	3.998.271,17 €	-4.710.785,81 €	-836.379,42 €
2033	786.455,89 €	4.784.727,05 €	-4.710.785,81 €	-74.287,61 €
2034	785.691,97 €	5.570.419,03 €	-4.710.785,81 €	687.063,96 €
2035	785.303,94 €	6.355.722,97 €	-4.710.785,81 €	1.448.039,51 €
2036	782.123,00 €	7.137.845,96 €	-4.710.785,81 €	2.205.932,66 €
2037	777.451,92 €	7.915.297,88 €	-4.710.785,81 €	2.959.299,44 €
2038	773.308,02 €	8.688.605,90 €	-4.710.785,81 €	3.708.650,70 €
2039	769.705,64 €	9.458.311,54 €	-4.710.785,81 €	4.454.511,18 €
2040	766.659,83 €	10.224.971,37 €	-4.710.785,81 €	5.197.420,21 €
2041	764.186,38 €	10.989.157,75 €	-4.710.785,81 €	5.937.932,41 €
2042	762.301,80 €	11.751.459,55 €	-4.710.785,81 €	6.676.618,42 €
2043	755.034,22 €	12.506.493,77 €	-4.710.785,81 €	7.408.262,00 €
2044	734.330,66 €	13.240.824,43 €	-4.710.785,81 €	8.119.843,40 €

2045	713.876,40 €	13.954.700,83 €	-4.710.785,81 €	8.811.604,21 €
2046	693.666,98 €	14.648.367,82 €	-4.710.785,81 €	9.483.781,68 €
2047	673.698,02 €	15.322.065,84 €	-4.710.785,81 €	10.136.608,82 €
2048	653.965,17 €	15.976.031,01 €	-4.710.785,81 €	10.770.314,42 €
2049	634.464,18 €	16.610.495,20 €	-4.710.785,81 €	11.385.123,17 €
2050	615.190,84 €	17.225.686,03 €	-4.710.785,81 €	11.981.255,65 €
2051	596.140,99 €	17.821.827,02 €	-4.710.785,81 €	12.558.928,44 €
2052	577.310,54 €	18.399.137,56 €	-4.710.785,81 €	13.118.354,14 €

ANEXO X: ESCENARIO PESIMISTA

Este anexo contiene:

1. Flujos de Caja
2. Periodo de Retorno

Año	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción MWh (+10%)	19.942	19.833	19.724	19.615	19.507	19.400	19.293	19.187	19.082	18.977	18.872	18.769	18.665
Precio OMIP €/MWh (40%) (+10%)	51,53 €	51,44 €	51,21 €	51,08 €	51,03 €	50,94 €	50,94 €	50,94 €	50,63 €	50,12 €	49,62 €	49,12 €	48,63 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €
Ingreso de Explotación	1.101.179	1.094.409	1.086.615	1.079.579	1.073.290	1.066.689	1.060.822	1.054.987	1.046.785	1.037.184	1.027.696	1.018.319	1.009.051
Impuesto de Generación	-77.083	-76.609	-76.063	-75.571	-75.130	-74.668	-74.258	-73.849	-73.275	-72.603	-71.939	-71.282	-70.634
Gasto Mantenimiento	-201.240	-202.246	-203.257	-204.274	-205.295	-206.322	-207.353	-208.390	-209.432	-210.479	-211.531	-212.589	-213.652
Presonal	-160.000	-161.600	-163.216	-164.848	-166.497	-168.162	-169.843	-171.542	-173.257	-174.990	-176.740	-178.507	-180.292
Seguro	-30.000	-30.300	-30.603	-30.909	-31.218	-31.530	-31.846	-32.164	-32.486	-32.811	-33.139	-33.470	-33.805
Intereses del préstamo	-134.548	-140.030	-139.185	-130.461	-121.381	-111.931	-102.097	-91.862	-81.209	-70.123	-58.585	-46.577	-34.080
Gasto Financiero y de Explotación (+10%)	-663.158	-671.863	-673.557	-666.668	-659.473	-651.874	-643.936	-635.587	-626.625	-617.106	-607.127	-596.668	-585.709
Beneficio Bruto de Explotación	438.022	422.546	413.058	412.911	413.817	414.814	416.886	419.400	420.160	420.079	420.569	421.651	423.342

Año	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Producción MWh (+10%)	18.563	18.461	18.359	18.258	18.158	18.058	17.958	17.860	17.761	17.664	17.567	17.470
Precio OMIP €/MWh (40%) (+10%)	48,14 €	47,66 €	47,19 €	46,71 €	46,25 €	45,78 €	45,33 €	44,87 €	44,42 €	43,98 €	43,54 €	43,11 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso de Explotación	999.890	990.836	866.293	852.913	839.740	826.770	814.001	801.429	789.051	776.864	764.865	753.052
Impuesto de Generación	-69.992	-69.358	-60.641	-59.704	-58.782	-57.874	-56.980	-56.100	-55.234	-54.380	-53.541	-52.714
Gasto Mantenimiento	-214.720	-215.794	-216.873	-217.957	-219.047	-220.142	-221.243	-222.349	-223.461	-224.578	-225.701	-226.830
Presonal	-182.095	-183.916	-185.755	-187.613	-189.489	-191.384	-193.297	-195.230	-197.183	-199.155	-201.146	-203.158
Seguro	-34.143	-34.484	-34.829	-35.177	-35.529	-35.884	-36.243	-36.606	-36.972	-37.341	-37.715	-38.092
Intereses del préstamo	-21.074	-7.538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto Financiero y de Explotación (+10%)	-574.227	-562.199	-547.907	-550.496	-553.131	-555.813	-558.540	-561.314	-564.134	-567.000	-569.913	-572.872
Beneficio Bruto de Explotación	425.664	428.637	318.386	302.417	286.609	270.958	255.461	240.115	224.917	209.864	194.952	180.180

Año	Flujo de Caja Neto	Flujo de Caja Acumulado	Desembolso Inicial	VAN
2028	438.021,72 €	438.021,72 €	-4.710.785,81 €	-4.294.403,48 €
2029	422.545,90 €	860.567,62 €	-4.710.785,81 €	-3.892.732,43 €
2030	413.057,95 €	1.273.625,57 €	-4.710.785,81 €	-3.500.080,60 €
2031	412.910,79 €	1.686.536,36 €	-4.710.785,81 €	-3.107.568,65 €
2032	413.816,98 €	2.100.353,34 €	-4.710.785,81 €	-2.714.195,29 €
2033	414.814,33 €	2.515.167,66 €	-4.710.785,81 €	-2.319.873,85 €
2034	416.885,90 €	2.932.053,56 €	-4.710.785,81 €	-1.923.583,17 €
2035	419.400,36 €	3.351.453,92 €	-4.710.785,81 €	-1.524.902,26 €
2036	420.159,66 €	3.771.613,58 €	-4.710.785,81 €	-1.125.499,56 €
2037	420.078,52 €	4.191.692,10 €	-4.710.785,81 €	-726.173,99 €
2038	420.569,34 €	4.612.261,44 €	-4.710.785,81 €	-326.381,85 €
2039	421.650,69 €	5.033.912,13 €	-4.710.785,81 €	74.438,22 €
2040	423.341,99 €	5.457.254,12 €	-4.710.785,81 €	476.866,04 €
2041	425.663,53 €	5.882.917,65 €	-4.710.785,81 €	881.500,71 €
2042	428.636,51 €	6.311.554,17 €	-4.710.785,81 €	1.288.961,49 €
2043	318.386,08 €	6.629.940,25 €	-4.710.785,81 €	1.591.618,48 €
2044	302.417,21 €	6.932.357,46 €	-4.710.785,81 €	1.879.095,51 €

2045	286.608,84 €	7.218.966,30 €	-4.710.785,81 €	2.151.545,15 €
2046	270.957,78 €	7.489.924,08 €	-4.710.785,81 €	2.409.116,92 €
2047	255.460,83 €	7.745.384,90 €	-4.710.785,81 €	2.651.957,33 €
2048	240.114,86 €	7.985.499,76 €	-4.710.785,81 €	2.880.209,90 €
2049	224.916,79 €	8.210.416,55 €	-4.710.785,81 €	3.094.015,22 €
2050	209.863,56 €	8.420.280,10 €	-4.710.785,81 €	3.293.510,98 €
2051	194.952,16 €	8.615.232,26 €	-4.710.785,81 €	3.478.832,01 €
2052	180.179,62 €	8.795.411,87 €	-4.710.785,81 €	3.650.110,29 €

ANEXO XI: ESCENARIO EXTREMO

Este anexo contiene:

1. Flujos de Caja
2. Periodo de Retorno

Año	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción MWh (+10%)	16.794	16.701	16.609	16.518	16.427	16.337	16.247	16.158	16.069	15.980	15.892	15.805	15.718
Precio OMIP €/MWh (40%) (+10%)	45,80 €	45,72 €	45,52 €	45,40 €	45,36 €	45,28 €	45,28 €	45,28 €	45,00 €	44,55 €	44,10 €	43,66 €	43,23 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €	57,68 €
Ingreso de Explotación	888.852	883.429	877.241	871.623	866.566	861.278	856.541	851.830	845.348	837.822	830.382	823.026	815.754
Impuesto de Generación	-62.220	-61.840	-61.407	-61.014	-60.660	-60.289	-59.958	-59.628	-59.174	-58.648	-58.127	-57.612	-57.103
Gasto Mantenimiento	-201.240	-202.246	-203.257	-204.274	-205.295	-206.322	-207.353	-208.390	-209.432	-210.479	-211.531	-212.589	-213.652
Presonal	-160.000	-161.600	-163.216	-164.848	-166.497	-168.162	-169.843	-171.542	-173.257	-174.990	-176.740	-178.507	-180.292
Seguro	-30.000	-30.300	-30.603	-30.909	-31.218	-31.530	-31.846	-32.164	-32.486	-32.811	-33.139	-33.470	-33.805
Intereses del préstamo	-134.548	-140.030	-139.185	-130.461	-121.381	-111.931	-102.097	-91.862	-81.209	-70.123	-58.585	-46.577	-34.080
Gasto Financiero y de Explotación (+10%)	-676.209	-685.418	-687.318	-680.231	-672.808	-664.969	-656.761	-648.123	-638.892	-629.107	-618.840	-608.069	-596.772
Beneficio Bruto de Explotación	212.643	198.010	189.923	191.392	193.758	196.308	199.779	203.706	206.456	208.714	211.542	214.958	218.983

Año	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Producción MWh (+10%)	15.632	15.546	15.460	15.375	15.291	15.207	15.123	15.040	14.957	14.875	14.793	14.712
Precio OMIP €/MWh (40%) (+10%)	42,79 €	42,37 €	41,94 €	41,52 €	41,11 €	40,70 €	40,29 €	39,89 €	39,49 €	39,09 €	38,70 €	38,32 €
Precio PPA (60%)	57,68 €	57,68 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso de Explotación	808.565	801.457	648.453	638.438	628.577	618.869	609.311	599.900	590.634	581.512	572.531	563.688
Impuesto de Generación	-56.600	-56.102	-45.392	-44.691	-44.000	-43.321	-42.652	-41.993	-41.344	-40.706	-40.077	-39.458
Gasto Mantenimiento	-214.720	-215.794	-216.873	-217.957	-219.047	-220.142	-221.243	-222.349	-223.461	-224.578	-225.701	-226.830
Presonal	-182.095	-183.916	-185.755	-187.613	-189.489	-191.384	-193.297	-195.230	-197.183	-199.155	-201.146	-203.158
Seguro	-34.143	-34.484	-34.829	-35.177	-35.529	-35.884	-36.243	-36.606	-36.972	-37.341	-37.715	-38.092
Intereses del préstamo	-21.074	-7.538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasto Financiero y de Explotación (+10%)	-584.926	-572.509	-555.276	-558.254	-561.275	-564.341	-567.451	-570.605	-573.804	-577.047	-580.335	-583.668
Beneficio Bruto de Explotación	223.639	228.948	93.177	80.185	67.302	54.528	41.860	29.295	16.831	4.465	-7.805	-19.980

Año	Flujo de Caja Neto	Flujo de Caja Acumulado	Desembolso Inicial	VAN
2028	212.642,79 €	212.642,79 €	-4.710.785,81 €	-4.510.551,54 €
2029	198.010,15 €	410.652,94 €	-4.710.785,81 €	-4.324.096,04 €
2030	189.922,65 €	600.575,59 €	-4.710.785,81 €	-4.145.256,10 €
2031	191.392,36 €	791.967,95 €	-4.710.785,81 €	-3.965.032,21 €
2032	193.758,47 €	985.726,43 €	-4.710.785,81 €	-3.782.580,28 €
2033	196.308,16 €	1.182.034,58 €	-4.710.785,81 €	-3.597.727,46 €
2034	199.779,38 €	1.381.813,97 €	-4.710.785,81 €	-3.409.605,96 €
2035	203.706,44 €	1.585.520,41 €	-4.710.785,81 €	-3.217.786,57 €
2036	206.455,56 €	1.791.975,97 €	-4.710.785,81 €	-3.023.378,48 €
2037	208.714,35 €	2.000.690,31 €	-4.710.785,81 €	-2.826.843,41 €
2038	211.541,78 €	2.212.232,10 €	-4.710.785,81 €	-2.627.645,90 €
2039	214.957,70 €	2.427.189,80 €	-4.710.785,81 €	-2.425.231,80 €
2040	218.982,81 €	2.646.172,61 €	-4.710.785,81 €	-2.219.027,47 €
2041	223.638,71 €	2.869.811,32 €	-4.710.785,81 €	-2.008.438,93 €
2042	228.947,98 €	3.098.759,30 €	-4.710.785,81 €	-1.792.850,94 €
2043	93.177,47 €	3.191.936,77 €	-4.710.785,81 €	-1.705.110,73 €
2044	80.184,60 €	3.272.121,37 €	-4.710.785,81 €	-1.629.605,21 €

2045	67.302,37 €	3.339.423,74 €	-4.710.785,81 €	-1.566.230,19 €
2046	54.528,29 €	3.393.952,03 €	-4.710.785,81 €	-1.514.883,83 €
2047	41.859,91 €	3.435.811,95 €	-4.710.785,81 €	-1.475.466,60 €
2048	29.294,81 €	3.465.106,76 €	-4.710.785,81 €	-1.447.881,25 €
2049	16.830,61 €	3.481.937,37 €	-4.710.785,81 €	-1.432.032,77 €
2050	4.464,93 €	3.486.402,30 €	-4.710.785,81 €	-1.427.828,38 €
2051	-7.804,54 €	3.478.597,76 €	-4.710.785,81 €	-1.435.177,50 €
2052	-19.980,12 €	3.458.617,64 €	-4.710.785,81 €	-1.453.991,71 €