



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE
SOLAR CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE
BATERÍAS

Autor: Pablo Casao Giménez

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
'Evaluación técnica y económica de un parque solar con sistema de
almacenamiento en baterías'
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 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.: Pablo Casao Giménez

Fecha: 14/06/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 14/06/2024



Digitally signed
by Ignacio
Martin Gutierrez
Date: 2025.06.16
10:06:04 +10'00'

Resumen

Evaluación técnica y económica de un parque solar con sistema de almacenamiento en baterías

Autor: Pablo Casao Giménez

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Entidad colaborativa: Universidad Pontificia de Comillas, ICAI

Este trabajo presenta el diseño completo de una planta solar fotovoltaica de 25 MWp ubicada en Zaragoza, dentro del Parque Logístico PLAZA, que incorpora un sistema de almacenamiento con baterías. Se evalúan aspectos técnicos como la selección del emplazamiento, la tecnología de paneles y un sistema modular de baterías con varias horas de descarga. Desde el punto de vista económico, se analiza la producción energética mediante simulaciones con el software PVsyst, los ingresos previstos por la venta de electricidad en el mercado mayorista y la rentabilidad del proyecto mediante un análisis financiero. El estudio considera la normativa vigente, incluida la planificación del PNIEC y otros marcos regulatorios sobre energías renovables. Se concluye que la instalación es técnica y económicamente viable, aportando flexibilidad al sistema eléctrico nacional.

Palabras clave: Energías renovables, sistemas de almacenamiento, PNIEC, rentabilidad, modelo financiero.

Introducción

El proyecto se enmarca en la transición energética española hacia fuentes limpias, siguiendo las metas del PNIEC 2030 (por ej. 74 % de la generación eléctrica renovable para 2030). En este contexto, la Ilustración 1 muestra cómo ha crecido la fotovoltaica en los últimos años y subraya que aún es necesario intensificarla para alcanzar el objetivo de 76 GW de capacidad PV para 2030. El Trabajo Fin de Máster describe el diseño y dimensionamiento de un parque solar híbrido con baterías, cuyo fin es inyectar energía renovable a la red y mitigar la intermitencia solar. El estudio enfatiza la viabilidad de esta solución técnica y económica, así como su alineación con la descarbonización energética.

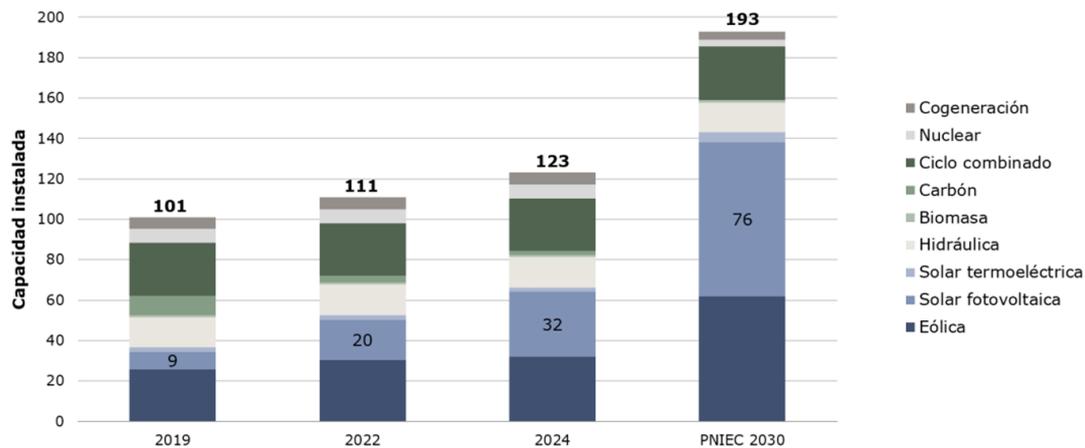


Ilustración 1: Evolución del mix energético vs. PNIEC 2030

Descripción del proyecto

El parque solar se ubicará en la zona logística PLAZA de Zaragoza, en una parcela de 40,5 ha. El sitio ofrece alta irradiación (alrededor de 2.620 h sol al año) y terreno llano, ideales para fotovoltaica. El clima mediterráneo continentalizado (invierno fresco, verano cálido) y la ausencia de interferencias con infraestructuras críticas avalan la elección.

Los módulos son de silicio monocristalino de 600 Wp, elegidos por su alta eficiencia y buen rendimiento en altas temperaturas. Se dispondrán 41.667 unidades, organizadas en 1.489 strings de 28 paneles (DC/AC $\approx 1,22$), montados sobre seguidores este-oeste para optimizar captación diaria. En cuanto a estación de potencia, se escogió la solución Sungrow SG6800HV-MV por su modularidad y uso extendido en plantas a escala de red. Cada unidad incluye inversor DC/AC, transformador 0,6–30 kV y protecciones, todo en contenedor de 40 pies, reduciendo obra civil. Se emplean cajas de nivel para agrupar strings y optimizar conexiones. La tensión de trabajo del parque es hasta 1.500 V DC, minimizando pérdidas y favoreciendo un menor costado de sistema.

El BESS consiste en bancos de baterías modulares (1,25 MW, 4 h) conectados en paralelo con la solar. Este sistema almacena excedentes diurnos y los inyecta en picos de demanda, mejorando la estabilidad de la red. Sus principales características (potencia nominal, duración de descarga) se detallan en la Ilustración 13. La conexión combina convertidores para solar y baterías hacia la red AC, con un sistema de control inteligente que decide cuándo cargar o descargar según precios y demanda.

El dimensionado eléctrico siguió criterios normativos: agrupamiento de cables, caída de tensión menor o igual de 1,5% según ITC-BT-40, se seleccionaron conductores especiales (TOPSOLAR H1Z2Z2-K para DC enterrado, XVOLT RH5Z1AL para MT) . La subestación colectora eleva la energía a 132 kV para evacuación; está próxima a una subestación existente con margen de capacidad disponible, superando la potencia proyectada y simplificando la conexión.

Características de las baterías	
Modelo	ST5015kWh-1250kW-4h
Capacidad nominal	5015 kWh
Potencia nominal AC	1250 kW
Rango de voltaje nominal DC	1123.2 V - 1497.6 V
Voltaje nominal AC	690 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Factor de potencia	> 0.99
Eficiencia de conversión	> 97%
Método de enfriamiento	Refrigeración líquida inteligente
Protección ambiental	IP55, C3 (resistente a la corrosión)
Rango de temperatura de operación	-30°C a 50°C (reducción de potencia por encima de 45°C)
Sistemas de seguridad	Detector de gas inflamable, detectores de humo y calor, alarma acústica, extinción automática FK5112
Dimensiones (L x A x H)	6058 mm x 2896 mm x 2438 mm

Ilustración 13. Características BESS.

Análisis técnico – económico

La producción anual estimada por simulación PVsyst asciende a ≈ 45.065 MWh, equivalente a 1.802 h efecto full (kWh/kWp), con un performance ratio $\sim 85,9\%$. El detalle mensual varía de 2.239 MWh en diciembre (43% del máximo) a 5.210 MWh en julio. Para el cálculo de ingresos se asume venta en mercado diario (pool), aprovechando la flexibilidad del BESS: la energía se vendería en horas de mayor precio. Se utilizó base de datos Meteororm 8.2 para irradiación y se consideraron pérdidas típicas (suciedad $\approx 3\%$, irradiancia $\approx 6\%$, temperatura $\approx 2\%$, mismatch $\approx 1\%$).

En el estudio financiero se proyectaron flujos de caja de 25 años. Se consideraron inversión inicial ($\sim 12,015$ M€ total) y costos de operación (mantenimiento, gestión, seguros). La ilustración 33 resume el modelo de flujos: ingresos del parque y BESS (inflación 1,5% anual), menos COGS (mantenimientos) y costos fijos, dando EBITDA; tras impuestos se obtiene flujo de caja operativo neto. Se calculó NPV, TIR y payback; se asumió WACC de 8%.

Los resultados financieros arrojan un VAN de 5.750 k€ y una TIR de 13,6 %, por encima del coste de capital asumido. Estos indicadores confirman la viabilidad económica: los costes totales (CapEx y OpEx) quedan por debajo de los ingresos esperados.

Periods	2025	2026	2027
			1,5%
1 Revenues:	2.364.085,45	2.329.427,61	
COGS:	10.000,00	10.150,00	
Fixed Costs:	32.500,00	32.987,50	
EBITDA	2.321.585,45	2.286.290,11	
Depreciation:	480.600,00	480.600,00	
EBIT	1.840.985,45	1.805.690,11	
Taxes:	460.246,36	451.422,53	
NOPAT	1.380.739,09	1.354.267,58	
Book Value	12.015.000,00	11.534.400,00	11.053.800,00
2 CAPEX	(12.015.000,00)		
Taxes:			
CAPEX	(12.015.000,00)		
3 Inventories			
Receivables	6.476,95	6.381,99	
Cash	698,63	709,11	
Payables	821,92	834,25	
Accruals	2.671,23	2.711,30	
Working Capital	3.682,43	3.545,56	
Δ NWC	(3.682,43)	136,87	

Ilustración 33: Flujos de caja.

A nivel regulatorio, se enmarca en el PNIEC 2021-2030 (objetivos renovables y 22 GW de almacenamiento) y cumple normativas nacionales: Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, RD 413/2014 y RD 1183/2020 (acceso/conexiones renovables con BESS), RD 477/2021 (incentivos renovables y almacenamiento), así como directrices de la UE (Reglamento 2019/943). En Aragón existe bonificación ICIO 95% para renovables, aunque las subvenciones directas han caído; no obstante, se espera aumento de apoyos al almacenamiento.

Impacto ambiental y sostenibilidad

El proyecto contribuye de forma notable a la descarbonización al generar electricidad sin emisiones, evitando el uso de combustibles fósiles. La instalación del parque solar ayuda a mitigar el cambio climático y favorece una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico. El sistema de almacenamiento con baterías (BESS) mejora la eficiencia al aprovechar los excedentes solares, reduciendo la necesidad de generación de respaldo y aportando estabilidad a la red. Además, el proyecto tiene un impacto ambiental

reducido, ya que se ubica en un terreno no edificable y no requiere recursos contaminantes.

Conclusiones

El estudio concluye que el parque solar híbrido con baterías es técnica y económicamente viable y que aporta sostenibilidad al sistema eléctrico. Desde el punto de vista técnico, el diseño (estaciones de potencia centralizadas, subestación colectora, inversores eficientes y BESS) optimiza costes y simplifica la arquitectura eléctrica. El emplazamiento escogido ofrece alta irradiación, orientaciones favorables y buena conexión a red, maximizando la generación conforme a simulaciones PVsyst. El sistema de evacuación diseñado cumple la normativa (transformación a 132 kV, cableados normativos), garantizando una interconexión fiable.

En términos económicos, la opción de financiamiento con deuda (60% bancario y 40% equity) favorece un VAN positivo y una TIR atractiva (>13%) . La flexibilidad operativa que aporta el BESS permite aprovechar precios altos, mejorando los ingresos por MWh. En suma, los ingresos operativos esperados superan holgadamente los costes (inversión y operación), confirmando que el proyecto genera valor neto para los inversores.

En conclusión, el parque propuesto es viable técnicamente, rentable económicamente y consistente con los objetivos de sostenibilidad. Su implementación aporta energía renovable limpia al mix eléctrico, reduce emisiones (apoyando ODS 7 y 13) e introduce capacidad de almacenamiento que flexibiliza la red. De este modo, el proyecto contribuye positivamente a la transición energética española y al refuerzo de la infraestructura eléctrica con tecnologías verdes.

Abstract

Technical and economic evaluation of a solar park with batteries

Author: Pablo Casao Giménez

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Collaborative entity: Universidad Pontificia de Comillas, ICAI

This work presents the complete design of a 25 MWp photovoltaic (PV) power plant located in Zaragoza, within the PLAZA Logistics Park, which includes a battery storage system. Technical aspects are evaluated, such as site selection, panel technology, and a modular battery system with several hours of discharge. From an economic standpoint, energy production is analyzed using simulations with the PVsyst software, together with the projected revenues from selling electricity on the wholesale market and the project's profitability through a financial analysis. The study takes into account current regulations, including the planning of the Spanish National Energy and Climate Plan (PNIEC) and other regulatory frameworks for renewable energy. It concludes that the installation is technically and economically viable, providing flexibility to the national electric grid.

Keywords: Renewable energy, storage systems, PNIEC, profitability, financial model.

Introduction

The project is set within Spain's energy transition towards clean sources, following the goals of the PNIEC 2030 (e.g. 74% renewable electricity generation by 2030). In this context, Figure 1 shows how photovoltaics have grown in recent years and highlights that it still needs to be intensified to reach the target of 76 GW of PV capacity by 2030. The Master's Thesis describes the design and sizing of a hybrid solar park with batteries, whose purpose is to inject renewable energy into the grid and mitigate solar intermittency. The study emphasizes the viability of this technical and economic solution, as well as its alignment with energy decarbonization goals.

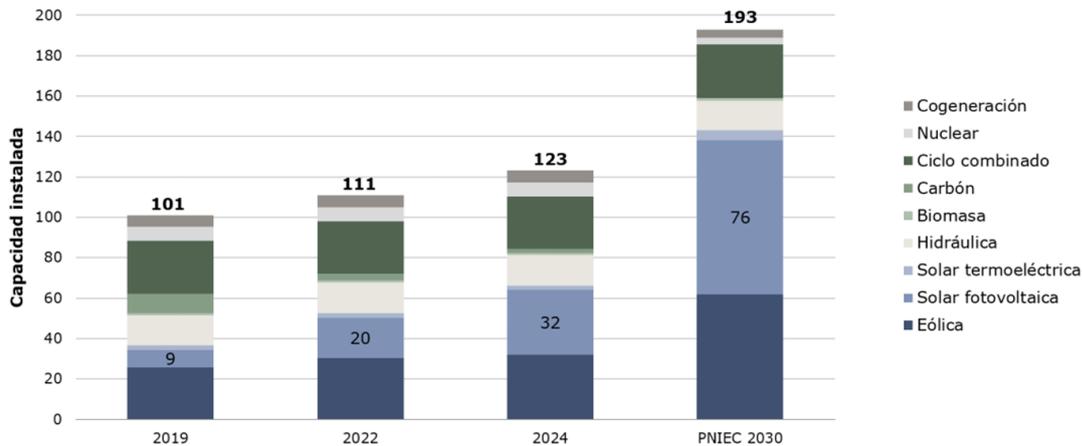


Ilustración 1: Evolución del mix energético vs. PNIEC 2030

Project description

The solar park will be located in the PLAZA logistics zone of Zaragoza, on a 40.5-hectare plot. The site offers high solar irradiation (around 2,620 full-sun hours per year) and flat terrain, ideal for photovoltaics. The climate is a continentalized Mediterranean type (cool winters, warm summers) and there are no conflicts with critical infrastructures, which support the choice of this location.

The modules are 600 Wp monocrystalline silicon panels, chosen for their high efficiency and good performance at high temperatures. A total of 41,667 units will be deployed, organized into 1,489 strings of 28 panels each (DC/AC \approx 1.22), mounted on east-west trackers to optimize daily energy capture. For the power stations, the Sungrow SG6800HV-MV solution was selected for its modularity and extensive use in grid-scale plants. Each unit includes a DC/AC inverter, a 0.6–30 kV transformer, and protection equipment, all housed in a 40-foot container, reducing civil works. String combiner boxes are used to group panels and optimize connections. The park's operating voltage is up to 1,500 V DC, minimizing losses and favoring a lower system cost.

The Battery Energy Storage System consists of modular battery banks (1.25 MW, 4 h) connected in parallel with the solar array. This system stores daytime surpluses and injects them during demand peaks, improving grid stability. Its main characteristics (nominal power, discharge duration) are detailed in Figure 13. The connection scheme combines converters for solar and batteries towards the AC grid, with an intelligent control system that decides when to charge or discharge based on prices and demand.

The electrical sizing followed regulatory criteria: cable grouping and voltage drop $\leq 1.5\%$ according to ITC-BT-40. Special conductors were selected (TOPSOLAR H1Z2Z2-K for buried DC, XVOLT RH5Z1AL for MV). The collector substation steps the energy up to 132 kV for evacuation; it is located near an existing substation with available capacity, exceeding the projected power and simplifying the grid connection.

Características de las baterías	
Modelo	ST5015kWh-1250kW-4h
Capacidad nominal	5015 kWh
Potencia nominal AC	1250 kW
Rango de voltaje nominal DC	1123.2 V - 1497.6 V
Voltaje nominal AC	690 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Factor de potencia	> 0.99
Eficiencia de conversión	> 97%
Método de enfriamiento	Refrigeración líquida inteligente
Protección ambiental	IP55, C3 (resistente a la corrosión)
Rango de temperatura de operación	-30°C a 50°C (reducción de potencia por encima de 45°C)
Sistemas de seguridad	Detector de gas inflamable, detectores de humo y calor, alarma acústica, extinción automática FK5112
Dimensiones (L x A x H)	6058 mm x 2896 mm x 2438 mm

Ilustración 13. Características BESS.

Technical and economic analysis

The estimated annual production from PVsyst simulation is approximately 45,065 MWh, equivalent to 1,802 full-load equivalent hours (kWh/kWp), with a performance ratio of $\sim 85.9\%$. Monthly production ranges from 2,239 MWh in December (43% of the peak month) to 5,210 MWh in July. For revenue calculation, an electricity sale in the day-ahead market (pool) is assumed, taking advantage of the BESS flexibility: energy would be sold during higher-price hours. The Meteonorm 8.2 database was used for irradiation data and typical losses were considered (soiling $\approx 3\%$, irradiance $\approx 6\%$, temperature $\approx 2\%$, mismatch $\approx 1\%$).

In the financial study, cash flows were projected over 25 years. The initial investment ($\sim \text{€}12.015$ million total) and operating costs (maintenance, management, insurance) were considered. Figure 33 summarizes the cash flow model: revenues from the park and BESS (with 1.5% annual inflation), minus COGS (maintenance) and fixed costs, yielding EBITDA; after taxes, the net operating cash flow is obtained. The Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and payback were calculated, assuming a Weighted Average Cost of Capital (WACC) of 8%.

The financial results show an NPV of about €5.75 million and an IRR of 13.6%, above the assumed cost of capital. These indicators confirm economic viability: total costs (CapEx and OpEx) remain below expected revenues.

Periods	2025	2026	2027
			1,5%
1			
Revenues:	2.364.085,45		2.329.427,61
COGS:	10.000,00		10.150,00
Fixed Costs:	32.500,00		32.987,50
EBITDA	2.321.585,45		2.286.290,11
Depreciation:	480.600,00		480.600,00
EBIT	1.840.985,45		1.805.690,11
Taxes:	460.246,36		451.422,53
NOPAT	1.380.739,09		1.354.267,58
Book Value	12.015.000,00	11.534.400,00	11.053.800,00
2			
CAPEX	(12.015.000,00)		
Taxes:			
CAPEX	(12.015.000,00)		
3			
Inventories			
Receivables	6.476,95		6.381,99
Cash	698,63		709,11
Payables	821,92		834,25
Accruals	2.671,23		2.711,30
Working Capital	3.682,43		3.545,56
Δ NWC	(3.682,43)		136,87

Ilustración 33: Flujos de caja.

At the regulatory level, the project is aligned with the PNIEC 2021–2030 (renewable targets and 22 GW of storage) and complies with national regulations: Law 24/2013 of the Electricity Sector, Royal Decrees 413/2014 and 1183/2020 (renewable access/connections with BESS), RD 477/2021 (renewable and storage incentives), as well as EU directives (Regulation 2019/943). In Aragón, there is a 95% ICIO tax incentive for renewables, although direct subsidies have declined; nevertheless, an increase in support for storage is expected.

Environmental impact and sustainability

The project significantly contributes to decarbonization by generating emission-free electricity and avoiding the use of fossil fuels. The solar park installation helps mitigate climate change and promotes greater integration of renewable energy into the grid. The battery storage system (BESS) improves efficiency by using solar surpluses, reducing the need for backup generation and providing stability to the network. Moreover, the project has a low environmental impact since it is located on nondevelopable land and does not require polluting resources.

Conclusions

The study concludes that the hybrid solar park with batteries is technically and economically viable and adds sustainability to the power system. From a technical perspective, the design (centralized power stations, collector substation, efficient inverters, and BESS) optimizes costs and simplifies the electrical architecture. The chosen site offers high irradiation, favorable orientations, and good grid connection, maximizing generation in line with PVsyst simulations. The designed evacuation system complies with regulations (transformation to 132 kV, standard cabling), ensuring a reliable interconnection.

In economic terms, the financing option with debt (60% bank financing and 40% equity) leads to a positive NPV and an attractive IRR (>13%). The operational flexibility provided by the BESS allows exploitation of high-price periods, improving revenue per MWh. In summary, the expected operating revenues comfortably exceed the costs (investment and operation), confirming that the project generates net value for investors.

In conclusion, the proposed park is technically viable, economically profitable, and consistent with sustainability objectives. Its implementation provides clean renewable energy to the power mix, reduces emissions (supporting SDG 7 and 13), and introduces storage capacity that adds flexibility to the grid. Thus, the project contributes positively to Spain's energy transition and strengthens the electrical infrastructure with green technologies.

Índice de contenido

1. Introducción	5
1.1. Estado del arte.....	5
1.2. Motivación y objetivos	6
1.3. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible	7
2. Contexto actual del mercado eléctrico	7
2.1. Situación actual de la generación y demanda eléctrica.....	8
2.2. Perspectivas futuras para la energía solar.....	8
2.3. Sistemas de almacenamiento.....	10
3. Emplazamiento de la planta	11
3.1. Criterios de selección del emplazamiento	11
3.2. Características geográficas y climatológicas del sitio	12
3.3. Evaluación de irradiación solar y viabilidad	13
3.4. Accesibilidad y conexión a la red.....	13
4. Componentes principales de la planta.....	15
4.1. Módulos fotovoltaicos	15
4.2. Estructura de soporte.....	17
4.3. Estación de potencia.....	17
4.4. Baterías de almacenamiento	19
5. Marco regulatorio y normativo	21
5.1. Regulación de solar y almacenamiento en España	21
5.2. Incentivos fiscales y subvenciones.....	22
5.3. Tramitación de permisos	23
6. Dimensionado de la planta	26
6.1. Configuración de los módulos	26
6.2. Configuración de los strings.....	27
6.3. Configuración de las estaciones de potencia	28
6.4. Conductores.....	29
6.5. Puesta a tierra.....	34
7. Subestación colectora.....	35

7.1. Emplazamiento.....	35
7.2. Configuración de la subestación	35
8. Diseño, distribución y configuración de la instalación	38
8.1. Análisis del espacio y disposición de los elementos	38
9. Análisis de producción	39
9.1. Radiación	39
9.2. Software PVsyst	41
10. Análisis económico y financiero	43
10.1. Modalidades de comercialización de la energía.....	43
10.2. Estimación de ingresos.....	45
10.3. Inversión inicial y costes de operación.....	47
10.4. Modelo financiero	48
11. Conclusiones	56
12. Bibliografía.....	57
Anexo I: Planos	59
Anexo II: Hojas de características	60
Anexo III: Simulaciones	61
Anexo IV: Modelo económico.....	62
Anexo V: Presupuesto	63

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Evolución del mix energético vs. PNIEC 2030	6
Ilustración 2: Tendencia de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. Fuente: REE & UNEF	8
Ilustración 3: Energía solar en Europa.....	9
Ilustración 4: Ubicación de la planta.	12
Ilustración 5: Datos catastrales.	12
Ilustración 6: Mapa de irradiación de España.	13
Ilustración 7: Red de transporte de alta tensión.	14
Ilustración 8: Plataforma logística de Plaza.....	14
Ilustración 9: Tabla comparativa de módulos fotovoltaicos.....	16
Ilustración 10: Módulo de Trina Solar.....	17
Ilustración 11: Características de la estación de potencia.	19
Ilustración 12: Esquema eléctrico de la estación de potencia.	19
Ilustración 13. Características BESS.	20
Ilustración 14: Conexión de la instalación de BESS.....	21
Ilustración 15: Permisos de acceso y conexión a red.	24
Ilustración 16: Notificaciones operacionales aplicables a instalaciones de generación. Fuente: REE	24
Ilustración 17: Características técnicas del string.	28
Ilustración 18: Características técnicas de un cuadro de nivel.	29
Ilustración 19: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: REBT.	35
Ilustración 20: Tipos de radiación solar.....	39
Ilustración 21: Irradiación solar. Fuente: PVGIS.....	40
Ilustración 22: Elevación solar en el emplazamiento. Fuente: PVGIS.	41
Ilustración 23: Diagrama de pérdidas.	42
Ilustración 24: Resultados de la simulación.	43
Ilustración 25: Casación de las curvas de compra y venta de energía.	44
Ilustración 26: Curvas agregadas de oferta y demanda. Fecha: 10/04/2025.	44
Ilustración 27: Precios históricos de casación. Fuente: OMIP.....	46
Ilustración 28: Futuros solares. Fuente: OMIP.....	47
Ilustración 29: Inversión inicial.....	48
Ilustración 30: OpEx	48
Ilustración 31: Precio electricidad del mercado diario.	50
Ilustración 32: Ingresos.	51
Ilustración 33: Flujos de caja.	53

Ilustración 34: Resultados.....	54
Ilustración 35: Financiación con 60% de deuda bancaria.....	55

1. Introducción

Este Trabajo Fin de Máster se enfocará en el diseño y dimensionamiento de una planta solar hibridada con un sistema de almacenamiento de energía, con el objetivo de generar energía renovable a partir de la energía solar, inyectarla a la red eléctrica y optimizar la flexibilidad del sistema utilizando las baterías para mitigar la intermitencia de la generación solar.

Este proyecto tiene como objetivo resaltar la notable importancia de la generación solar dentro del panorama de las energías renovables, demostrando su potencial como una solución técnica y económicamente viable. A través de su implementación, se busca contribuir a los objetivos de descarbonización del sector energético, ofreciendo una alternativa sostenible y eficiente para la transición hacia un modelo limpio y renovable.

El proyecto abarca la definición y el dimensionamiento completo de la planta solar, incluyendo la selección de la ubicación, el análisis de viabilidad técnica y económica, y el estudio de la producción energética. Además, se incluyen los planos de la instalación y los cálculos necesarios para garantizar su eficiencia y funcionamiento óptimo.

1.1. Estado del arte

Desde el Acuerdo de París en 2015 y el Pacto Verde Europeo, se ha impulsado el desarrollo de energías renovables para la descarbonización del sector eléctrico. En este contexto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2030 de España establece un marco estratégico con el objetivo de alcanzar un sistema energético sostenible. Para 2030, se busca que el 74% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables, avanzando así hacia la neutralidad climática en el largo plazo. Este plan refleja el compromiso de España con la transición energética y el cumplimiento de los objetivos globales de reducción de emisiones.

Como se puede observar en la Figura 1, la evolución del mix energético en España muestra un avance en la instalación de energía solar, especialmente en los últimos años. La capacidad instalada de energía solar ha crecido de manera constante, pero si continúa al mismo ritmo, podría no ser suficiente para alcanzar las metas del PNIEC para 2030, que contempla un objetivo de 76 GW de capacidad fotovoltaica. A pesar de los avances, aún queda camino por recorrer, por lo que actualmente se están desarrollando numerosos parques solares y ampliando infraestructuras para acelerar este proceso y cumplir con los objetivos establecidos.

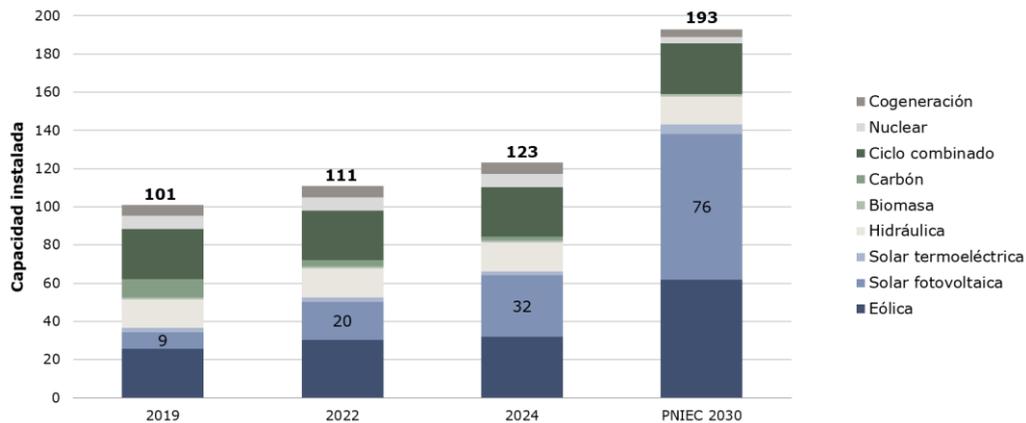


Ilustración 1: Evolución del mix energético vs. PNIEC 2030

Más adelante, en el apartado 2, se presenta un análisis sobre el contexto actual del mercado eléctrico, la situación de la energía solar en España y el papel fundamental de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), que permitirán gestionar la intermitencia de la generación solar y mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico.

1.2. Motivación y objetivos

La motivación de este proyecto surge de la necesidad de avanzar hacia un modelo energético sostenible, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de carbono, en línea con los compromisos del Acuerdo de París. La energía solar, además de ser limpia y autóctona, mejora la seguridad energética y reduce la exposición a la volatilidad de precios.

La creciente competitividad económica de los parques solares, impulsada por la disminución de costes y el aumento de la eficiencia, hace viable su implementación junto a sistemas de almacenamiento. Estos proyectos no solo ofrecen rentabilidad, sino que también generan impacto positivo a nivel local, fomentando el empleo y el desarrollo económico.

Los objetivos del proyecto son:

- Evaluar el recurso solar en la ubicación seleccionada, considerando la radiación y su variabilidad.
- Analizar la viabilidad técnica y operativa de integrar un sistema de baterías (BESS) en la planta solar.
- Definir la viabilidad técnica del proyecto, incluyendo tecnología, equipos, conexión a red y necesidades de almacenamiento.
- Realizar un análisis económico detallado, contemplando inversión, costes de operación y retorno de la inversión (ROI), incluyendo métricas como el LCOE.

1.3. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible

El proyecto se alinea directamente con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. A través de la implementación de energías renovables, contribuye al acceso a energía limpia, la acción climática y el desarrollo sostenible. A continuación, se detallan los ODS con los que el proyecto está alineado y su impacto en cada uno.

1.3.1. ODS 7: Energía asequible y no contaminante

El proyecto se alinea con el ODS 7, que busca garantizar el acceso a energía asequible, fiable y sostenible. La evaluación de un parque solar con baterías contribuye a incrementar la proporción de renovables, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. Al impulsar la energía solar, no solo se mitiga el impacto ambiental, sino que también se favorece un suministro energético más accesible y competitivo a largo plazo.

1.3.2. ODS 13: Acción por el clima

El ODS 13 impulsa acciones urgentes contra el cambio climático, y este proyecto contribuye promoviendo energías renovables sin emisiones. La implementación de parques solares reduce significativamente las emisiones de CO₂, mitigando el calentamiento global y apoyando los compromisos internacionales de reducción de emisiones.

1.3.3. ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

El ODS 9 promueve infraestructuras resilientes, industrialización sostenible e innovación, alineándose con este proyecto al fomentar infraestructuras renovables clave para una economía más sostenible. Además, impulsa la innovación tecnológica en la optimización de sistemas energéticos, mejorando la eficiencia solar. La inversión en energía moderna y sostenible fortalece el crecimiento económico y la resiliencia ante crisis energéticas.

1.3.4. ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

El ODS 8 impulsa el crecimiento económico sostenible y el empleo de calidad, alineándose con este proyecto al generar empleo local en la construcción, operación y mantenimiento del parque solar con baterías. Además, fomenta oportunidades en sectores emergentes de energía limpia y tecnología, promoviendo una transición hacia una economía baja en carbono.

2. Contexto actual del mercado eléctrico

En los últimos años, el mercado eléctrico español ha experimentado una transformación hacia un modelo más sostenible, impulsado por políticas

gubernamentales, avances tecnológicos e inversiones en energías renovables, con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y avanzar en la descarbonización.

2.1. Situación actual de la generación y demanda eléctrica

Durante 2023, la demanda de electricidad en España experimentó un ligero descenso, alcanzando un total de 244,665 GWh, lo que representa una reducción del 2.3 % en comparación con el año anterior. Este descenso en la demanda refleja, en parte, una mayor eficiencia en el consumo y el impacto de las políticas de ahorro energético. A nivel de generación, el país produjo 266,807 GWh, un 3.5 % menos que en 2022, con una participación creciente de las energías renovables, que llegaron a representar más del 50 % del mix eléctrico nacional. [1,2]

La energía solar en España ha jugado un papel destacado en esta transición. Durante 2023, se registró un crecimiento notable en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, que aumentó en 5.7 GW, lo que sitúa el total en 25.5 GW, como se ilustra en la Figura 2. Esta expansión ha convertido a España en un líder europeo en generación solar y ha posicionado a la energía fotovoltaica como una pieza clave en el futuro del mercado energético. A nivel de generación, la energía solar fotovoltaica produjo 37,332 GWh en 2023, un incremento del 33.8 % respecto a 2022, representando el 14 % de la generación eléctrica total en el país. [3,4]

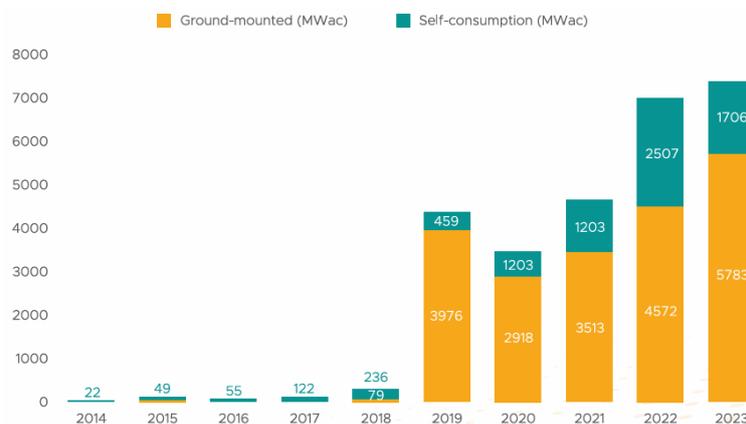


Ilustración 2: Tendencia de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. Fuente: REE & UNEF

2.2. Perspectivas futuras para la energía solar

La tendencia de crecimiento de la energía solar se ha mantenido también en 2024. Hasta octubre, la generación fotovoltaica ya había superado la producción total de 2023, alcanzando los 37,551 GWh, lo que evidencia un avance imparable de esta tecnología. Como se muestra en la Figura 3, España se ha consolidado como uno de los principales productores de energía solar en Europa. Las proyecciones para los próximos años son

optimistas, con metas ambiciosas que permitirían alcanzar los 76 GW de capacidad fotovoltaica instalada para 2030, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima actualizado. [5]

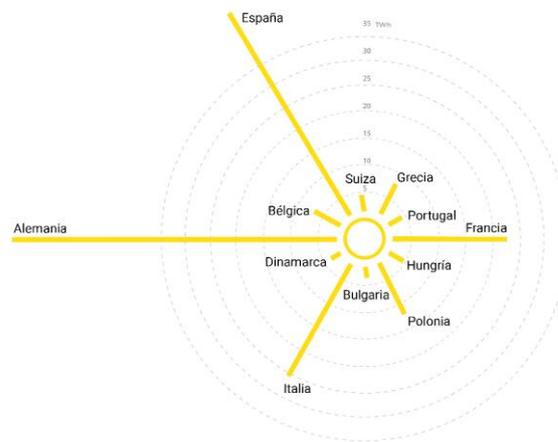


Ilustración 3: Energía solar en Europa.

Algunos de los principales problemas que enfrenta la energía solar son bien conocidos, como la intermitencia en la generación, que puede hacer que la producción no coincida con los picos de demanda, generando desafíos para la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico. Sin embargo, en los últimos años, debido al creciente número de instalaciones, han surgido nuevos retos, como el almacenamiento de la energía excedente y la presencia de precios cero o negativos en el mercado eléctrico.

La gestión del excedente de energía solar se aborda eficazmente mediante sistemas de almacenamiento de energía, que permiten acumular la electricidad generada en exceso para su uso posterior. Una de las soluciones más destacadas en este ámbito son los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS). Estos sistemas almacenan la energía excedente durante períodos de baja demanda y la liberan cuando la producción solar disminuye o la demanda aumenta, garantizando un suministro eléctrico más estable y eficiente.

En cuanto a los precios negativos y cero en el mercado eléctrico, estos fenómenos ocurren cuando la oferta de electricidad supera significativamente la demanda, llevando los precios a valores nulos o negativos. En abril de 2024, España experimentó por primera vez precios negativos en el mercado mayorista en 20 de sus 30 días, con horas en las que el precio del megavatio hora fue de cero euros o negativo, debido a la alta producción de energías renovables y una demanda reducida. Este fenómeno, antes poco común, se está volviendo más frecuente debido a la sobrecapacidad solar instalada en la península, y se espera que continúe afectando los mercados en los próximos años.

2.3. Sistemas de almacenamiento

Como se ha mencionado anteriormente, el crecimiento de las energías renovables en la descarbonización de la matriz energética española plantea un gran desafío: gestionar los excedentes de producción cuando la demanda eléctrica es baja. La variabilidad de la energía solar y eólica requiere soluciones que aporten flexibilidad, seguridad y estabilidad a la red eléctrica. En este contexto, los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) se han posicionado como una alternativa clave para convertir esta volatilidad en un recurso gestionable, transformando el panorama energético.

Los BESS (Battery Energy Storage Systems) son sistemas de almacenamiento en baterías, principalmente de iones de litio, que permiten equilibrar la red eléctrica y garantizar un flujo de energía continuo. No solo incluyen baterías, sino también software, hardware y sistemas de gestión que optimizan su funcionamiento y seguridad. Además, cuentan con un inversor bidireccional, que permite la carga y descarga de energía, convirtiendo corriente continua (DC) en alterna (AC) y viceversa. Este inversor actúa como el cerebro del sistema, gestionando la energía para servicios auxiliares, desplazamiento de carga, reducción de picos de demanda y vertido de excedentes, maximizando la eficiencia del BESS.

Algunas de las principales ventajas de los BESS son su bajo mantenimiento, alta densidad de energía y facilidad de gestión, lo que los convierte en una solución clave para integrar renovables y optimizar la red eléctrica. A nivel operativo, proporcionan una respuesta rápida para equilibrar la red, permiten el arbitraje energético maximizando el valor de la electricidad y contribuyen a la regulación de frecuencia y potencia en tiempo real. Además, mejoran la estabilidad del sistema, evitando apagones y aumentando la eficiencia al almacenar excedentes de energía renovable, reduciendo así la dependencia de combustibles fósiles.

España enfrenta retos significativos en el despliegue de baterías, situándose rezagada frente a otros países europeos. A pesar de ser clave en la transición energética, el desarrollo del sector aún es incipiente. No obstante, el panorama está evolucionando. El Gobierno ha anunciado inversiones clave, como 156 millones de euros destinados a 45 proyectos de almacenamiento independiente y térmico, que añadirán una capacidad significativa al sistema energético. Estas iniciativas se suman a la reciente aprobación por parte de Bruselas de un régimen de ayudas de 699 millones de euros para el desarrollo del almacenamiento energético en España, impulsando la integración de renovables y la flexibilidad del sistema eléctrico. Además, los fondos destinados a la hibridación con renovables y proyectos de I+D refuerzan el papel del almacenamiento como elemento esencial en la transición energética.

Las baterías están ganando protagonismo como solución clave para equilibrar la intermitencia de las renovables, aunque su desarrollo en España aún es limitado. El mercado de capacidad será fundamental para incentivar la inversión y el crecimiento del sector, asegurando un suministro energético estable en un futuro descarbonizado. Sin embargo, España sigue rezagada frente a países como EE.UU. y Australia, que han avanzado rápidamente en almacenamiento. Acelerar estos proyectos será esencial para mejorar la integración renovable y la estabilidad del sistema eléctrico.

3. Emplazamiento de la planta

3.1. Criterios de selección del emplazamiento

La planta solar se ubicará en el parque logístico de PLAZA, en Zaragoza, una zona que combina condiciones óptimas para el desarrollo de este tipo de infraestructura. Con una superficie total destinada a la planta de 40.5 Ha el emplazamiento ha sido cuidadosamente seleccionado para maximizar su eficiencia energética y operativa. Una de las principales ventajas de esta ubicación es la alta irradiación solar que caracteriza a la región, garantizando un excelente rendimiento en la generación de energía renovable.

Además, la proximidad a la subestación eléctrica SET Plaza, situada a 2,3 km, facilita la conexión directa a la red eléctrica. Esta cercanía no solo reduce los costes asociados a la construcción de infraestructuras adicionales, sino que también asegura una integración rápida y eficiente del proyecto, un aspecto crucial para garantizar la sostenibilidad y la viabilidad económica a largo plazo.

El emplazamiento junto al aeropuerto de Zaragoza añade otro elemento estratégico. Debido a las restricciones de edificación en esta área por razones de seguridad, el terreno seleccionado tiene garantizado un uso estable a largo plazo, sin riesgo de ser urbanizado en el futuro. Este factor es esencial para asegurar la continuidad del proyecto en un espacio óptimo y sin interferencias.

Por último, el coste competitivo del terreno en esta área representa una importante ventaja económica. La inversión inicial se ve optimizada gracias al precio accesible del suelo en PLAZA, lo que mejora la rentabilidad del proyecto. En conjunto, el parque logístico de PLAZA ofrece una ubicación ideal que combina ventajas técnicas, económicas y estratégicas para el desarrollo de esta planta solar.



Ilustración 4: Ubicación de la planta.

La planta solar se construirá en una parcela de clasificación urbana, cuyo uso principal es suelo sin edificar. Se instalará en una sección de la parcela 9000 del polígono 512, en Zaragoza, con referencia catastral 50900A51209000, dentro de una superficie total de 1.381,34 hectáreas, de las cuales se utilizarán 40.5 hectáreas para la implantación de la planta.

El emplazamiento ha sido seleccionado estratégicamente, asegurando que no afecte vías pecuarias, gaseoductos o barrancos, evitando así cualquier interferencia con infraestructuras sensibles.

Datos parcela							
Provincia	Municipio	Agregado	Zona	Polígono	Parcela	Superficie (ha)	Referencia Catastral
50 - ZARAGOZA	900 - ZARAGOZA	0	0	512	9000	1381,3379	50900A51209000

Ilustración 5: Datos catastrales.

3.2. Características geográficas y climatológicas del sitio

La planta solar se ubicará en el parque logístico de PLAZA, en Zaragoza, situado en el noreste de España, en la depresión del valle del Ebro. Este emplazamiento se encuentra a una altitud alrededor de 250 metros sobre el nivel del mar.

En cuanto al clima, Zaragoza posee un clima mediterráneo continentalizado, caracterizado por inviernos moderadamente fríos y veranos calurosos y soleados. La temperatura media anual es de aproximadamente 15,3 °C, con medias de 6,6 °C en enero y 24,9 °C en julio. Las precipitaciones son escasas, con un promedio anual de alrededor de 320 mm, concentrándose principalmente en primavera y otoño. La región es conocida por la presencia del viento "cierzo", un viento frío y seco que sopla desde el

noroeste a lo largo del valle del Ebro, especialmente en invierno y primavera. Este fenómeno puede influir en el diseño estructural de la planta solar, requiriendo consideraciones adicionales para asegurar la estabilidad y durabilidad de las instalaciones.

En lo relacionado con la topografía, el área del parque logístico de PLAZA presenta una topografía mayormente plana, lo cual es ideal para la instalación de paneles solares, facilitando su orientación óptima y la construcción de la infraestructura necesaria. El suelo predominante en la región es de tipo sedimentario, típico de las áreas fluviales del valle del Ebro, lo que proporciona una base adecuada para las cimentaciones de la planta.

3.3. Evaluación de irradiación solar y viabilidad

Zaragoza disfruta de una alta irradiación solar, con un promedio de 2.620 horas de sol al año y una irradiación media diaria de aproximadamente 5,6 kWh/m², tal como se refleja en los estudios y mapas de irradiación solar de la región. Estos valores posicionan a la región como una zona favorable para la generación de energía solar fotovoltaica, garantizando un rendimiento óptimo de la planta. [7]

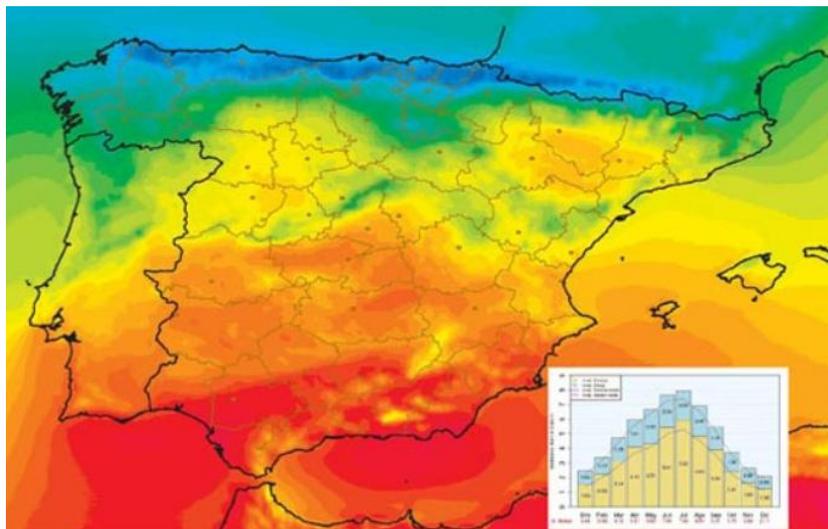


Ilustración 6: Mapa de irradiación de España.

3.4. Accesibilidad y conexión a la red

La conexión a red del proyecto se analiza considerando la red de transporte eléctrico en España, representada en la Ilustración 7, que muestra todas las líneas de alta y muy alta tensión del sistema eléctrico ibérico.

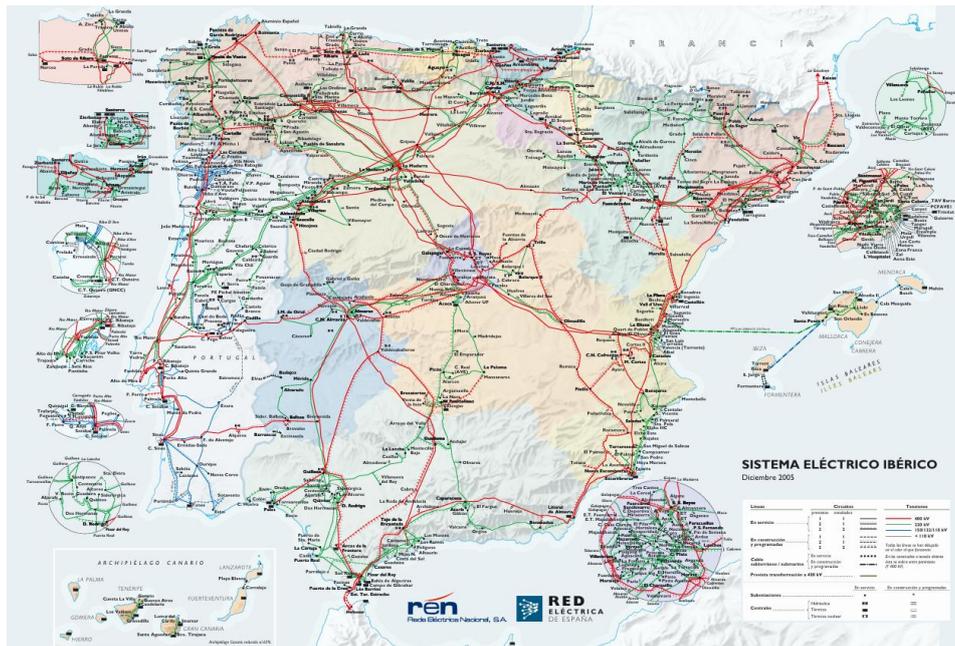


Ilustración 7: Red de transporte de alta tensión.

La planta solar se ubicará estratégicamente en las proximidades de una subestación eléctrica diseñada específicamente para alimentar el parque logístico de PLAZA. Esta subestación cuenta con una capacidad total de 240 MW, distribuida en tres transformadores de 80 MW cada uno, con tensiones de 220/45 kV, 220/132 kV y 45/15 kV, respectivamente. Recibe su suministro primario de la red de transporte de 220 kV y está integrada en el anillo básico de 132 kV de Zaragoza, lo que garantiza una conexión estable y eficiente al sistema eléctrico.



Ilustración 8: Plataforma logística de Plaza.

La subestación cuenta con disponibilidad de acceso y conexión para una capacidad de 67 MWp, lo que supera a la potencia total proyectada para la planta solar. Esta proximidad no solo reduce los costos y complejidad asociados a la infraestructura de transmisión, sino que también facilita la integración rápida y eficiente del proyecto en la red eléctrica, asegurando su viabilidad técnica y económica a largo plazo.

4. Componentes principales de la planta

En este apartado se seleccionarán los componentes clave de la planta solar, detallando sus características principales y su función dentro del sistema. Con una comprensión clara de las especificaciones técnicas de cada elemento, se podrá avanzar en el dimensionamiento y diseño detallado de la instalación, garantizando un rendimiento óptimo y una integración eficiente de todos los sistemas.

4.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son el componente principal de la planta solar, encargados de convertir la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Están formados por células de silicio que, al recibir la radiación solar, generan una corriente eléctrica continua (DC), que posteriormente es convertida en corriente alterna (AC) mediante los inversores para su inyección a la red.

Para esta planta se ha elegido la tecnología monocristalina por su mayor eficiencia y capacidad de generar más energía en menos espacio en comparación con otras tecnologías. Además, su mejor rendimiento en condiciones de baja irradiación y altas temperaturas la hace ideal para el clima de Zaragoza.

En el sector energético actual, existe una amplia variedad de fabricantes de módulos fotovoltaicos, con potencias que varían entre 400 Wp y 700 Wp. Para este proyecto, se han analizado cuatro opciones de distintos fabricantes, todas con una potencia pico en torno a 600 Wp.

Se ha optado por módulos en este rango de potencia por ser una solución equilibrada para una planta de utility-scale, ya que ofrecen alta eficiencia sin los elevados costos de tecnologías más potentes, evitando el uso de modelos de menor potencia que pueden considerarse obsoletos para proyectos a gran escala. A continuación, se presenta una tabla comparativa con las opciones evaluadas.

Fabricante	JA Solar	Jinko Solar	Canadian Solar	Trina Solar
Modelo	JAM66D42 MD	66HL4M-BDV	TOPBiHiKu6	TSM-NEG19RC.20
Potencia unitaria [Wp]	605	605	600	600
Tensión en circuito abierto [V]	49.19	48.48	51.8	48.4
Tensión máxima [V]	41.44	40.31	44	40.3
Corriente cortocircuito [A]	15.46	15.90	14.54	15.8
Corriente máxima [A]	14.60	15.01	13.64	14.91
Eficiencia [%]	23.4	22.4	22.2	22.2
Peso [kg]	31.8	32.4	32.8	33.7
Dimensionamiento [mm]	2278x1134x30	2382x1134x30	2382x1134x30	2382x1134x30
Precio [€]	137.78	123	121	119
Precio por potencia [€/W]	0.2277	0.2033	0.2016	0.1983

Ilustración 9: Tabla comparativa de módulos fotovoltaicos.

Para la selección del módulo fotovoltaico, los parámetros clave a considerar son la eficiencia y el precio por vatio (€/W), ya que ambos factores determinan el rendimiento y la rentabilidad de la instalación.

Como se observa en la tabla comparativa, la eficiencia de los módulos evaluados es muy similar, con valores que oscilan entre el 22.2% y el 23.4%, por lo que la diferencia en producción energética entre las opciones es mínima. En este caso, cobra mayor importancia el precio por vatio, ya que un menor coste optimiza la inversión sin comprometer significativamente la generación de energía.

Dado que el módulo Trina Solar TSM-NEG19RC.20 ofrece un precio de 0.1983 €/W, el más bajo de las opciones evaluadas, y considerando que Trina Solar es un fabricante con amplia experiencia y reconocimiento en la industria fotovoltaica, se ha decidido seleccionar este modelo para la planta solar. Para más detalles sobre las especificaciones del módulo seleccionado, se puede consultar su ficha técnica en el Anexo II.

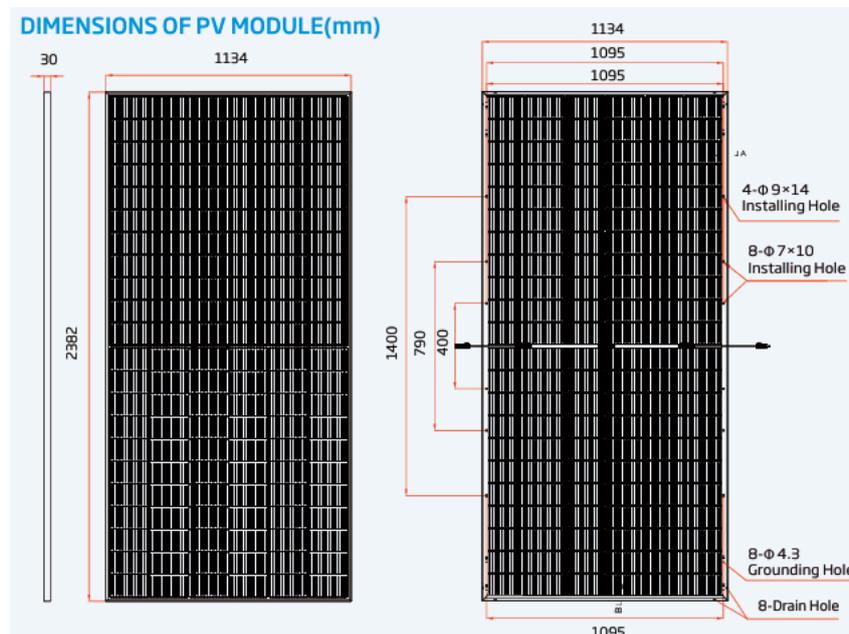


Ilustración 10: Módulo de Trina Solar.

4.2. Estructura de soporte

La estructura de soporte es el sistema que sostiene los módulos fotovoltaicos, asegurando su estabilidad y correcta orientación para maximizar la captación de radiación solar. Su diseño influye directamente en la eficiencia y durabilidad de la planta.

El modelo elegido ha sido el AxialTracker 2TT, un seguidor solar de un eje horizontal Este-Oeste (E-O) que permite un incremento del 20-25% en la producción energética en comparación con estructuras fijas, optimizando así la rentabilidad del proyecto. Su diseño está pensado para maximizar la captación solar y minimizar las pérdidas por sombreado, garantizando una generación de energía más estable a lo largo del día.

Además, es compatible con módulos de gran tamaño y permite la instalación de hasta 4 strings por unidad, lo que facilita su integración en la planta solar. Su estructura modular y simplificada no solo reduce los costos de instalación y mantenimiento, sino que también mejora la eficiencia operativa de la planta, convirtiéndolo en una solución óptima para proyectos de utility-scale.

La hoja de características del AxialTracker 2TT se encuentra en el Anexo II.

4.3. Estación de potencia

Tras evaluar distintas opciones de fabricantes de inversores y estaciones de potencia, como SMA, Power Electronics y Sungrow, se ha decidido seleccionar una estación de potencia de Sungrow. Esta elección se basa en que Sungrow es uno de los mayores fabricantes a nivel mundial, reconocido por su innovación, fiabilidad y alto rendimiento

en sistemas de conversión de energía. Además, sus soluciones están ampliamente utilizadas en proyectos de utility-scale, garantizando eficiencia, estabilidad y compatibilidad con las exigencias de la red.

Una estación de potencia es un sistema integrado que combina inversores, transformador de media tensión (MV) y protecciones eléctricas, permitiendo la conversión y conexión eficiente de la energía generada por la planta solar a la red eléctrica. Sus principales componentes incluyen:

1. Inversor fotovoltaico (DC/AC): Convierte la corriente continua (DC) de los módulos solares en corriente alterna (AC), adaptándola a la red.
2. Transformador de media tensión (MV): Eleva el voltaje de salida del inversor (normalmente 0,6 kV) a 20-35 kV, minimizando pérdidas en la transmisión de energía.
3. Sistema de protecciones y conmutación: Incluye interruptores, fusibles y protecciones contra sobretensiones, garantizando la seguridad y estabilidad del sistema.

Este tipo de sistema compacto y modular optimiza la infraestructura de la planta solar, reduciendo costos de instalación y facilitando el mantenimiento, asegurando una integración eficiente con la red de distribución.

La estación de potencia elegida, Sungrow SG6800HV-MV, se caracteriza por su alta eficiencia, integración modular y capacidad para operar en entornos exigentes. Este sistema cuenta con un inversor de 6800 kVA, alcanzando una eficiencia máxima del 99%, lo que maximiza el aprovechamiento de la energía generada. Su diseño compacto en un contenedor de 40 pies permite una reducción de costos en transporte e instalación, además de facilitar su integración en la planta.

Para optimizar la conexión de los módulos fotovoltaicos al inversor, se emplearán cajas de combinación de corriente continua (combiner boxes), que agrupan varias cadenas de paneles solares y facilitan la protección y distribución de la energía hacia la entrada del inversor. La hoja de características de las cajas de combinación se encuentra en el Anexo II, donde se detallan sus especificaciones técnicas y funcionales.

El sistema opera con un voltaje DC de hasta 1500 V, reduciendo las pérdidas eléctricas y optimizando el balance de sistema (BOS). Además, incorpora un transformador de media tensión integrado (20-35 kV) y un sistema de protecciones avanzadas, incluyendo protección contra sobretensiones, monitoreo de aislamiento y control de potencia activa y reactiva, lo que garantiza una conexión segura y estable a la red. Su sistema de refrigeración eficiente permite operar a plena carga hasta los 50°C, siendo una solución óptima para climas cálidos como el de Zaragoza.

A continuación, se presenta una tabla con las principales características del inversor y el esquema unifilar de la estación de potencia. La hoja de características de la estación de potencia se encuentra en el Anexo II, donde se detallan sus especificaciones técnicas y funcionales.

Características del inversor	
Rango de tensión MPP	875 – 1300 V
Tensión máxima (DC)	1500 V
MPPT Independientes	4
Nº de Entradas DC	32 - 48
Máxima corriente de entrada (Idc)	2 x 3997 A
Eficiencia Máx / Euro	99.0% / 98.7%
Rango de Temperatura de Operación	-35°C a 60°C
Potencia nominal (AC)	6250 kVA @50°C / 6874 kVA @45°C
Intensidad máxima (AC)	2 x 3308 A
Tensión nominal (AC)	20 kV - 35 kV
Frecuencia nominal	50 Hz / 60 Hz
THD (%)	< 3%
Factor de potencia	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging

Ilustración 11: Características de la estación de potencia.

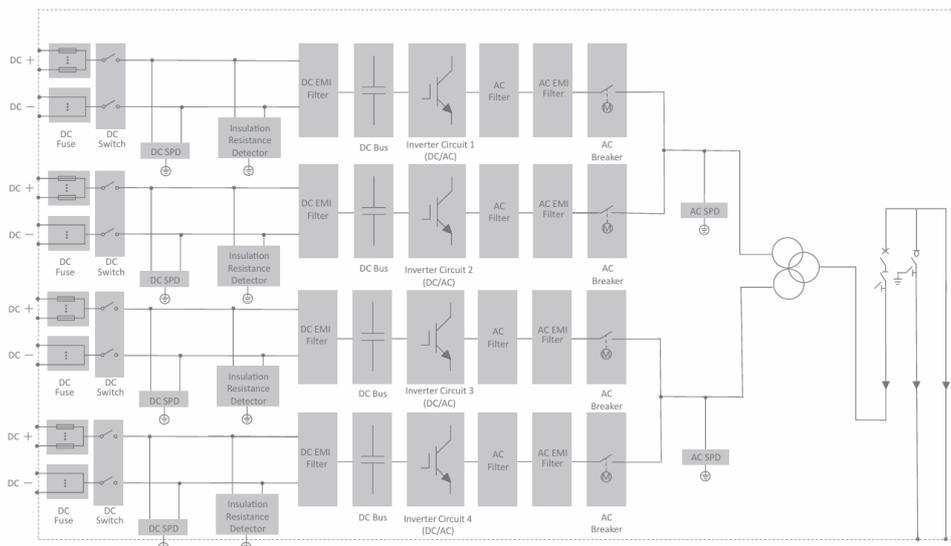


Ilustración 12: Esquema eléctrico de la estación de potencia.

4.4. Baterías de almacenamiento

Un BESS (Battery Energy Storage System) es un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías que permite almacenar electricidad y liberarla cuando sea

necesario. Su función principal es mejorar la estabilidad y flexibilidad de la red eléctrica, optimizando la integración de energías renovables al permitir el almacenamiento de excedentes de generación y su posterior uso en momentos de alta demanda o baja producción solar.

Las principales características de las baterías se recogen en la Ilustración 13, donde se muestra que se utilizarán módulos con una potencia nominal de 1.250 kW y una duración de descarga de cuatro horas. Posteriormente, en la sección de análisis económico, se determinará el número óptimo de módulos necesarios para garantizar una configuración eficiente y adaptada a las necesidades del proyecto.

Características de las baterías	
Modelo	ST5015kWh-1250kW-4h
Capacidad nominal	5015 kWh
Potencia nominal AC	1250 kW
Rango de voltaje nominal DC	1123.2 V - 1497.6 V
Voltaje nominal AC	690 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Factor de potencia	> 0.99
Eficiencia de conversión	> 97%
Método de enfriamiento	Refrigeración líquida inteligente
Protección ambiental	IP55, C3 (resistente a la corrosión)
Rango de temperatura de operación	-30°C a 50°C (reducción de potencia por encima de 45°C)
Sistemas de seguridad	Detector de gas inflamable, detectores de humo y calor, alarma acústica, extinción automática FK5112
Dimensiones (L x A x H)	6058 mm x 2896 mm x 2438 mm

Ilustración 13. Características BESS.

La Ilustración 14 muestra el esquema de conexión de la planta solar con sistema de almacenamiento BESS. Las baterías se conectan en paralelo con los módulos fotovoltaicos, y ambas ramas, tras pasar por sus respectivos convertidores, inyectan la energía ya transformada en corriente alterna a la red eléctrica. Además, el sistema cuenta con una monitorización inteligente centralizada, encargada de decidir en tiempo real cuándo almacenar energía en las baterías y cuándo verterla a la red, optimizando así la operación de la planta según la demanda y los precios del mercado.

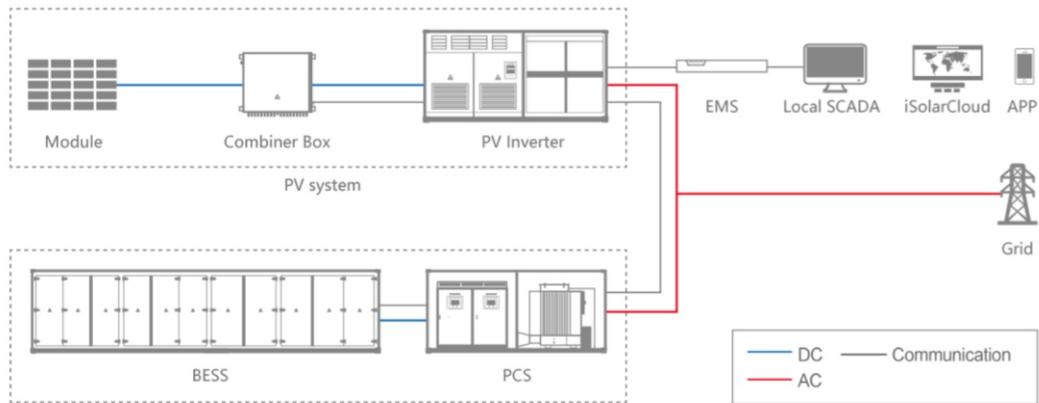


Ilustración 14: Conexión de la instalación de BESS.

5. Marco regulatorio y normativo

El marco regulatorio en España para plantas solares con almacenamiento está en constante evolución para facilitar la integración de renovables y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. A medida que crece la generación solar, es necesario adaptar la normativa para optimizar la gestión energética y el acceso a la red. Existen regulaciones que establecen directrices para su implementación, pero aún persisten desafíos en incentivos, trámites administrativos y regulación del almacenamiento, lo que hace necesaria una mayor claridad normativa para fomentar la inversión y el desarrollo del sector.

5.1. Regulación de solar y almacenamiento en España

España cuenta con un marco regulatorio en evolución para impulsar la energía solar y cumplir con los compromisos climáticos europeos. La normativa establece procedimientos para la tramitación de permisos y conexión a la red, pero aún enfrenta desafíos en la agilización de trámites y en la definición de incentivos para el almacenamiento energético.

Para desarrollar una planta solar conectada a la red es necesario cumplir con una serie de trámites administrativos y técnicos, que incluyen autorizaciones, estudios ambientales, licencias y registros. Estos procedimientos se detallarán en el apartado 5.3 sobre tramitación de permisos.

En cuanto a la regulación del almacenamiento de energía mediante baterías, en España aún se encuentra en desarrollo para mejorar su integración en el sistema eléctrico. A finales del 2024, la CNMC propuso normativas para regular su funcionamiento, mientras que el PNIEC 2023-2030 establece un objetivo de 22 GW de capacidad de almacenamiento para 2030, destacando su papel en la estabilidad del sistema. La

Estrategia de Almacenamiento Energético busca eliminar barreras regulatorias y fomentar modelos de negocio viables. Sin embargo, el sector aún espera la implementación de mecanismos de capacidad que proporcionen ingresos estables y promuevan su expansión. A pesar de estos avances, persisten desafíos normativos y económicos que deben resolverse para garantizar el crecimiento sostenido de los BESS en España.

El marco normativo que regula la energía solar y el almacenamiento mediante baterías (BESS) en España está compuesto por diversas leyes y estrategias nacionales que buscan impulsar la transición energética y garantizar la integración eficiente de estas tecnologías en el sistema eléctrico:

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030: Establece los objetivos de capacidad renovable, reducción de emisiones y almacenamiento energético, fijando una meta de 22 GW de almacenamiento para 2030.
- Estrategia de Almacenamiento Energético 2021: Define las líneas de actuación para desplegar tecnologías de almacenamiento, eliminando barreras regulatorias y promoviendo modelos de negocio sostenibles.
- Real Decreto 413/2014: Regula la producción de energía renovable, incluyendo la integración de sistemas de almacenamiento en instalaciones solares y otros proyectos de generación limpia.
- Real Decreto 477/2021: Establece incentivos y ayudas para el autoconsumo, el almacenamiento con energías renovables y la eficiencia energética.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico: Marco general del sistema eléctrico español, regulando la generación, distribución y comercialización de energía, con implicaciones en la gestión del almacenamiento.
- Real Decreto 1183/2020: Regula el acceso y la conexión de las instalaciones renovables a la red eléctrica, estableciendo criterios específicos para proyectos que incorporan almacenamiento.
- Reglamento Europeo 2019/943: Establece normas para el mercado eléctrico europeo, incluyendo disposiciones sobre el almacenamiento energético y su participación en los mercados de capacidad y flexibilidad.

5.2. Incentivos fiscales y subvenciones

Los incentivos fiscales y subvenciones son un apoyo clave para el desarrollo de proyectos renovables, mejorando su viabilidad económica y acelerando la transición energética. En España, tanto el Gobierno central como las comunidades autónomas han

impulsado ayudas para fomentar la instalación de energías renovables y sistemas de almacenamiento, aunque su disponibilidad varía según la tecnología y la región.

En el caso de las plantas solares fotovoltaicas, las subvenciones han disminuido considerablemente en los últimos años debido a que esta tecnología ya está consolidada y su coste de inversión se ha reducido significativamente. Actualmente, el apoyo financiero se centra más en la innovación, el almacenamiento y la integración en la red, mientras que las ayudas directas a la instalación de placas solares son cada vez más limitadas.

A nivel fiscal, uno de los principales incentivos disponibles en Aragón es la bonificación del ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras). En Zaragoza, se aplica una bonificación del 95% para proyectos que incorporen sistemas de aprovechamiento de energías renovables, lo que supone un ahorro significativo en los costes iniciales de construcción.

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento energético (BESS) están emergiendo como una tecnología clave para la estabilidad de la red y la gestión de la generación renovable. A nivel nacional, se están desarrollando programas de apoyo para su despliegue, pero en Aragón, actualmente, no existen subvenciones específicas para el almacenamiento. Sin embargo, se espera que en los próximos años se implementen incentivos para fomentar su integración en el sistema eléctrico.

5.3. Tramitación de permisos

Para llevar a cabo la conexión a red, es necesario tramitar dos líneas de permisos que avanzan en paralelo: por un lado, los permisos relacionados con la construcción y legalización de la instalación; y por otro, los permisos de acceso y conexión a la red de transporte, gestionados con Red Eléctrica de España (REE).

Permisos de acceso y conexión a red

La obtención de los permisos de acceso y conexión a red es un paso fundamental para que una planta solar pueda inyectar energía al sistema eléctrico. En este proceso participa Red Eléctrica de España (REE), que actúa como Operador del Sistema de Transporte (TSO, Transmission System Operator).

La obtención de estos permisos culmina con la emisión del COD (Commercial Operation Date), es decir, la autorización definitiva que permite la operación comercial de la planta. En la Ilustración 15 se detallan los permisos requeridos, en el orden en que deben ser tramitados, junto con una breve descripción de la función de cada uno dentro del proceso.

Fase	Documento	Descripción
Acceso	IVA – Informe de Viabilidad de Acceso	Determina la viabilidad técnica de acceso al punto solicitado
Conexión	ICCTC – Informe de Cumplimiento Condiciones Técnicas de Conexión	Define condiciones técnicas de conexión
Conexión	IVCTC – Informe de Verificación Condiciones Técnicas de Conexión	Verifica que las condiciones técnicas son correctas
Construcción	CTA – Contrato Técnico de Acceso	Formaliza las condiciones de conexión a la red
Puesta en servicio	COD – Commercial Operation Date	Autorización definitiva para operar comercialmente la planta

Ilustración 15: Permisos de acceso y conexión a red.

A continuación, se va a representar el proceso de puesta en servicio de una instalación de generación conectada a la red de transporte, conforme a la guía REE. Este proceso incluye cuatro notificaciones operacionales clave, que deben superarse de forma secuencial para obtener la Commercial Operation Date (COD).

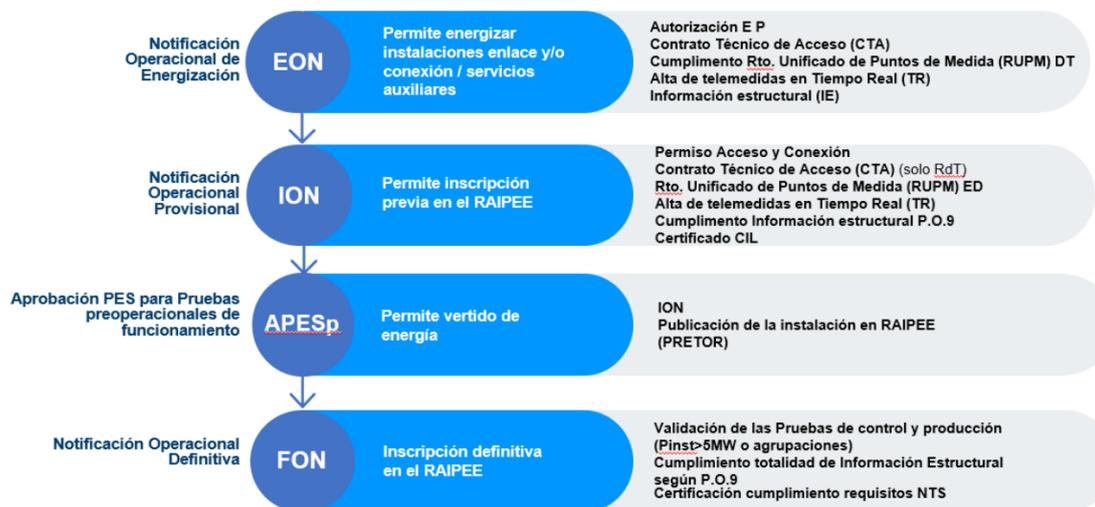


Ilustración 16: Notificaciones operacionales aplicables a instalaciones de generación. Fuente: REE

- EON: Permite energizar las instalaciones de enlace, conexión y servicios auxiliares. Requiere el permiso de acceso y conexión, el Contrato Técnico de Acceso (CTA), y el alta en sistemas de medida y teledadida en tiempo real. Es el primer paso técnico del proceso.
- ION: Autoriza la inscripción previa en el registro RAIPEE del Ministerio. Exige que se haya emitido la EON y se cumplan requisitos técnicos como el código CIL, el alta en teledadidas y la información estructural.
- APESp: Permite el vertido de energía a la red durante pruebas de funcionamiento. Solo se emite tras la inscripción en el RAIPEE y con la ION en vigor. Es una etapa transitoria previa a la operación definitiva.

- FON: Habilita la operación comercial de la planta mediante la inscripción definitiva en el RAIPEE. Requiere haber superado las pruebas de control de producción y cumplir con los requisitos técnicos y estructurales.

Permisos de construcción

Paralelamente a los permisos de acceso y conexión, un proyecto fotovoltaico debe tramitar una serie de permisos administrativos para la construcción y operación de la instalación. A continuación, se enumeran los principales permisos en orden de obtención, indicando los organismos involucrados, tiempos aproximados y relaciones entre ellos:

- Declaración de Impacto Ambiental (DIA): Resolución que determina la viabilidad ambiental del proyecto, emitida tras la presentación del Estudio de Impacto Ambiental y la fase de información pública. Es un requisito obligatorio antes de cualquier autorización energética. La emite el Ministerio o la comunidad autónoma y su plazo estimado ronda los 18 meses.
- Autorización Administrativa Previa (AAP): Aprobación inicial del proyecto por la autoridad energética, que certifica su viabilidad técnica y planificación. Se tramita normalmente junto a la evaluación ambiental y se otorga tras obtener la DIA favorable. El plazo estimado es 21 meses.
- Autorización Administrativa de Construcción (AAC): Autoriza la construcción completa de la instalación, basada en el proyecto de ejecución detallado. Puede tramitarse en paralelo a la AAP, pero no puede ejecutarse hasta obtener ambas y su plazo estimado ronda los 24 meses.
- Licencia de obras municipal: Permiso emitido por el ayuntamiento que verifica la adecuación urbanística del proyecto. Requiere presentar la AAP, el proyecto visado y la DIA. Su obtención es indispensable para iniciar la obra en campo y el plazo es aproximadamente entre 2 y 6 meses.
- Autorización Administrativa de Explotación (AAE): Acto final que declara la planta apta para entrar en operación. Requiere haber finalizado la construcción conforme a los permisos, y presentar los certificados y pruebas necesarias. Su duración estimada es 2 meses.
- Declaración de Utilidad Pública (DUP): Reconocimiento legal que permite al promotor acceder a la expropiación forzosa de terrenos y derechos necesarios para ejecutar la planta solar y sus infraestructuras de evacuación. El plazo estimado de resolución es de hasta 6 meses, y su publicación se realiza en los boletines oficiales correspondientes.

Algunos trámites del proceso de construcción de una planta solar pueden gestionarse en paralelo para reducir tiempos. Cada autorización tiene carácter habilitante y debe

obtenerse en un orden lógico: la AAP requiere una DIA favorable; la AAC no se concede sin AAP; y la construcción no puede comenzar sin AAC y licencia municipal. Finalmente, la Autorización Administrativa de Explotación solo se emite tras finalizar la obra y superar todas las verificaciones técnicas. En total, el proceso puede durar entre 5 y 8 años hasta alcanzar la operación comercial, aunque la fase de construcción puede lograrse en 3 a 4 años si se gestiona de forma eficiente.

6. Dimensionado de la planta

A continuación, se presenta el dimensionado de la instalación, abordando los criterios técnicos utilizados para su diseño. Se analizará la configuración de los módulos y strings, la disposición de las estaciones de potencia y el cálculo de los conductores, considerando tanto el criterio térmico como la caída de tensión.

6.1. Configuración de los módulos

Como se ha descrito en el apartado 4.2., para optimizar la captación de radiación solar en la planta, se utilizará un tracker de eje horizontal Este-Oeste, con el eje alineado en dirección Norte-Sur, permitiendo el movimiento de los paneles a lo largo del día. Esta configuración maximiza la producción energética al captar mejor la radiación solar durante la mañana y la tarde, distribuyendo la generación de manera más uniforme y evitando picos concentrados al mediodía.

En cuanto a la inclinación del eje del seguidor, lo habitual en estos sistemas es mantener un ángulo entre 0° y 10°, dependiendo de la latitud y los objetivos del proyecto. Para este diseño, se adoptará una inclinación de 10° como referencia, ya que optimiza la captación anual y permite un cálculo más conservador de las distancias entre filas, reduciendo el riesgo de sombras en los meses de menor irradiación.

A continuación, pasaremos a dimensionar la distancia de separación entre módulos (pitch) para minimizar el sombreado entre filas, especialmente en los meses de menor altura (invierno). La fórmula estándar para calcular esta distancia depende de la altura máxima del borde superior del módulo al estar inclinado y la latitud a la que se encuentra y es:

$$Distancia \geq \frac{Altura \ max.}{\tan(61^\circ - Latitud)}$$

Ecuación 1: Distancia de separación entre módulos.

Para determinar la altura máxima que alcanzan los módulos en su posición inclinada, se consideran tres factores: la longitud del módulo fotovoltaico, la inclinación del seguidor y la altura mínima del soporte. En este caso, los módulos tienen una longitud de 2.38

metros, el seguidor se inclinará 10°, y la altura máxima del soporte es de 2 metros. Por lo tanto, debido a la inclinación, el borde superior del módulo alcanzará una altura máxima de 2.91 metros sobre el suelo.

La planta se encuentra en una latitud de 41.39°, por lo que al sustituir en la *Ecuación 1*, la distancia mínima entre filas deberá ser de al menos 6.77 metros para evitar sombreado en invierno. Sin embargo, para garantizar un diseño más conservador y optimizar el rendimiento, en los cálculos se considerará una separación de 7 metros.

6.2. Configuración de los strings

Conociendo las características de los componentes seleccionados, es posible dimensionar el número de módulos y strings necesarios para la planta. Un string es un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie, diseñado para alcanzar un voltaje óptimo que maximice la eficiencia del inversor y garantice el correcto funcionamiento del sistema.

Para determinar la configuración adecuada, se empleará la *Ecuación 2*, la cual permitirá calcular el número de módulos por string en función de los parámetros eléctricos del sistema.

$$N^{\circ} \text{ módulos por string} = \frac{\text{Tensión del sistema}}{\text{Tensión del módulo en circuito abierto}}$$

Ecuación 2. Cálculo de número de módulos por string.

Antes de determinar el número de módulos por string, es necesario realizar un cálculo de seguridad para evaluar la tensión del módulo en condiciones extremas de temperatura. Dado que el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) aumenta cuando la temperatura disminuye, es fundamental corregir este valor para la temperatura mínima del sitio y asegurarnos de que la tensión total del string no exceda el límite del inversor.

Para ello, se aplicará la *Ecuación 3*, que permite calcular la V_{oc} corregida por temperatura, considerando el coeficiente de variación del voltaje con la temperatura.

$$V_{oc_{corr}} = V_{oc_{STC}} + [\text{Coef. temp.} \times (T_{min} - T_{STC}) \times V_{oc_{STC}}]$$

$$V_{oc_{corr}} = 48.4 + [-0.0029 \times (-10 - 25) \times 48.4] = 53.3 \text{ V}$$

Ecuación 3. Variación de tensión de circuito abierto con la temperatura

Sustituyendo los valores de la ficha técnica y considerando una temperatura mínima de -10°C , se obtiene que la tensión en circuito abierto corregida (V_{oc}) del módulo aumenta hasta 53.3 V. Por lo tanto, al sustituir los valores en la Ecuación 2, considerando una tensión del sistema de 1500V, se obtiene un resultado de 28.14 módulos por string. Dado que el número de módulos debe ser un valor entero, se redondeará a 28 módulos por string. A continuación, se presentan las características detalladas de cada string en la siguiente ilustración.

String de 28 módulos	
Módulos por string	28
Potencia máxima (kWp)	16.8
Tensión a máxima potencia (V)	1128.4
Intensidad a máxima potencia (A)	14.91
Tensión a circuito abierto (V)	1355.2
Intensidad de cortocircuito (A)	15.8

Ilustración 17: Características técnicas del string.

Se planea la instalación de una planta solar de 25 MWp con módulos fotovoltaicos de 600 Wp, por lo que se calculará el número total de módulos y, en consecuencia, la cantidad de strings necesarios.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potencia total}}{\text{Potencia por módulo}} = \frac{25,000,000}{600} = 41,666.66 \approx 41,667 \text{ módulos}$$

Ecuación 4: Número total de módulos.

$$N^{\circ} \text{ strings} = \frac{N^{\circ} \text{ módulos}}{N^{\circ} \text{ módulos por string}} = \frac{41,667}{28} = 1,488.1 \approx 1,489 \text{ strings}$$

Ecuación 5: Número total de strings.

Como verificación, con un total de 1,489 strings de 16.8 kWp cada uno, la planta alcanzará una capacidad de generación de 25,015 kWp.

6.3. Configuración de las estaciones de potencia

A continuación, se procederá a definir la cantidad de estaciones de potencia e inversores necesarias, así como el número de combiner boxes requeridos para la planta.

Se ha considerado el uso de 3 inversores, por lo que cada uno soportara una capacidad de 8,338.33 kWp, lo que permite alcanzar la potencia total de 25,015 kWp. Además,

como se muestra en la Ecuación 4, el ratio CC/CA obtenido es 1.22, dentro del rango recomendado (1.1 - 1.2), garantizando una sobredimensionación óptima del sistema.

$$\text{Ratio CC/CA} = \frac{8,338}{6800} = 1.22$$

Ecuación 6: Ratio CC/CA.

Distribuyendo los 1,489 strings entre los 3 inversores, cada inversor deberá gestionar 497 strings. Dado que cada combiner box cuenta con 20 entradas CC, se requerirá la conexión de 25 combiner boxes por inversor.

Cuadros de nivel	
Entradas CC	20
Potencia máxima (kWp)	336
Tensión a máxima potencia (V)	1128.4
Intensidad a maxima potencia (A)	298,2
Tensión a circuito abierto (V)	1355.2
Intensidad de cortocircuito (A)	316

Ilustración 18: Características técnicas de un cuadro de nivel.

6.4. Conductores

La instalación eléctrica de baja y media tensión estará compuesta por un circuito de corriente continua (CC), que transporta la energía generada por los módulos hasta los inversores, y un circuito de corriente alterna (CA), encargado de la distribución de la energía convertida hacia la red.

Para el dimensionamiento del cableado, se aplicarán los criterios establecidos en el Reglamento de Baja Tensión (REBT), ITC-BT-40 para instalaciones generadoras, considerando los siguientes aspectos clave:

- Se garantizará que la intensidad máxima admisible del cable no sea superada, teniendo en cuenta factores de temperatura, agrupamiento de cables y coeficientes de corrección. Según el ITC-BT-40, "Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador".

- Se controlará la caída de tensión en los conductores, asegurando que se mantenga dentro de los valores permitidos. De acuerdo con el ITC-BT-40, "La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no va a ser superior al 1,5% de la intensidad nominal"

Se distinguen cuatro principales tramos de cableado en la instalación. El primero corresponde al conexionado en corriente continua (CC) desde los módulos hasta las cajas de nivel, cuyos conductores estarán expuestos al aire libre y sujetos a la estructura de soporte de los módulos. Según el ITC-BT-19, tabla A.52.3, este tipo de instalación se clasifica bajo el método B1. Los cables utilizados en este tramo vienen incorporados en los propios módulos fotovoltaicos, correspondiendo a sus terminales positivo y negativo.

El segundo tramo abarca la conexión desde las cajas de nivel hasta la entrada del inversor, donde se ha optado por instalar los conductores de forma subterránea, clasificados según el método D1 del ITC-BT-19. Para este cableado de corriente continua, se ha seleccionado el conductor TOPSOLAR H1Z2Z2-K, diseñado específicamente para instalaciones solares, garantizando una alta resistencia a condiciones ambientales adversas y una óptima transmisión de energía.



En el tercer tramo, que comprende la conexión desde la salida del transformador hasta la subestación colectora, se utilizará el cable de media tensión X-VOLT RH5Z1 AL, seleccionado por su alta capacidad de aislamiento y su idoneidad para la transmisión eficiente de energía en sistemas de media tensión.



Finalmente, en el último tramo, desde la subestación colectora hasta la red de distribución en la SET Plaza 220 kV, se utilizará un cable de alta tensión de 132 kV $1 \times 240 \text{ mm}^2$ con aislamiento XLPE. Este cable es ampliamente utilizado en proyectos de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, especialmente en entornos industriales y urbanos, debido a su alta capacidad de corriente y resistencia térmica.



6.4.1. Criterio térmico

Siguiendo las directrices establecidas en el ITC-BT-40 y el ITC-BT-19, se procederá al dimensionamiento de todos los cables de la instalación, asegurando que su capacidad de conducción de corriente sea igual o superior al 125% de su intensidad máxima.

Para determinar la sección óptima de los conductores, se aplicarán una serie de coeficientes de corrección a la intensidad nominal de cada tramo, considerando factores como la temperatura ambiente, el tipo de instalación y el agrupamiento de cables. A partir de estos ajustes, se calculará la intensidad máxima admisible, lo que permitirá definir la sección mínima requerida para cada cable

6.4.1.1 Conductores desde los strings hasta los cuadros de nivel

En el primer tramo, la intensidad nominal de los strings es de 14.91 A, y se aplicarán dos factores de corrección para su dimensionamiento. Para una temperatura ambiente máxima de 40°C y aislamiento XLPE, según la tabla A.1, el factor de corrección por temperatura es:

$$K_1 = 1$$

Para el agrupamiento de circuitos, cada caja de nivel recibe 20 strings, distribuidos en dos bandejas con 10 strings cada una. Según la tabla C.52.3, el factor de corrección por agrupación es:

$$K_2 = 0.45$$

De este modo, la intensidad máxima admisible se calcula como:

$$I_{adm} = \frac{I_n}{K_1 \times K_2} \times 1.25 = \frac{14.91}{1 \times 0.45} \times 1.25 = 41.42 \text{ A}$$

Según la tabla de intensidades máximas admisibles, y considerando el método de instalación B1 con aislamiento XLPE en conductor de cobre, la sección mínima requerida es 6 mm².

6.4.1.2 Conductores desde los cuadros de nivel hasta los inversores

En el segundo tramo, donde el cable irá soterrado, la intensidad nominal de la caja de nivel es 298.2 A. Para su dimensionamiento, se aplicará un único factor de corrección, considerando una resistividad térmica del terreno de 2.5 Km/W y una temperatura del suelo de 25°C.

Dado que el cable se enterrará a 1 metro de profundidad, según la tabla A-7 del ITC-BT-07, el factor de corrección por profundidad es:

$$K_1 = 0.97$$

De este modo, la intensidad máxima admisible se calcula como:

$$I_{adm} = \frac{I_n}{K_1} \times 1.25 = \frac{298.2}{0.97} \times 1.25 = 384.27 \text{ A}$$

Según la tabla de intensidades máximas admisibles, y considerando el método de instalación D1 con aislamiento XLPE en conductor de cobre, la sección mínima requerida es 240 mm².

6.4.1.3 Conductores desde los transformadores hasta la subestación colectora

En el tercer tramo, correspondiente a media tensión, cada estación de potencia contará con un único conductor trifásico para la evacuación de energía. La intensidad nominal a la salida se calcula de la siguiente forma:

$$I_1 = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_1} = \frac{6800}{\sqrt{3} \times 20kV} = 196.3 \text{ A}$$

Según la ficha de especificaciones del conductor, la sección mínima requerida es de 95 mm².

6.4.1.3 Conductores desde la subestación colectora hasta la red de distribución de energía

Finalmente, en el tramo de alta tensión, saldrá un único cable hasta la conexión con la subestación de REE. La intensidad nominal a la salida será de la forma:

$$I_2 = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_2} = \frac{25000}{\sqrt{3} \times 132kV} = 109.35 \text{ A}$$

Según la ficha de especificaciones del conductor, la sección mínima requerida es de 240 mm².

6.4.2 Criterio de caída de tensión

Siguiendo los criterios de dimensionamiento del ITC-BT-40, se calcularán los cables garantizando que la caída de tensión no supere el 1,5%. Para verificar el cumplimiento de este criterio, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \times I_n \times L \times \rho}{S}$$

Siendo:

- ΔV → Caída de tensión
- I_n → Intensidad nominal
- L → Longitud del tramo

- ρ → Resistividad, sabiendo que a 40°C es 0.019 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S → Sección del cable

6.4.2.1 Conductores desde los strings hasta los cuadros de nivel

La intensidad nominal que circula por los strings es de 14.91 A, y la sección calculada en el apartado anterior es 6 mm². Para el cálculo, se considera la longitud más desfavorable, correspondiente a 100 m desde el string hasta la caja de nivel más lejana. Con estos valores, se obtiene:

$$\Delta V = \frac{2 \times I_n \times L \times \rho}{S} = \frac{2 \times 14.91 \times 100 \times 0.019}{6} = 9.44 \text{ V}$$

Considerando la tensión de este tramo, la caída de tensión calculada es:

$$\Delta V = 1128.4 \times 1.5\% = 16.92 \text{ V}$$

La caída máxima permitida para cumplir con la normativa es 16.92 V, por lo que, en este caso, no se supera dicho límite. Así, la sección del cable seleccionada cumple con ambos criterios de dimensionamiento.

6.4.2.2 Conductores desde los cuadros de nivel hasta los inversores

La intensidad nominal que circula por los strings es de 298.2 A, y la sección calculada en el apartado anterior es 6 mm². Para el cálculo, se considera la longitud más desfavorable, correspondiente a 300 m desde el cuadro de nivel hasta el inversor más lejano. Con estos valores, se obtiene:

$$\Delta V = \frac{2 \times I_n \times L \times \rho}{S} = \frac{2 \times 298.2 \times 300 \times 0.019}{240} = 14.16 \text{ V}$$

La caída máxima permitida para cumplir con la normativa es 16.92 V, por lo que, en este caso, no se supera dicho límite. Así, la sección del cable seleccionada cumple con ambos criterios de dimensionamiento.

6.4.2.3 Conductores desde los transformadores hasta la subestación colectora

La caída de tensión a la salida del transformador, al tratarse de corriente alterna, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I_n \times \left(\rho \times \frac{L}{S} \times \cos \varphi + X \times \frac{L}{S} \times \sin \varphi \right)$$

Siendo:

- X → Reactancia de conductores ($X = 0.1 \Omega/\text{km}$)

- φ → Factor de potencia ($\cos \varphi = 0.9$)
- L → Longitud del tramo
- ρ → Resistividad ($0.019 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ a 40°C)
- S → Sección del cable
- I_n → Intensidad nominal

Para el cálculo, se toma como referencia la intensidad nominal y la sección del conductor determinada en el apartado anterior, considerando una longitud de 50 m hasta la subestación colectora.

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 196.4 \times \left(0.019 \times \frac{50}{95} \times 0.9 + 1 \cdot 10^{-4} \times \frac{50}{95} \times 0.435 \right) = 3.07 \text{ V}$$

$$\Delta V = 20 \text{ kV} \cdot 1,5\% = 300 \text{ V}$$

Dado que el tramo entre la estación de potencia y la subestación colectora es muy corto, las pérdidas eléctricas son prácticamente despreciables y se mantienen dentro de los límites permitidos.

6.4.2.4 Conductores desde la subestación colectora hasta la red de distribución

De la misma forma que en el apartado anterior, se realizara el cálculo utilizando el mismo procedimiento, considerando los 2.3 km de distancia entre las subestaciones.

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 109.35 \times \left(0.0178 \times \frac{2300}{240} \times 0.9 + 1 \cdot 10^{-4} \times \frac{2300}{240} \times 0.435 \right) = 29.15 \text{ V}$$

$$\Delta V = 132 \text{ kV} \cdot 1,5\% = 1980 \text{ V}$$

Por lo tanto, la sección de los cables conductores cumple con el criterio de caída de tensión, ya que en los cuatro casos se verifica que $\Delta V < 1,5\%$.

6.5. Puesta a tierra

La puesta a tierra es un sistema de protección eléctrica que conecta determinadas partes de una instalación directamente con el terreno mediante conductores y electrodos. Su principal función es garantizar la seguridad de personas y equipos al desviar a tierra corrientes de fallo, como descargas atmosféricas o contactos indirectos, evitando así tensiones peligrosas.

En este caso, se emplearán picas enterradas en el terreno, conectadas al neutro en toda la zona de baja tensión. Según la ITC-BT-18, las picas serán de acero y deberán cumplir con los requisitos de diámetro y sección mínima establecidos en la ilustración 19, garantizando una correcta conductividad y resistencia de puesta a tierra.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección de los conductores de protección S (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S < 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 19: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: REBT.

De la tabla se deduce que la sección de los conductores será de 6 mm² hasta los cuadros de nivel y de 120 mm² desde estos hasta los inversores

7. Subestación colectora

7.1. Emplazamiento

La subestación colectora es un componente fundamental en el diseño de la infraestructura eléctrica para la evacuación de la energía generada por el parque solar. Su principal función es elevar la tensión de salida del parque solar, inicialmente de 30 kV, hasta los 132 kV requeridos para su integración en la subestación de Red Eléctrica de España (REE) llamada Plaza 220 kV.

Una característica destacada de esta instalación es la proximidad de la subestación colectora a la subestación de REE Plaza 220 kV, ubicada a tan solo 2.3 km de distancia. Dada esta corta distancia, se ha optado por llevar el cable de 132 kV soterrado, lo que no solo garantiza una mayor seguridad y menor impacto visual, sino que también reduce posibles riesgos asociados a las inclemencias del tiempo y mejora la estabilidad del sistema de evacuación.

7.2. Configuración de la subestación

La disposición de la subestación constará de un parque a la intemperie, donde se instalarán las posiciones de 132 kV y la transformación 30/132 kV, con la aparamenta y los embarrados montados sobre estructura metálica. Asimismo, se incluirá un pequeño edificio industrial que contará con dos salas, destinadas a medición, control y demás servicios auxiliares. A continuación, se presentan las distintas posiciones y sistemas auxiliares que conforman la subestación.

Posiciones de 132 KV

La posición de 132 kV será de tipo exterior convencional e híbrida blindada en SF6, con un esquema de barra simple. Esta configuración incluirá:

- Posición de línea:
 - Tres pararrayos-autovalvulas 132KV
 - Un transformador de tensión inductivo

- Modulo hibrido con aislamiento en SF6
 - Un seccionador tripolar equipado con cuchillas de puesta a tierra
 - Un interruptor automático tripolar
 - Tres transformadores de intensidad
 - Un seccionador tripolar de conexión a embarrado principal.
- Posición de barra:
 - Tres transformadores de tensión inductivos
- Posición de transformación:
 - Modulo hibrido con aislamiento en SF6
 - Un seccionador tripolar de conexión a embarrado principal.
 - Tres transformadores de intensidad
 - Un interruptor automático tripolar
 - Tres pararrayos-autovalvulas

Posicion de transformación 30/132KV

- Un transformador con relación de transformación 132/30 kV, potencia nominal 25 MVA ONAN/ONAF, YNd11, regulación en carga, instalación en intemperie y con aislamiento y enfriamiento en aceite.
- Tres pararrayos-autovalvulas 30KV

Posiciones de 30KV

La posición de 30 kV será de tipo celdas de interior blindada, con un esquema de barra simple. Esta configuración incluirá:

- Una celda de medida
 - Un interruptor automático tripolar de corte
 - Un seccionador tripolar
 - Tres transformadores de intensidad
 - Un juego de barras tripolares
- Una celda de acometida de transformador
 - Un interruptor automático tripolar de corte
 - Un seccionador tripolar
 - Tres transformadores de intensidad
 - Un juego de barras tripolares
 - Tres transformadores de tensión inductivos
- Tres celdas de línea
 - Tres transformadores de tensión inductivos

Sistemas auxiliares

La subestación colectora no solo debe contar con las posiciones principales para la conexión de líneas y transformadores, sino que también es crucial integrar sistemas adicionales que garanticen su eficiencia, seguridad y fiabilidad operativa. Estos sistemas complementarios abarcan áreas clave como el suministro de energía auxiliar, el control y protección de los equipos, y la seguridad de la instalación mediante un adecuado sistema de puesta a tierra. A continuación, se detallan los sistemas necesarios para el funcionamiento óptimo de la subestación:

- Sistema de servicios auxiliares: Va a garantizar el suministro de energía a los sistemas secundarios de la subestación, como el control, monitoreo y protección. Como elementos principales, el sistema contara con transformadores de tensión y cuadros generales de distribución. Asegurar un funcionamiento continuo mediante sistemas de respaldo o generadores de emergencia es crucial.
- Sistema de control y protecciones: Permitirá el monitoreo y control remoto/local de la subestación, con relés de protección para detectar fallos y actuar automáticamente. Utilizará un sistema SCADA para supervisar en tiempo real y ejecutar maniobras sin intervención manual, garantizando una respuesta rápida ante cualquier anomalía.
- Sistema de puesta a tierra: Asegurará la seguridad de la instalación mediante una malla de cobre enterrada a 0.8 metros de profundidad, protegiendo contra descargas eléctricas. Todos los equipos metálicos están conectados a esta malla, desviando las corrientes de fallo y protegiendo al personal de posibles accidentes eléctricos.

Además, la subestación tendrá unas instalaciones auxiliares que son sistemas complementarios esenciales para el correcto funcionamiento y seguridad de la instalación. Además de los equipos principales, la subestación contará con un sistema de protección contra incendios equipado con detectores, extintores automáticos y rociadores para prevenir y controlar posibles incendios. Se instalará un sistema de anti-intrusión, con cámaras CCTV, sensores de movimiento y alarmas para proteger la subestación de accesos no autorizados. Un sistema de climatización garantizará que los equipos mantengan temperaturas adecuadas, evitando sobrecalentamientos. Asimismo, se incorporará un sistema de alumbrado eficiente, utilizando luces LED para asegurar visibilidad y seguridad en todo el recinto.

Finalmente, se instalará un edificio de control que albergará las distintas celdas de media tensión (MT), armarios de control, distribución y medición, así como los sistemas auxiliares necesarios para el funcionamiento de la subestación. Este edificio estará compuesto por dos áreas diferenciadas: una sala principal dedicada a los equipos de control, donde se concentrarán los sistemas de monitoreo y gestión operativa, y una

sala secundaria destinada a albergar los demás sistemas auxiliares, como los equipos de protección y los sistemas de alimentación. El edificio contará con unas dimensiones de 20 metros de largo por 7.5 metros de ancho, proporcionando el espacio adecuado para una instalación ordenada y segura, permitiendo un acceso fácil para el mantenimiento y la supervisión.

8. Diseño, distribución y configuración de la instalación

En este apartado se describe el proceso seguido para el diseño y estructuración de los componentes principales de la instalación. Se detallará la distribución de los elementos clave, así como los aspectos necesarios para garantizar una configuración eficiente y segura, adaptada a las condiciones del emplazamiento.

En el primer plano incluido en el Anexo I se muestra la totalidad del Polígono Logístico PLAZA (Plataforma Logística de Zaragoza), situado al suroeste de la capital aragonesa. Tal como se aprecia en la imagen, el polígono colinda con la carretera A-2 en dirección a Madrid y se encuentra actualmente en pleno proceso de desarrollo y expansión. En el mismo plano, se ha señalado mediante un recuadro rojo la ubicación exacta de nuestra planta de energía renovable.

8.1. Análisis del espacio y disposición de los elementos

En el segundo plano recogido en el Anexo I se puede observar la distribución detallada de los distintos componentes dentro de la parcela destinada a la instalación. En primer lugar, se ha dejado un margen perimetral de 7 metros a lo largo del contorno del emplazamiento, tanto por razones de seguridad como para permitir el paso de posibles vehículos motorizados.

Los 1.489 strings fotovoltaicos se han dividido en tres grupos, asignando uno a cada estación de potencia. Estos grupos están diferenciados cromáticamente: cian (498 strings), verde (491 strings) y rojo (500 strings), según el grupo al que pertenecen. Asimismo, se han dispuesto caminos de tránsito (en color naranja) destinados al personal de operación y mantenimiento, así como a vehículos autorizados.

En la zona rayada en verde se ha habilitado un espacio específico para la deposición de materiales, mercancías y vehículos durante la fase de montaje y acondicionamiento de la planta. También se identifica claramente la subestación colectora (en color negro), equipada con toda la aparamenta necesaria para la transformación y el transporte de energía en alta tensión hacia la subestación colectora PLAZA 220 kV.

Por último, adyacente a la subestación, se ubican los seis nudos de baterías de almacenamiento, que permitirán optimizar la gestión energética y aumentar la rentabilidad global de la planta.

Por último, en los últimos planos del Anexo I se representa en detalle toda la infraestructura descrita en el apartado 7 (subestación colectora). En estos dos últimos planos se puede observar la disposición completa de la subestación colectora, así como del edificio de control, que alberga tanto la sala de celdas como una sala de monitorización, equipada con todos los sistemas de protección y supervisión necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y la seguridad de la instalación.

9. Análisis de producción

En el análisis de producción de este proyecto, se utilizarán herramientas de simulación avanzadas como PVGIS y PVsyst para estimar el rendimiento energético de la planta solar. PVGIS proporcionará datos climáticos y de irradiación solar específicos para la ubicación, mientras que PVsyst se empleará para modelar el sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta factores como la eficiencia de los paneles, la inclinación, la orientación y las pérdidas.

9.1. Radiación

En cuanto a la irradiación solar, es importante comprender los diferentes tipos de radiación que influyen en la producción de energía. La radiación directa es la energía que llega directamente desde el sol a la superficie terrestre sin ser dispersada por la atmósfera, y es la principal fuente de energía para los sistemas solares cuando el cielo está despejado. La radiación difusa es la que se dispersa en la atmósfera debido a las moléculas de aire, agua y otras partículas, y tiene un papel crucial en días nublados. Finalmente, la radiación reflejada proviene de la reflexión de la luz solar sobre superficies como el suelo o el agua, y aunque su impacto es menor, puede influir en la producción de energía solar, especialmente en superficies altamente reflectantes.

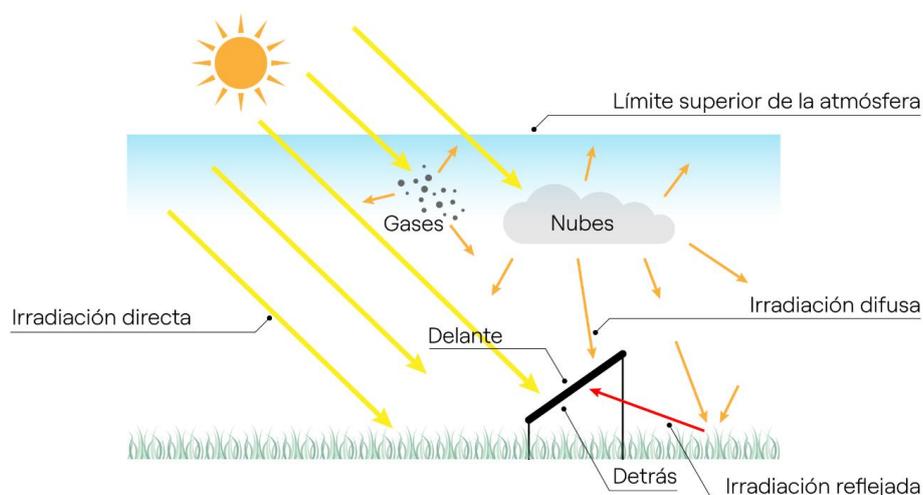


Ilustración 20: Tipos de radiación solar.

El albedo se refiere a la medida de la reflectividad de una superficie, indicando el porcentaje de radiación solar que se refleja en comparación con la que absorbe. El albedo del suelo afecta la eficiencia de los sistemas solares, especialmente en instalaciones con paneles bifaciales, que pueden aprovechar la radiación reflejada desde el suelo. Este valor depende del tipo de superficie, ya que suelos más claros o cubiertos de nieve tienen un albedo alto, mientras que suelos oscuros o rugosos tienen un albedo bajo.

A continuación, se utilizará PVGIS para obtener los datos de irradiación solar específicos de la ubicación del proyecto, proporcionando información precisa sobre la disponibilidad de energía solar en la zona. La irradiación mensual del sistema solar con seguimiento se presenta en la Ilustración 21.

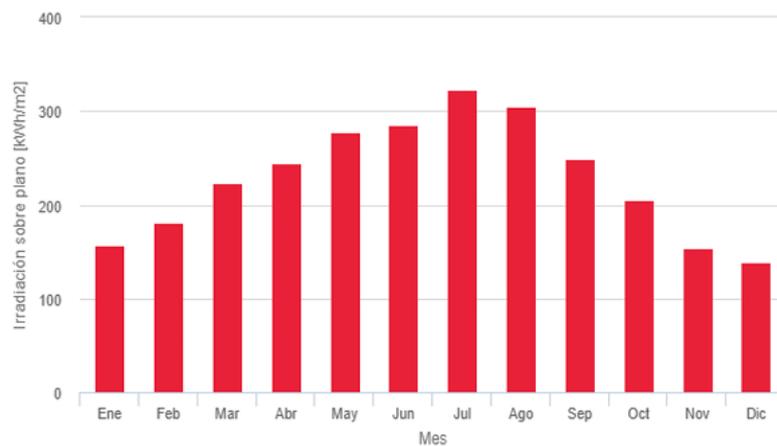


Ilustración 21: Irradiación solar. Fuente: PVGIS.

Otro aspecto relevante a considerar es el perfil del horizonte del emplazamiento seleccionado, es decir, la trayectoria que sigue el sol a lo largo del año en función de las estaciones. Este perfil varía según el ángulo azimutal y la altitud solar afectando directamente a la cantidad de radiación solar disponible para los paneles.

El software de simulación PVGIS facilita la visualización de este comportamiento mediante un gráfico, mostrado en la Ilustración 22, donde se puede observar cómo varía la elevación solar en los diferentes meses del año y cómo el perfil del horizonte influye en la eficiencia de la instalación.

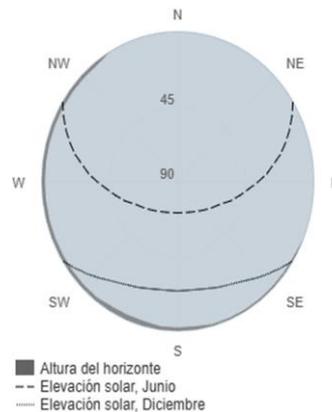


Ilustración 22: Elevación solar en el emplazamiento. Fuente: PVGIS.

9.2. Software PVsyst

En este apartado, una vez finalizada la configuración de la planta, con el software PVsyst se procederá a simular la producción de energía de la instalación. PVsyst es una herramienta avanzada de simulación y diseño de sistemas fotovoltaicos, que permite modelar el rendimiento energético de las plantas solares en función de diversos parámetros. Los datos obtenidos de esta simulación serán utilizados para realizar el análisis de viabilidad económica del proyecto.

La instalación solar fotovoltaica consta de 41.667 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino, cada uno con una potencia máxima de 600 Wp. Estos módulos están organizados en strings de 28 módulos, sumando un total de 1.489 strings, los cuales están montados en trackers con seguimiento solar en el eje este-oeste para optimizar la captación de energía a lo largo del día.

Toda la energía generada en corriente continua por los módulos se canaliza a través de 3 estaciones de potencia Sungrow SG6800HV-MV, que convierten la electricidad a corriente alterna de media tensión (30 kV). Esta energía se unifica posteriormente en la subestación colectora, que aumenta la tensión a 132 kV para ser evacuada a la red eléctrica mediante la subestación PLAZA 220 kV.

En primer lugar, se introducirán los elementos previamente definidos y su configuración, para luego cargar la base de datos meteorológica. Se seleccionó Meteonorm 8.2, que proporciona datos de irradiación y meteorología de la ubicación desde 2001 hasta 2020, los cuales permitirán evaluar las condiciones climáticas y solares de la zona.

Asimismo, se tendrán en cuenta diversas pérdidas que pueden afectar al sistema. Entre las principales pérdidas consideradas, se incluyen: la pérdida por suciedad en los módulos (~3%), debido a la acumulación de polvo y suciedad; la pérdida debido al nivel de irradiancia (~6%), por la variabilidad de la radiación solar que llega a los paneles; la pérdida por temperatura (~2%), consecuencia del calor elevado que reduce la eficiencia

de los módulos; y la pérdida por desajuste (mismatch) (~1%), que ocurre cuando los módulos dentro de un string no están perfectamente alineados en términos de rendimiento. Estas pérdidas se detallan en la Ilustración 23.

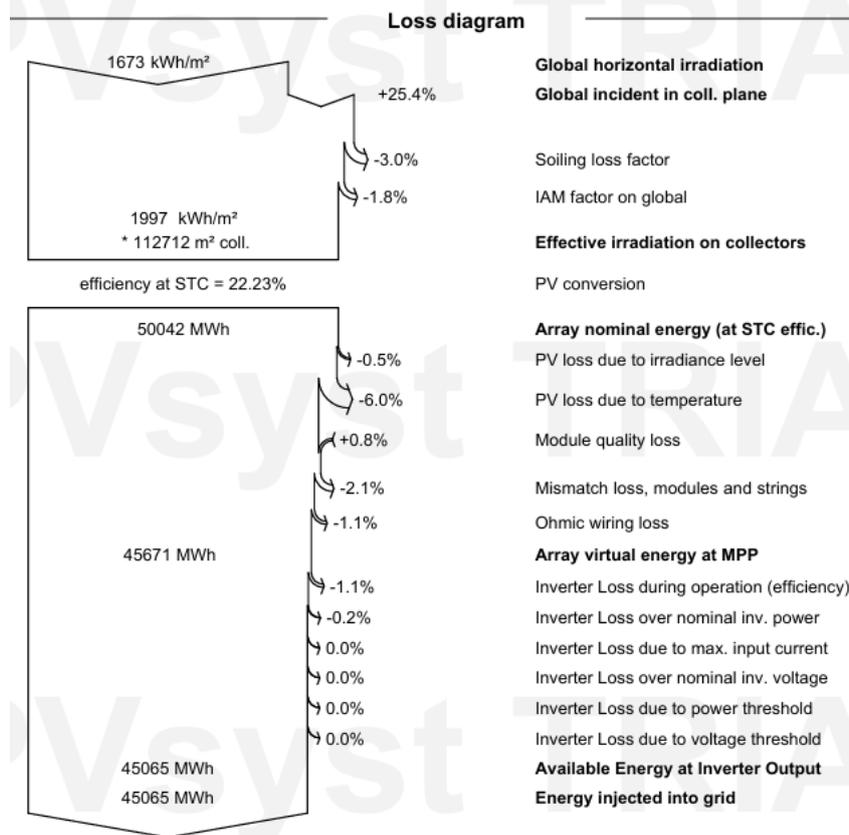


Ilustración 23: Diagrama de pérdidas.

Para concluir, tras simular la instalación, y como se muestra en la Ilustración 24, se estima que la energía producida anualmente y entregada a la red será de 45.065 MWh/año, lo que corresponde a 1.802 horas efectivas al año (kWh/kWp). Además, el performance ratio se estima en 85.9%, lo que refleja la eficiencia real del sistema en comparación con la energía idealmente esperada, teniendo en cuenta las pérdidas operativas y ambientales. Es importante destacar que el rango de producción es amplio, con el mínimo de 2.239 MWh en diciembre representando solo el 43% del máximo de 5.210 MWh alcanzado en julio.

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	58.1	25.21	6.16	112.8	108.3	2586	2555	0.905
February	83.0	33.81	7.32	133.2	127.6	3008	2975	0.892
March	130.7	49.56	10.90	170.6	162.4	3761	3718	0.871
April	165.8	63.70	13.58	183.8	174.1	4018	3973	0.864
May	207.0	76.03	18.01	221.9	210.3	4789	4737	0.853
June	220.4	73.98	22.97	234.9	223.5	5011	4957	0.844
July	233.6	60.36	25.95	251.3	239.0	5267	5210	0.829
August	203.3	59.21	25.51	225.1	213.8	4715	4662	0.828
September	153.0	50.55	20.70	189.6	179.8	4045	4000	0.843
October	104.6	39.09	16.23	157.2	150.3	3445	3406	0.866
November	64.2	26.01	9.91	118.0	113.3	2663	2632	0.891
December	49.1	23.19	6.19	98.8	94.9	2266	2239	0.906
Year	1672.7	580.70	15.33	2097.3	1997.5	45573	45065	0.859

Ilustración 24: Resultados de la simulación.

10. Análisis económico y financiero

Este apartado integra los aspectos clave para valorar la viabilidad del proyecto, incluyendo las modalidades de venta de energía, los ingresos previstos, los costes de inversión y operación, y el modelo financiero que permite estimar su rentabilidad.

10.1. Modalidades de comercialización de la energía

Existen diversas formas de comercializar la energía generada en un parque fotovoltaico con almacenamiento, siendo las dos principales la venta directa al mercado eléctrico (pool) y la firma de contratos de compraventa de energía (PPA). Ambas modalidades presentan características, riesgos e ingresos distintos, y su elección influye directamente en la estabilidad y rentabilidad del proyecto.

Venta directa al mercado eléctrico (pool)

La venta de energía al mercado eléctrico mayorista, también conocido como pool, consiste en ofertar la energía generada por la planta fotovoltaica en el mercado diario u horarios gestionados por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). En este modelo, la energía se vende al precio horario fijado en el mercado, que varía en función de la oferta y la demanda de electricidad.

El funcionamiento de la venta al pool se basa en un mercado marginalista, donde las ofertas de energía se presentan para cada hora del día siguiente. En este mercado, se establecen dos curvas: la de oferta (venta), representada por las centrales generadoras, y la de demanda (compra), representada por las comercializadoras y consumidores, como se puede observar en la Ilustración 25. El precio se define por el precio marginal, es decir, el precio de la última oferta aceptada en el mercado, y todos los generadores reciben ese precio por su energía.



Ilustración 25: Casación de las curvas de compra y venta de energía.

En la Ilustración 26, se muestran las curvas agregadas de oferta y demanda del mercado eléctrico mayorista, ilustrando cómo los precios y la cantidad de energía varían según la oferta de los generadores. Inicialmente, la curva de oferta comienza en un precio relativamente alto debido a las ofertas de centrales térmicas, con altos costos operativos. A medida que entran fuentes renovables como la solar, eólica y nuclear, los precios disminuyen, ya que estas fuentes tienen costes operativos más bajos.

Con el aumento de la demanda, la curva de compra sube, indicando que se necesitan fuentes más caras como centrales de gas y fuel para cubrir la diferencia. Este proceso refleja ajustando el precio en función de las fuentes de energía utilizadas, con las renovables dominando en momentos de baja demanda y las centrales térmicas incrementando los precios cuando la demanda crece.

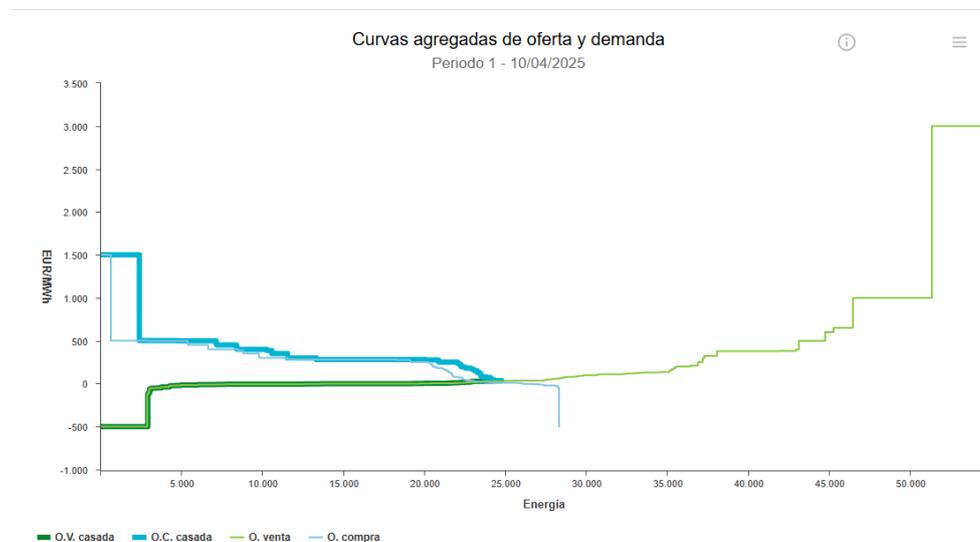


Ilustración 26: Curvas agregadas de oferta y demanda. Fecha: 10/04/2025.

Las ventajas de esta venta a mercado incluyen liquidez y acceso libre al mercado, ingresos elevados en picos de demanda y flexibilidad operativa con BESS. Los inconvenientes son la alta volatilidad de precios, lo que crea incertidumbre en los ingresos, y la dificultad para obtener financiación a largo plazo debido a la falta de ingresos estables, además de la posibilidad de no ser rentable en momentos de precios bajos debido al exceso de energía renovable y baja demanda.

En el contexto del mercado, los sistemas de almacenamiento (BESS) aportan una ventaja clave: permiten arbitraje energético. Esto significa que la planta puede almacenar la energía en horas de precios bajos y venderla en horas de precios altos, maximizando los ingresos y reduciendo el impacto de la volatilidad.

Power Purchase Agreement (PPA)

Un Power Purchase Agreement (PPA) es un contrato a largo plazo entre un productor de energía renovable y un comprador (generalmente una empresa o entidad pública) que acuerdan un precio fijo por la electricidad que se generará en un proyecto específico. Este acuerdo proporciona al comprador acceso a energía renovable a un precio predecible, mientras que el productor obtiene la seguridad financiera necesaria para financiar la construcción de la planta de energía.

Las modalidades de PPAs incluyen diversas opciones según la ubicación de la planta de generación y la forma de entrega de energía. El PPA Onsite permite al comprador consumir directamente la energía generada en sus instalaciones, mientras que el PPA Offsite inyecta la energía a la red y proporciona créditos al comprador. En un PPA Físico, la electricidad se entrega directamente al comprador a través de la red, mientras que el PPA Virtual no implica entrega física, sino que se acuerda un precio fijo por la energía y se liquidan las diferencias con el mercado. Dado que en este proyecto se optará por la venta directa a mercado, no se profundizará más en este aspecto.

10.2. Estimación de ingresos

Finalmente, se ha optado por vender la energía al pool en lugar de firmar un PPA debido a la flexibilidad y liquidez que ofrece el mercado mayorista. Este modelo permite aprovechar las fluctuaciones de precios y maximizar los ingresos en momentos de alta demanda, lo que es especialmente ventajoso para las plantas con BESS. Al poder almacenar energía en momentos de precios bajos y venderla cuando los precios son más altos, el pool ofrece mayor rentabilidad y adaptabilidad frente a las condiciones del mercado, sin los compromisos a largo plazo de un PPA.

La Ilustración 27 muestra los precios medios históricos de la casación diaria en el mercado mayorista de electricidad MIBEL en España, correspondientes a cada mes desde 2021 hasta 2024. Estos precios reflejan la variabilidad y volatilidad del mercado

eléctrico, que se ve influenciada por factores como la demanda, la oferta de energía renovable (solar, eólica), y el precio de combustibles fósiles.

Como se puede observar, los precios fluctúan considerablemente de un mes a otro, con altos picos en meses como enero y diciembre debido a un aumento en la demanda energética (por el frío en invierno) y una posible bajada en la producción renovable en estos meses. A su vez, los precios en 2023 y 2024 muestran una tendencia decreciente en comparación con 2021 y 2022, lo que podría reflejar el aumento de la capacidad de generación renovable instalada, lo que contribuye a reducir los precios a medida que una mayor proporción de la energía proviene de fuentes más baratas y limpias.

	2021	2022	2023	2024
Enero	60,17	201,72	69,55	74,10
Febrero	28,49	200,22	133,47	40,00
Marzo	45,44	283,30	89,61	20,28
Abril	65,02	191,52	73,73	13,67
Mayo	67,12	187,18	74,21	30,40
Junio	83,30	169,63	93,02	56,08
Julio	92,42	142,66	90,47	72,31
Agosto	105,94	154,89	96,05	91,05
Septiembre	156,14	141,07	103,34	72,62
Octubre	200,60	127,21	90,14	68,54
Noviembre	193,43	115,56	63,45	104,43
Diciembre	239,16	96,95	72,17	111,24
Media	111,44	167,66	87,43	62,89

Ilustración 27: Precios históricos de casación. Fuente: OMIP.

Como se observa en la Ilustración 28, los SPEL Solar Futures son contratos financieros de futuros que reflejan el perfil de generación solar fotovoltaica, permitiendo a los participantes del mercado cubrir el riesgo asociado a la variabilidad de la producción solar. Para este proyecto fotovoltaico, se utilizarán los precios de estos contratos como base para estimar los ingresos futuros de la planta. Esta proyección de ingresos potenciales facilita la realización de un análisis financiero más preciso y fundamentado.

SPEL Solar Futures - Year												
Contract name	SESSION INFO			LAST DEAL			END OF DAY INFO			REFERENCE PRICES		
	Best bid (€/MWh)	Best Ask (€/MWh)	Volume (MWh)	Price (€/MWh)	Time	Volume (MWh)	Open Interest	Nr of Contracts	OTC volume (MWh)	D (€/MWh)	D-1 (€/MWh)	
 FTS YR-26	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	55	0	0	44.78	44.05	
 FTS YR-27	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	55	0	0	43.31	42.60	
 FTS YR-28	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	43.31	42.60	
 FTS YR-29	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	43.00	42.30	
 FTS YR-30	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	42.39	41.70	
 FTS YR-31	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	39.34	39.34	
 FTS YR-32	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	39.34	39.34	
 FTS YR-33	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	39.06	39.06	
 FTS YR-34	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	38.77	38.77	

Ilustración 28: Futuros solares. Fuente: OMIP.

10.3. Inversión inicial y costes de operación

Para realizar el modelo financiero del proyecto, es esencial evaluar tanto la inversión inicial (CapEx) como los costes operativos (OpEx). Estos elementos son fundamentales para calcular la rentabilidad y viabilidad económica del parque solar a lo largo de su vida útil.

Capital Expenditure (CapEx)

El CapEx o gasto de capital de una planta solar fotovoltaica incluye todos los gastos iniciales necesarios para la construcción y puesta en marcha de la instalación. Esto abarca la adquisición de equipos, la infraestructura, los trabajos preliminares y de ingeniería, los terrenos, así como los permisos y licencias requeridos para operar legalmente. La inversión inicial está desglosada en el Anexo IV - Presupuesto, donde se detallan los diferentes componentes y sus respectivos costes, proporcionando una visión clara de la asignación de recursos en la fase de implementación del proyecto. La totalidad de la inversión inicial asciende a 12,015,423 €.

Inversión inicial (CapEx)	
Equipos	10.317.373,00 €
Cableado	133.000,00 €
Subestación colectora	1.408.250,00 €
Terrenos y desarrollo de infraestructura	109.300,00 €
Permisos, licencias y documentos	47.500,00 €
Total	12.015.423,00 €

Ilustración 29: Inversión inicial.

La tabla presenta un resumen del desglose de la inversión inicial del proyecto, incluyendo equipos, cableado, subestación, adecuación del terreno y permisos. Esta inversión se traduce en un coste específico de 480.616,92 €/MW, considerando la potencia total del proyecto. Tras contrastarlo con referencias de otros proyectos de escala similar, este valor se sitúa dentro de un rango razonable, siendo incluso competitivo para instalaciones que integran almacenamiento con BESS.

Operational Expenses (OpEx)

El OpEx o gastos operativos de la instalación incluye todos los costes recurrentes necesarios para el mantenimiento y funcionamiento a lo largo de la vida útil del proyecto. Esto abarca mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, así como gestión y monitorización del rendimiento de la instalación. También se incluyen los seguros, costes de personal y otros gastos asociados a la optimización y control de la eficiencia del sistema. La Ilustración 30 muestra un desglose detallado de los principales costes operativos de la planta, que ascienden a un total de 42.500 € anuales.

OpEx	
Mantenimiento preventivo y correctivo	10.000,00 €
Gestión y monitorización	7.500,00 €
Seguros, costes de personal y otros	25.000,00 €
Total	42.500,00 €

Ilustración 30: OpEx

10.4. Modelo financiero

Este apartado recoge el análisis económico detallado del proyecto, desde la estimación de ingresos hasta la evaluación de su rentabilidad y estructura de financiación. A través de proyecciones de flujos de caja y métricas clave, se valora la viabilidad y el retorno esperado de la inversión.

10.4.1. Ingresos

En este subapartado se estimarán los ingresos generados por la planta fotovoltaica y el sistema de almacenamiento BESS. La principal fuente de ingresos será la venta de energía en el mercado, utilizando como referencia los precios futuros obtenidos del

OMIP (apartado 9.2). La producción anual estimada es de 45.065 MWh según la simulación de PVsyst, ajustada mediante una degradación del 0,5% anual para reflejar el envejecimiento progresivo de la instalación. Por lo tanto, los ingresos se calcularán multiplicando el precio de venta por la producción anual, y los resultados se presentan en la Ilustración 32.

Los ingresos anuales de un sistema de almacenamiento son más complejos de estimar, ya que dependen en gran medida de la estrategia de operación y de la volatilidad del mercado eléctrico. Para simplificar el cálculo, se ha utilizado la siguiente fórmula basada en la energía útil despachable anual y el ‘spread’ medio, es decir, la diferencia entre el precio de compra y el de venta de la energía. La energía útil despachable anual se obtiene a partir de la capacidad de la batería, el número de ciclos completos al año y la eficiencia del sistema.

Ingresos baterías anual (€)

$$= \text{Energía útil despachable anual (MWh)} \times \text{Spread medio (€)}$$

$$= [\text{Capacidad útil} \times \text{Ciclos anuales} \times \text{Eficiencia}] \times \text{Spread}$$

En la Ilustración 31 se representa la evolución de los precios del mercado diario de electricidad en abril de 2024, donde se observan precios bajos durante la madrugada y el mediodía, y precios elevados en las horas punta de la mañana y la tarde-noche. Este comportamiento es coherente con la dinámica típica del mercado mayorista español (OMIE) en los años 2023–2024, donde los precios pueden descender hasta 10–25 €/MWh, e incluso alcanzar valores cercanos a 0 €/MWh o negativos en momentos de alta generación renovable, y superar los 70–100 €/MWh en escenarios de demanda alta y menor aporte renovable. Sin embargo, en la práctica, no todos los MWh de los sistemas de almacenamiento se cargan en la hora más barata ni se descargan en la más cara, por lo que se ha considerado asumir un spread operativo de entre 30 y 40 €/MWh. Dentro de este rango, se adopta un spread medio de 35 €/MWh como valor equilibrado entre eficiencia operativa y realismo económico.

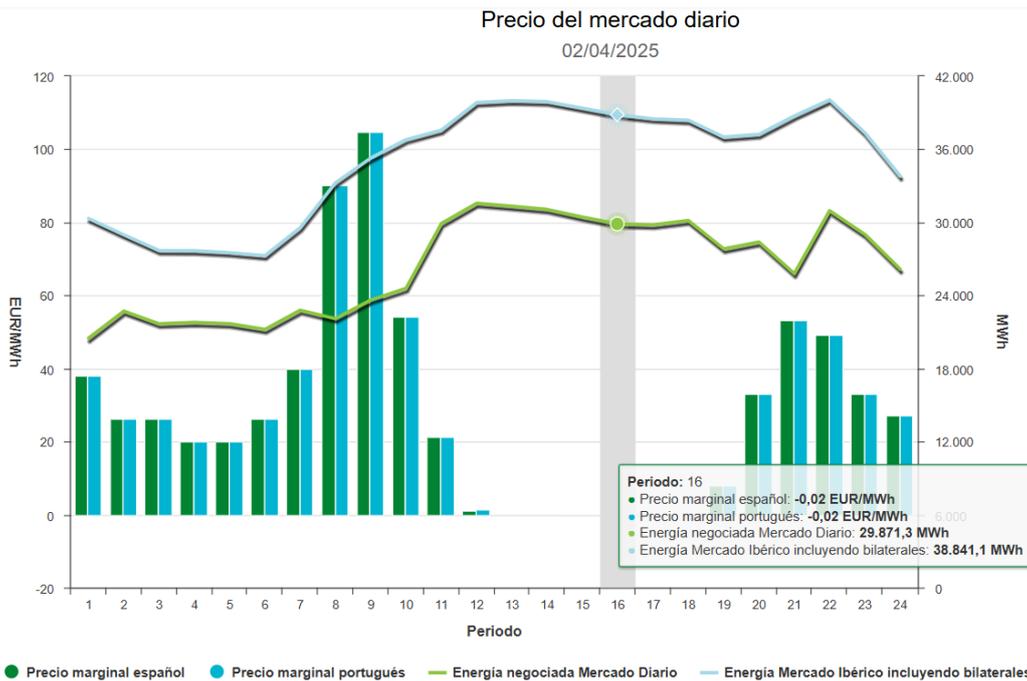


Ilustración 31: Precio electricidad del mercado diario.

Suponiendo un ‘spread’ medio de 35 €/MWh y una eficiencia del sistema del 90%, y considerando la instalación de 6 módulos de baterías con una capacidad nominal total de 30,1 MWh, así como un ciclo completo diario de carga y descarga, se estiman a continuación los ingresos anuales generados por el sistema de almacenamiento.

Ingresos baterías anual (€)

$$= [Capacidad\ útil \times Ciclos\ anuales \times Eficiencia] \times Spread$$

$$= [30.1 \times 365 \times 0.9] \times 35 = 346,074.75 \text{ €}$$

La totalidad de los ingresos, incluyendo tanto la planta fotovoltaica como el sistema de almacenamiento, se muestra en la Ilustración 32, a lo largo de los 25 años de operación de la planta. En el caso del almacenamiento, se ha considerado un incremento del 2 % en los ingresos anuales debido a la mayor volatilidad de precios que genera el aumento de renovables, lo que mejora la rentabilidad del sistema al ampliar la diferencia entre precios bajos y altos en el mercado.

Año	Precio venta de energía (€/MWh)	Produccion anual (MWh)	Ingresos fotovoltaica (€)	Ingresos baterías (€)	Ingresos totales (€)
2026	44,78 €	45.065,00 €	2.018.010,70 €	346.074,75 €	2.364.085,45 €
2027	43,31 €	44.839,68 €	1.942.006,32 €	352.996,25 €	2.295.002,57 €
2028	43,31 €	44.615,48 €	1.932.296,29 €	360.056,17 €	2.292.352,46 €
2029	43,00 €	44.392,40 €	1.908.873,17 €	367.257,29 €	2.276.130,46 €
2030	42,39 €	44.170,44 €	1.872.384,83 €	374.602,44 €	2.246.987,27 €
2031	39,34 €	43.949,59 €	1.728.976,68 €	382.094,49 €	2.111.071,16 €
2032	39,34 €	43.729,84 €	1.720.331,79 €	389.736,38 €	2.110.068,17 €
2033	39,06 €	43.511,19 €	1.699.547,00 €	397.531,11 €	2.097.078,11 €
2034	38,77 €	43.293,63 €	1.678.494,11 €	405.481,73 €	2.083.975,84 €
2035	37,45 €	43.077,16 €	1.613.036,37 €	413.591,36 €	2.026.627,73 €
2036	36,64 €	42.861,78 €	1.570.403,16 €	421.863,19 €	1.992.266,35 €
2037	35,83 €	42.647,47 €	1.528.155,96 €	430.300,45 €	1.958.456,41 €
2038	35,03 €	42.434,23 €	1.486.291,97 €	438.906,46 €	1.925.198,43 €
2039	34,22 €	42.222,06 €	1.444.808,42 €	447.684,59 €	1.892.493,01 €
2040	33,41 €	42.010,95 €	1.403.702,55 €	456.638,28 €	1.860.340,83 €
2041	32,61 €	41.800,90 €	1.362.971,61 €	465.771,05 €	1.828.742,66 €
2042	31,80 €	41.591,89 €	1.322.612,89 €	475.086,47 €	1.797.699,36 €
2043	30,99 €	41.383,93 €	1.282.623,69 €	484.588,20 €	1.767.211,89 €
2044	30,19 €	41.177,01 €	1.243.001,31 €	494.279,96 €	1.737.281,27 €
2045	29,38 €	40.971,13 €	1.203.743,09 €	504.165,56 €	1.707.908,65 €
2046	28,57 €	40.766,27 €	1.164.846,38 €	514.248,87 €	1.679.095,25 €
2047	27,77 €	40.562,44 €	1.126.308,54 €	524.533,85 €	1.650.842,39 €
2048	26,96 €	40.359,63 €	1.088.126,95 €	535.024,53 €	1.623.151,48 €
2049	26,15 €	40.157,83 €	1.050.299,03 €	545.725,02 €	1.596.024,05 €
2050	25,35 €	39.957,04 €	1.012.822,18 €	556.639,52 €	1.569.461,70 €

Ilustración 32: Ingresos.

10.4.2. Análisis de flujo de caja

El modelo financiero calcula los flujos de caja descontados de la planta solar con el sistema de almacenamiento de baterías. Su objetivo es estimar el dinero que el proyecto generará año tras año después de cubrir sus gastos operativos, inversiones y necesidades de capital de trabajo. El flujo de caja libre (Free Cash Flow) es la cantidad neta de efectivo disponible que se puede reinvertir, distribuir o utilizar para financiar otras actividades.

Este tipo de análisis permite evaluar la rentabilidad del proyecto a lo largo de su vida útil y es clave para calcular indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR). Además, ayuda a anticipar necesidades de financiación, optimizar la planificación económica y dar mayor confianza a inversores o entidades bancarias.

Como se observa en la Ilustración 33, el modelo financiero se estructura en tres grandes bloques: el flujo de caja operativo (Operating Cash Flow - OCF), la inversión en activos (CAPEX) y la variación del capital de trabajo (Δ NWC), elementos fundamentales para entender la generación de caja neta de un proyecto renovable.

El Cash Flow Operativo (OCF) representa el efectivo que genera el proyecto con su actividad principal, antes de considerar inversiones o financiación. Parte de los ingresos

(Revenues), procedentes de la venta de electricidad de la planta fotovoltaica y del sistema BESS, ajustados con una inflación anual del 1,5 % para reflejar el aumento esperado de los precios a lo largo del tiempo. A estos ingresos se restan los COGS y los Fixed Costs, que en conjunto representan el OpEx del proyecto: el mantenimiento preventivo y correctivo se incluye como COGS, mientras que la gestión, seguros y costes de personal se contabilizan como costes fijos. La diferencia da lugar al EBITDA, una medida clave de rentabilidad bruta. Después se descuenta la Depreciación, que refleja el desgaste contable de los activos sin ser una salida real de caja, obteniéndose así el EBIT. A partir de este beneficio operativo se calculan los Impuestos (Taxes), y finalmente se obtiene el NOPAT (Net Operating Profit After Taxes). Como la depreciación no representa un flujo de efectivo, el OCF puede aproximarse a la suma de NOPAT y depreciación.

El segundo bloque es el CAPEX, que recoge la inversión inicial necesaria para construir y poner en marcha la planta, la cual se detalla en el apartado 9.3. Además, al finalizar los 25 años de operación, se estima un valor residual del 10 % para los módulos fotovoltaicos y del 5 % para las baterías, reflejando su posible valor de reventa o reutilización tras el fin de vida útil del proyecto.

Finalmente, se incluye la Variación del Capital de Trabajo Neto (Δ NWC), que representa los recursos necesarios para la operativa diaria. El NWC está compuesto por elementos como inventarios (0 días), cuentas por cobrar (1 día), caja (20 % del efectivo disponible), cuentas por pagar y gastos devengados (ambos con 30 días). Un aumento del NWC, como el observado en 2025, implica una salida de efectivo, ya que más recursos quedan inmovilizados en operaciones. En cambio, una reducción en años siguientes indica una entrada de caja, al recuperar fondos previamente invertidos.

Periods	2025	2026	2027
			1,5%
1			
Revenues:	2.364.085,45	2.329.427,61	
COGS:	10.000,00	10.150,00	
Fixed Costs:	32.500,00	32.987,50	
EBITDA	2.321.585,45	2.286.290,11	
Depreciation:	480.600,00	480.600,00	
EBIT	1.840.985,45	1.805.690,11	
Taxes:	460.246,36	451.422,53	
NOPAT	1.380.739,09	1.354.267,58	
Book Value	12.015.000,00	11.534.400,00	11.053.800,00
2			
CAPEX	(12.015.000,00)		
Taxes:			
CAPEX	(12.015.000,00)		
3			
Inventories			
Receivables		6.476,95	6.381,99
Cash		698,63	709,11
Payables		821,92	834,25
Accruals		2.671,23	2.711,30
Working Capital		3.682,43	3.545,56
Δ NWC		(3.682,43)	136,87

Ilustración 33: Flujos de caja.

Este desglose muestra cómo los ingresos operativos se convierten en flujo de caja disponible, considerando la inversión inicial y las necesidades financieras recurrentes. El modelo financiero completo se incluye en el Anexo IV.

10.4.3. Evaluación de rentabilidad

Para valorar la viabilidad económica del proyecto, se han calculado tres indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (Payback), utilizando las fórmulas que se detallan a continuación.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t} - Inversión\ inicial$$

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1 + TIR)^t} - Inversión\ inicial$$

El Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno son indicadores clave para evaluar la rentabilidad de un proyecto. El VAN calcula el valor presente de los flujos de caja descontados a una tasa (WACC) y debe ser positivo para que el proyecto sea rentable. La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero, y si supera al WACC, indica que el proyecto genera una rentabilidad superior al coste del capital invertido.

En la Ilustración 34 se recogen los resultados obtenidos del modelo financiero. Se ha asumido un WACC del 8 %, valor que representa el coste medio ponderado del capital teniendo en cuenta tanto la financiación propia como ajena, y que es coherente con proyectos renovables en España con cierto grado de innovación y riesgo.

Con este valor de descuento, el proyecto arroja un VAN de 5.749.964,96 €, lo que indica que genera valor neto por encima de la inversión inicial. La TIR del 13,6 % es superior al WACC, lo cual confirma la rentabilidad del proyecto. Además, el Payback se sitúa en un plazo razonable, lo que refuerza su atractivo financiero.

Resultados	
VAN	5.749.964,96 €
TIR	13,6%
Payback	6.69 años

Ilustración 34: Resultados.

10.4.4. Financiación

La financiación es una parte fundamental en el desarrollo de proyectos renovables, ya que permite llevar a cabo inversiones de gran envergadura sin necesidad de desembolsar la totalidad del capital desde el inicio. En proyectos como una planta solar con baterías, que requieren una elevada inversión inicial, acceder a financiación externa (deuda) permite repartir los costes entre inversores y entidades financieras, reducir el capital propio necesario (equity) y aumentar la rentabilidad del proyecto. Además, una estructura financiera bien diseñada mejora la viabilidad económica y facilita la atracción de capital, acelerando la ejecución del proyecto.

En el modelo financiero se ha planteado una estructura de financiación compuesta por un 60% de deuda bancaria y un 40% de aportación de fondos propios por parte de los accionistas. Esto supone que del coste total del proyecto, estimado en 12.015.000 €, un total de 7.209.000 € será financiado mediante un préstamo, mientras que los 4.806.000 € restantes provendrán del capital social.

Como se observa en la Ilustración 35, el primer año se recibe la totalidad del préstamo como una entrada de caja que permite afrontar la inversión inicial del proyecto. A partir del segundo año, el préstamo se empieza a devolver mediante pagos anuales que incluyen tanto el pago de intereses como la amortización parcial del principal. Esta devolución se estructura de forma lineal durante los primeros ejercicios, facilitando una gestión financiera equilibrada. Además, los intereses generados son deducibles fiscalmente, lo que optimiza el flujo de caja neto del proyecto y contribuye a mejorar la rentabilidad para los accionistas.

Periods	2025	2026	2027
Principal Payback			
Principal	7.209.000,00		
Interest		(360.450,00)	(360.450,00)
Bank's Cash Flow	7.209.000,00	(360.450,00)	(360.450,00)
Taxes		90.112,50	90.112,50
Cash Flow from debt	7.209.000,00	(270.337,50)	(270.337,50)
Shareholders' Cash Flow	(4.806.000,00)	1.587.319,16	1.564.666,95

Ilustración 35: Financiación con 60% de deuda bancaria.

Asumiendo que la entidad financiera ofrece la deuda con un tipo de interés del 5%, se han proyectado los flujos de caja correspondientes tanto al servicio de la deuda como a la rentabilidad esperada para los accionistas. Como puede observarse en el Anexo IV, esta estructura apalancada mejora significativamente la rentabilidad para los inversores, elevando la Tasa Interna de Retorno del equity hasta un 31,5%. Este valor refleja una rentabilidad muy elevada, posible gracias al efecto del apalancamiento financiero, que permite maximizar el retorno del capital propio invertido.

11. Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha llevado a cabo una evaluación tanto técnica como económica de un parque solar hibridado con almacenamiento en baterías. Las conclusiones que se presentan a continuación sintetizan los aspectos más relevantes del diseño, su justificación y la viabilidad del proyecto.

En cuanto al diseño técnico, el parque se dimensionó con estaciones de potencia e inversores centrales en lugar de una solución distribuida, aprovechando las ventajas de escala: simplificación de la arquitectura eléctrica, menor cableado y reducción de costes por vatio instalado. Se incorporó además una subestación colectora para elevar la tensión de salida, minimizar pérdidas en la transmisión y centralizar la transformación, lo que resulta más eficiente técnica y económicamente que emplear múltiples transformadores dispersos.

La integración de un sistema de baterías mejora la estabilidad de la red y aporta flexibilidad operativa, al permitir almacenar excedentes de energía solar y liberarlos en momentos de baja generación o alta demanda. Esto optimiza la producción y calidad del suministro, y además permite vender energía en periodos de precios altos, incrementando los ingresos. Un BESS bien dimensionado puede recuperar su inversión en pocos años, reforzando la rentabilidad y adaptabilidad del proyecto.

En cuanto al emplazamiento, se seleccionó una ubicación con alta irradiación solar, terreno llano y buena orientación, optimizando así la producción energética. Mediante software especializado se estimó una generación anual de varias decenas de GWh. Además, se diseñó la infraestructura de evacuación conforme a la normativa, garantizando una conexión fiable y eficiente a la red.

Finalmente, el análisis financiero del proyecto confirma su viabilidad. Se optó por financiar mayoritariamente con deuda, aprovechando el apalancamiento financiero para aumentar la rentabilidad sobre el capital propio. Aunque ello implica servicio de intereses, los flujos de caja proyectados, incluyendo la venta de energía y los ingresos adicionales por servicios del BESS, arrojan un Valor Actual Neto (VAN) positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) atractiva. En términos generales, las proyecciones indican que los costes totales quedan por debajo de los ingresos esperados, lo que refuerza la rentabilidad global del parque a lo largo de su vida útil. Por tanto, pese a la carga financiera inicial, el modelo de negocio resulta en una rentabilidad neta positiva, cumpliendo los objetivos de los inversionistas.

12. Bibliografía

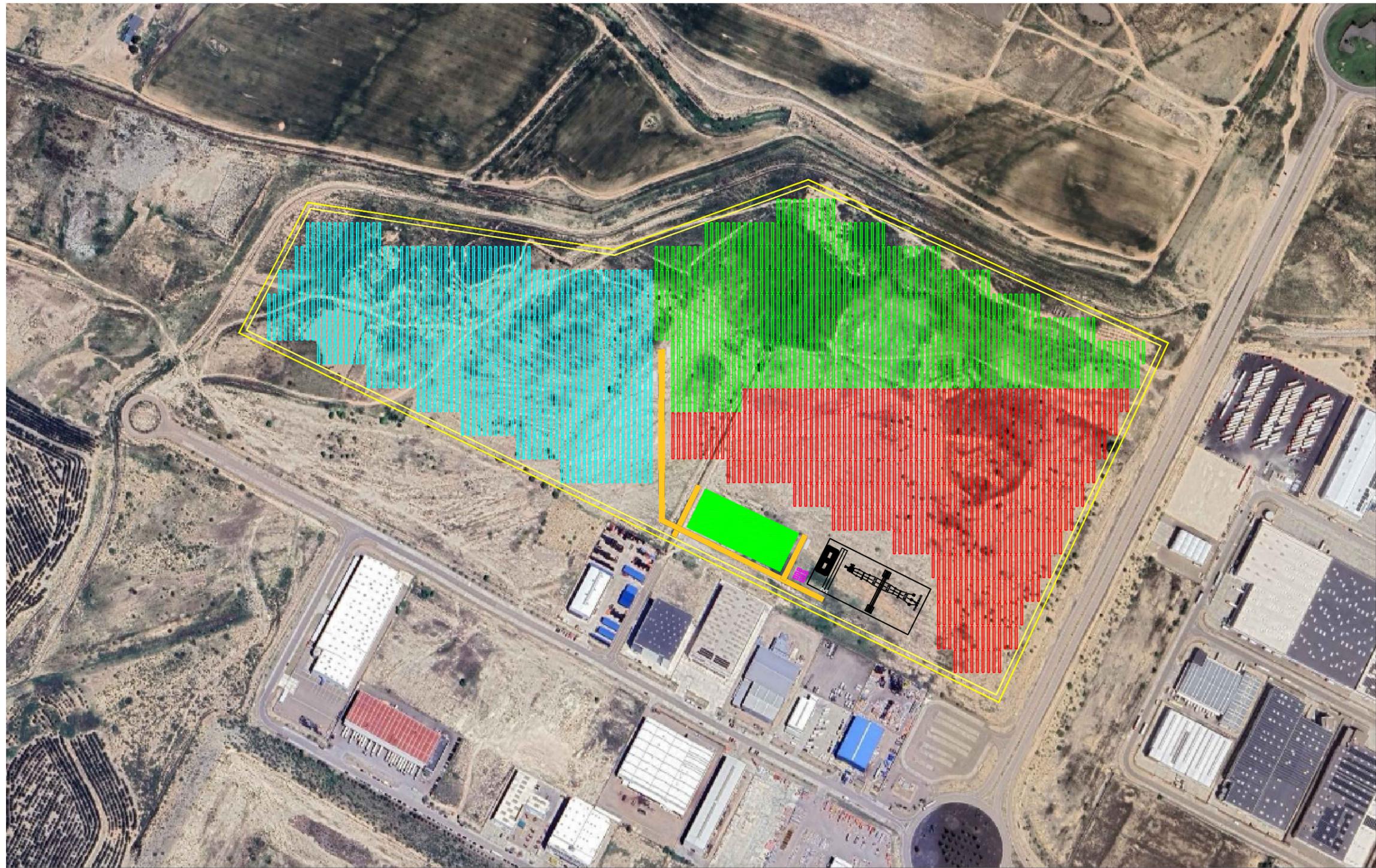
- [1] Red Eléctrica. (2023). *Informe del sistema eléctrico*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE_2023.pdf
- [2] Operador del Mercado Iberico de Energía. (2023). *Evolución del mercado de electricidad; Informe anual* <https://www.omie.es/sites/default/files/2024-02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf>
- [3] Red Eléctrica. (2024). *España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de potencia instalada solar fotovoltaica de su historia*. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/06/espana-pone-en-servicio-en-2023-la-mayor-cifra-de>
- [4] Red Eléctrica. (2024). *Informe de energías renovables; Energía del sol 2024* <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion>
- [5] Red Eléctrica. (2024). *La solar fotovoltaica en España ya supera su producción de todo el año 2023* <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/2024/10/la-solar-fotovoltaica-en-espana-ya-supera-su-produccion-de-todo-el-2023>
- [6] Unión Española Fotovoltaica. (2024). *Annual report 2024*.
- [7] El periódico de la energía. (2024). *El Gobierno otorga 156 millones de euros a 45 proyectos de almacenamiento stand-alone y térmico*. <https://elperiodicodelaenergia.com/abril-un-mes-de-records-en-el-mercado-electrico-espanol/>
- [8] El periódico de la energía. (2025). *Bruselas da el visto bueno a las nuevas ayudas de 700 millones al almacenamiento energético en España*. <https://elperiodicodelaenergia.com/bruselas-aprueba-un-regimen-espanol-de-ayudas-de-699-millones-para-almacenamiento-de-energia/>
- [9] El periódico de la energía. (2025). *El Gobierno otorga 156 millones de euros a 45 proyectos de almacenamiento stand-alone y térmico*. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-otorga-156-millones-de-euros-a-45-proyectos-de-almacenamiento-stand-alone-y-termico/>
- [10] EDP. (2024). *Qué es un BESS y qué beneficios tiene*. <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/que-son-bess-beneficios/>
- [11] Enel Green Power. (2023). *El albedo, ese desconocido: un impulso verde para los sistemas fotovoltaicos* <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2023/11/albedo-paneles-fotovoltaicos>

- [12] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2025). *Tramitación de instalaciones*. <https://www.miteco.gob.es/en/energia/energia-electrica/electricidad/tramitacion-instalaciones.html>
- [13] REE. (2024). *Guía descriptiva del procedimiento de Puesta en Servicio*.

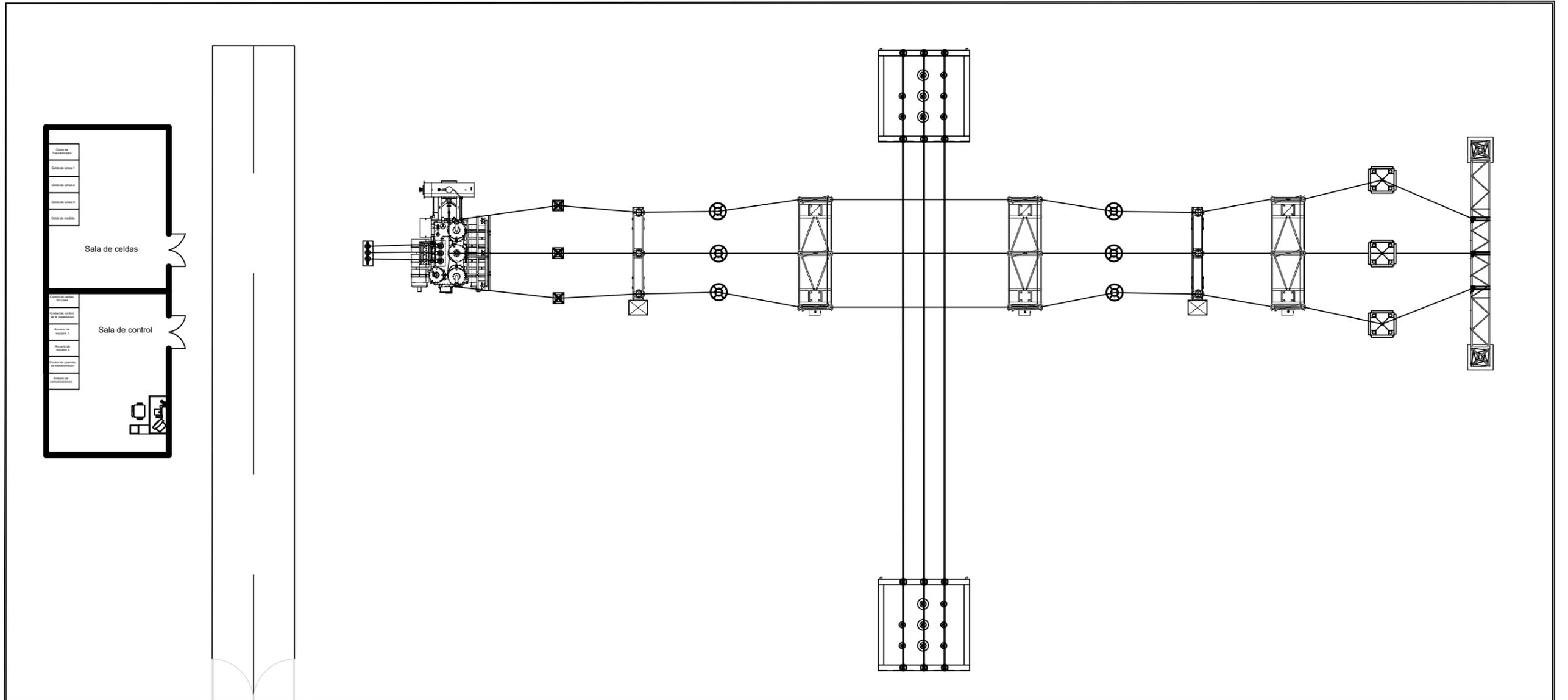
Anexo I: Planos



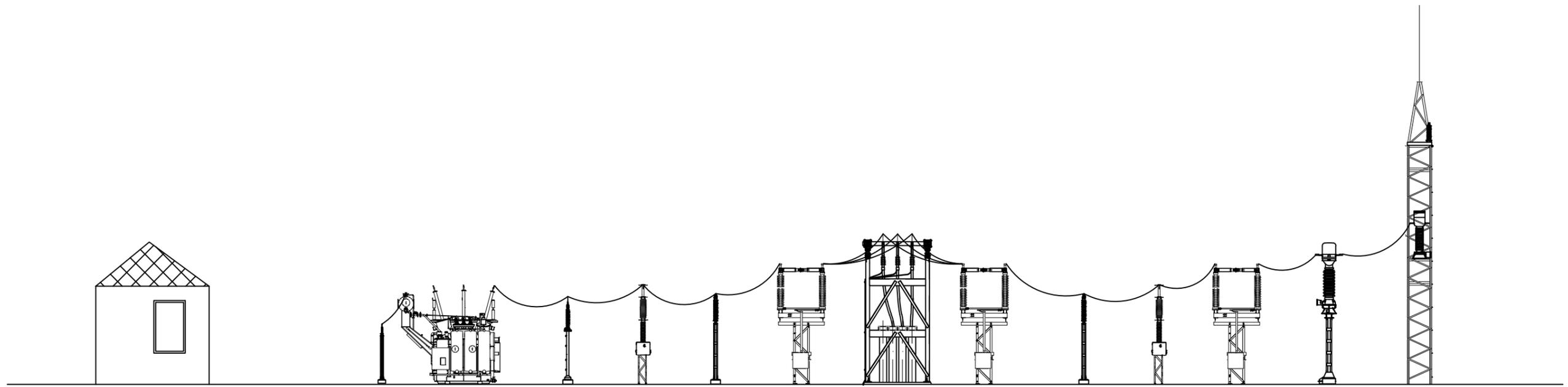
Proyecto: Evaluación técnica y económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Casao Giménez	
	Nº: 1	
Plano: Situación y emplazamiento	Escala: 1 : 25000	Fecha: Mayo 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	



Proyecto: Evaluación técnica y económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Casao Giménez	
	Nº: 2	
Plano: LAYOUT	Escala: 1 : 2000	Fecha: Mayo 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	



Proyecto: Evaluación técnica y económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Casao Giménez	
	N°: 3	
Plano: Subestación colectora	Escala: 1 : 250	Fecha: Mayo 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	



Proyecto: Evaluación técnica y económica de un parque solar con baterías	Autor: Pablo Casao Giménez	
Plano: Subestación colectora (2)	N°: 4	
	Escala: 1 : 250	Fecha: Mayo 2025
	Universidad Pontificia de Comillas - ICAI	

Anexo II: Hojas de características

Vertex N

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 590-620W

620W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

23.0%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher container space utilization effectively reduces the freight cost



High power up to 620 W

- Up to 23.0% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

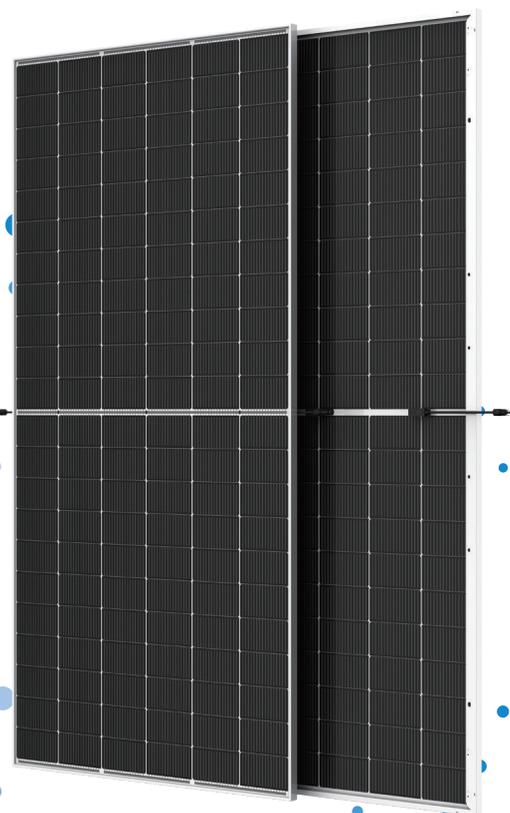
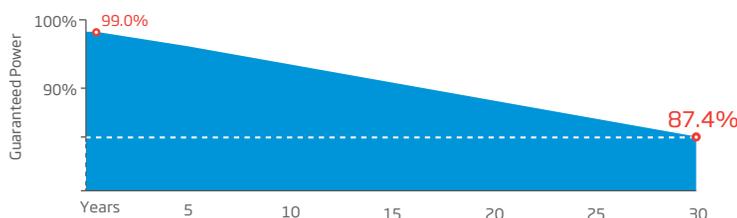
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



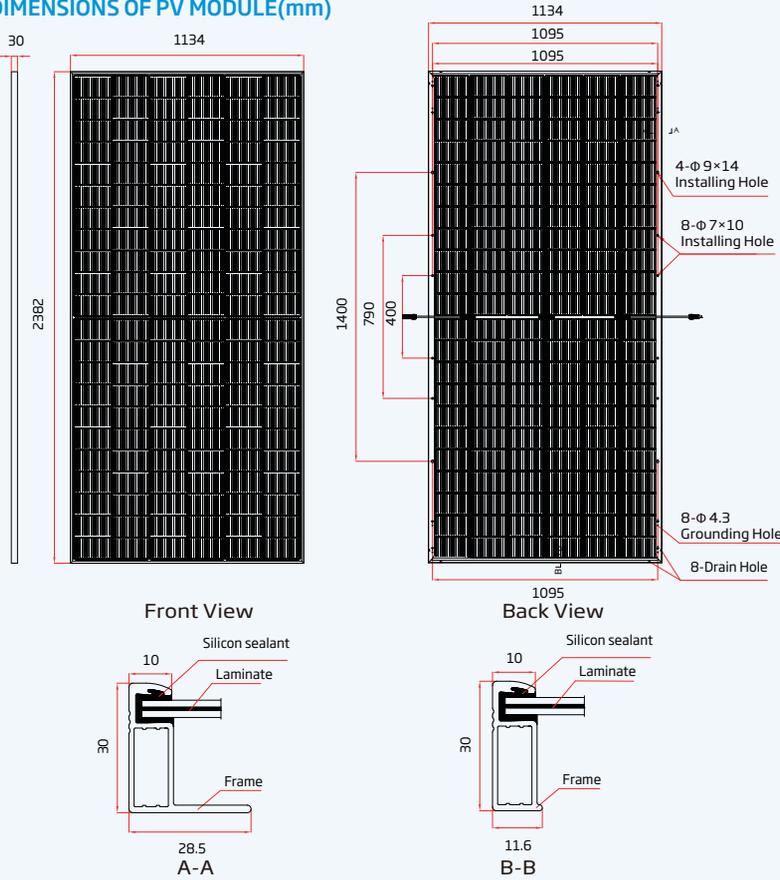
Comprehensive Products and System Certificates



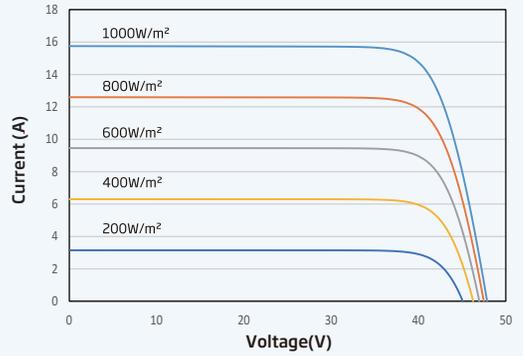
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



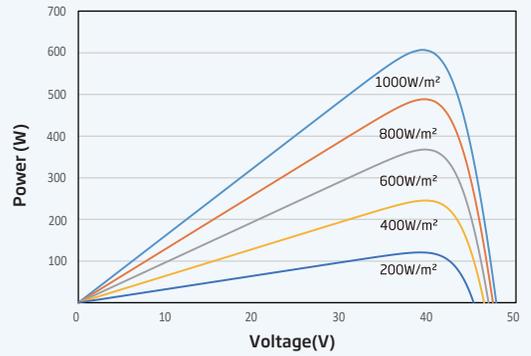
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.7kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 PLUS / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT	
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	590	450	595	454	600	459	605	462	610	466	615	470	620	474		
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5															
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	39.7	37.4	40.0	37.6	40.3	37.9	40.5	38.1	40.8	38.3	41.1	38.6	41.4	38.8		
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.86	12.05	14.89	12.07	14.91	12.11	14.94	12.13	14.96	12.16	14.98	12.19	14.99	12.20		
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	47.8	45.4	48.1	45.7	48.4	46.0	48.7	46.2	49.0	46.5	49.3	46.8	49.6	47.1		
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	15.72	12.67	15.76	12.69	15.80	12.73	15.83	12.75	15.86	12.78	15.89	12.80	15.91	12.82		
Module Efficiency η _m (%)	21.8		22.0		22.2		22.4		22.6		22.8		23.0			

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%		10%	
Total Equivalent power -P _{MAX} (Wp)	620	649	625	655	630	660	635	666	641	671	646	677	651	682		
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	39.7	39.7	40.0	40.0	40.3	40.3	40.5	40.5	40.8	40.8	41.1	41.1	41.4	41.4		
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	15.60	16.35	15.63	16.38	15.66	16.40	15.69	16.43	15.71	16.46	15.73	16.48	15.74	16.49		
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	47.8	47.8	48.1	48.1	48.4	48.4	48.7	48.7	49.0	49.0	49.3	49.3	49.6	49.6		
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	16.51	17.29	16.55	17.34	16.59	17.38	16.62	17.41	16.65	17.45	16.68	17.48	16.71	17.50		

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 36 pieces
- Modules per 40' container: 720 pieces

PVS-16/20/24MH

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



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-20MH	PVS-24MH
Parameters			
Max. PV string voltage		1500 V	
Max. PV string parallel inputs	16	20	24
Rated fuse current for each string (replaceable)	20 A / 25 A / 30 A / 32 A / 35 A	20 A / 25 A / 30 A / 32 A / 35 A	20 A / 25 A
Rated current for switch disconnecter	400 A	400 A (Optional: 500 A)	400 A
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		-40 to 60 °C	
Environment humidity		0 – 95%	
Dimensions (W*H*D)		950*730*275 mm	
Weight	40 kg	42 kg	44 kg
Switch disconnecter handle		Internal handle	
Material		SMC	
Standard Accessories			
Positive fuse		Yes	
DC output load switch		Yes	
PV specific application SPD		Yes	
Optional Accessories			
Negative fuse		Optional	
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	





AXIAL

tracker **2TT**

**POWERING THE FUTURE
OF SOLAR TRACKING**

3rd GEN
TECHNOLOGY
Tested in Wind Tunnel

BASIC SPECS

TRACKING SYSTEM:	HORIZONTAL AXIS E-W
COMMUNICATION:	ZIGBEE / RS485
SYSTEM VOLTAGE:	1000 VDC / 1500 VDC
TRACKING RANGE:	±55° AS STANDARD (UP TO ±60°)
DRIVE SYSTEM:	ENCLOSED SLEWING DRIVE DC MOTOR, 24 (24VDC)
POWER SUPPLY:	SELF-POWERED / GRID POWERED FOR LOW TEMPERATURES REGIONS
TEMPERATURE RANGE:	[-20,50] °C
INDEPENDENT ROWS:	YES
GCR:	TYPICAL RANGE 36% -60%, DEPENDING ON SITE CONDITIONS
TRACKING METHOD:	SOLAR ALGORITHM NREL SPA WITH 3D BACKTRACKING
OPERATIONAL WIND SPEED:	UP TO 70 KM/H
MAX WIND SPEED AT STOW POSITION:	ACCORDING LOCAL STANDARD
ALLOWABLE SLOPE:	15%
FOUNDATION SYSTEMS:	AD HOC DESIGN. RAMMING AS STANDARD

KEY FEATURES

- **MULTIPOINT BLOCKING TECHNOLOGY SYSTEM**
- **OPTIMIZED FOR LARGER MODULES**
- **SIMPLIFIED INSTALLATION: PLUG&PLAY BEARINGS AND CROSSBARS**
- **HIGHLY ADAPTATIVE AND SAFE**
- **INCREASED EFFICIENCY: 27% LESS COMPONENTS**

DIMENSIONS

CONFIGURATIONS*

CAPACITY:	4 STRINGS. COMPATIBLE WITH MOST UTILITY SCALE PV MODULES
GROUND CLEARANCE:	0.75 m (55°) – 2.5 m. (0°) AS STANDARD

* Available in other configurations / Aproximate dimensions

WARRANTY

SLEWING DRIVE:	5 YEARS
ENGINE:	5 YEARS
ELECTRONICS:	10 YEARS
BATTERY:	UP TO 10 YEARS
STRUCTURAL WARRANTY:	UP TO 25 YEARS
CORROSION WARRANTY:	UP TO 25 YEARS



EN 1090-1
Factory
Production
Control
www.tuv.com
ID 9108642046



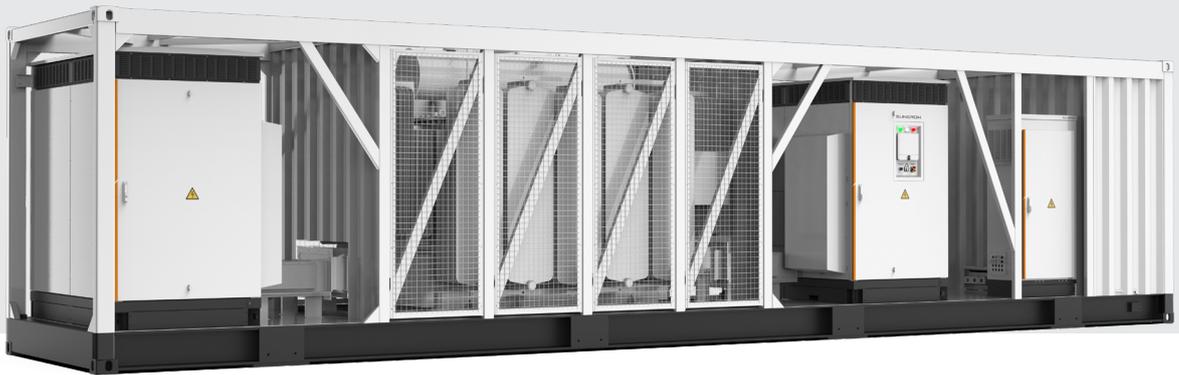
Sistema de
Gestión
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
www.tuv.com
ID 9108642046

WIND DYNAMICS STUDIES
Tested in Wind Tunnel
CFD Studies



SG6250HV-MV/ SG6800HV-MV

MV Grid-connected PV Inverter for 1500Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG6250HV-MV)
- Effective cooling, full power operation at 45 °C (SG6800HV-MV)



SMART O&M

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



SAVED INVESTMENT

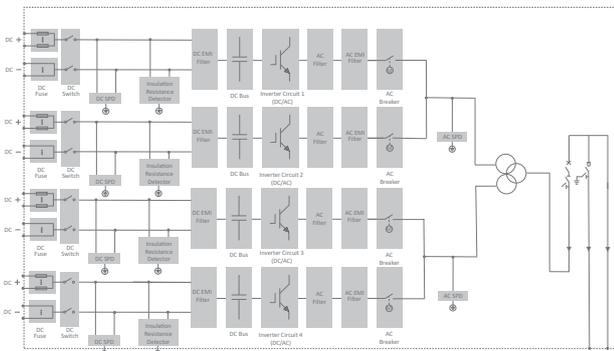
- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



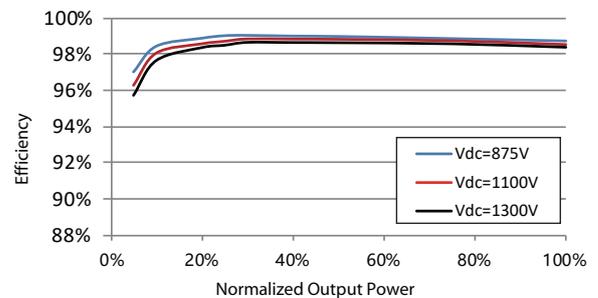
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 V – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
Max. AC output current	199 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0 %	
Inverter European efficiency	98.7 %	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling method	ONAN	
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General data		
Dimensions (W*H*D)	12192 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 °C to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	



ST5015kWh-2500kW-2h

ST5015kWh-1250kW-4h

PowerTitan 2.0 Liquid Cooled Energy Storage System

NEW



OPTIMAL COST

- Intelligent liquid-cooled temperature control system to optimize the auxiliary power consumption
- Pre-assembled, no battery module handling on site, transportation of complete system



SAFETY AND RELIABLE

- Electrical safety management, overcurrent fast breaking and arc extinguishing protection
- The electrical cabinet and battery cabinet are separated to prevent thermal runaway



EFFICIENT AND FLEXIBLE

- High-efficiency heat dissipation, increase battery life and system discharge capacity
- Front single-door-open design, supporting back to back layout drawing
- Function test in factory, limited on-site work, accelerate commissioning process



CONVENIENT O&M

- One-click system upgrade
- Automatic coolant refilling design
- Online intelligent monitoring



Technical Data	ST5015kWh-2500kW-2h	ST5015kWh-1250kW-4h
DC side		
Cell type	LFP 3.2 V / 314 Ah	
Battery configuration	416S12P	
Nominal capacity	5015 kWh	
Nominal voltage range	1123.2 V - 1497.6 V	
AC side		
Nominal AC power	210 kVA * 12	210 kVA * 6
AC current distortion rate	< 3 % (Nominal Power)	
DC component	< 0.5 %	
Nominal AC voltage	690 V	
AC voltage range	621 V - 759 V	
Termination (LV)	352 A * 3 Phase * 6	352 A * 3 Phase * 3
Power factor	> 0.99 (Nominal Power)	
Adjustable range of reactive power	- 100 % - 100 %	
Nominal frequency	50 Hz	
Isolation method	Transformerless	
System parameter		
Dimension (W * H * D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	42500 kg	42000 kg
Degree of protection	IP55	
Anti-corrosion Degree	C3	
Operation Ambient Temperature Range	- 30 °C - 50 °C (> 45 °C Derating)	
Operation humidity range	0 % - 100 % (Non-condensing)	
Maximum Operation Altitude	4000 m	
Temperature Control Method	Intelligent Liquid Cooling	
Fire suppression system	FACP, FK5112, Flammable gas detector, Smoke detector, Heat detector, Sounder beacon, Alarm bell, Warning sign, Extinguishant abort button, Ventilation system, Pressure relief port, Manual automatic switching and emergency starting device(Default) Sprinkler, Vent panel, Aerosol (Optional)	
Communication	Ethernet	
Standard	IEC61000, IEC62619, IEC62933, AS3000, UKCA, G99, UN38.3/UN3536, CE, IEC62477	



Anexo III: Simulaciones

Rendimiento de un sistema FV con seguimiento solar

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados:

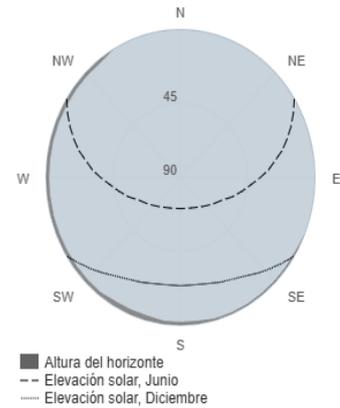
Latitud/Longitud: 41.649,-1.009
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH3
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 25000 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

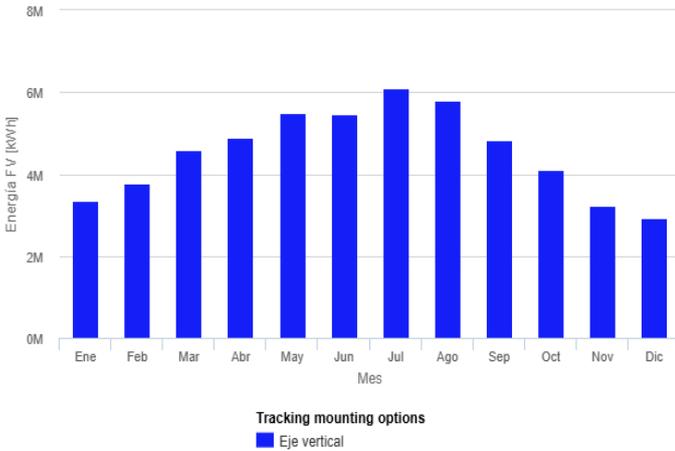
VA*
 Ángulo de inclinación [°]: 56 (opt)
 Producción anual FV [kWh]: 54572869.22
 Irradiación anual [kWh/m²]: 2743.75
 Variación interanual [kWh]: 1686428.9
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia [%]: -1.35
 Efectos espectrales [%]: 0.8
 Temp. y baja irradiancia [%]: -6.97
 Pérdidas totales [%]: -20.44

* VA: Eje vertical

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción eléctrica mensual de un sistema FV con seguimiento solar:



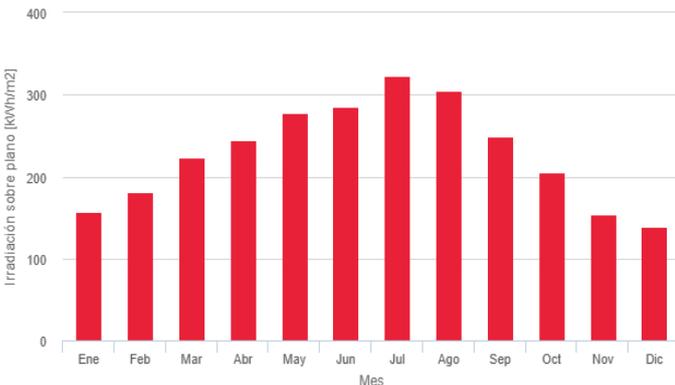
Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	3363153.3	337.3	513576.8
Febrero	3783373.8	330.6	512241.3
Marzo	4588082.2	328.5	656046.2
Abril	4897924.8	324.8	479924.3
Mayo	5484412.7	322.2	501591.2
Junio	5453927.5	322.2	247207.3
Julio	6104073.2	322.4	226831.7
Agosto	5794608.0	325.0	203753.5
Septiembre	4821372.7	322.7	275296.7
Octubre	4112752.0	325.6	375635.3
Noviembre	3227763.3	324.3	492846.2
Diciembre	2941346.3	322.2	498826.8

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

Irradiación mensual sobre plano de un sistema FV con seguimiento solar:



Opciones de sistemas de seguimiento

La Comisión Europea mantiene esta web para el público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. Trataríamos de corregir los errores que se nos señalen. No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.

Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no exentos de dichos errores, y no podemos garantizar que ello no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal-notice_es

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2025.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2025/04/19

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Trabajo Fin de Master - Pablo Casao

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 25.02 MWp

Poligono Plaza, Zaragoza - Spain



PVsyst V8.0.9

VCO, Simulation date:
22/04/25 20:45
with V8.0.9

Project summary

Geographical Site

Poligono Plaza, Zaragoza
Spain

Situation

Latitude 41.65 °(N)
Longitude -1.01 °(W)
Altitude 255 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Poligono Plaza, Zaragoza
Meteonorm 8.2 (2001-2020) - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Tracking plane, horizontal E-W axis
Normal azimuth to axis 0 °
Tilt min / max. +/- 55 °
Diffuse shading Automatic

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Tracking algorithm

Astronomic calculation

System information

PV Array

Nb. of modules 41692 units
Pnom total 25.02 MWp

Inverters

Nb. of units 3 units
Total power 20622 kWac
Pnom ratio 1.21

Results summary

Produced Energy 45065 MWh/year Specific production 1802 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.90 %

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



PVsyst V8.0.9

VCO, Simulation date:
22/04/25 20:45
with V8.0.9

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Trackers configuration	
Tracking plane, horizontal E-W axis		No 3D scene defined	
Normal azimuth to axis	0 °		
Tilt min / max.	-/+ 55 °		
Diffuse shading	Automatic		
Tracking algorithm		Models used	
Astronomic calculation		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		no Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-NEG19RC-600	Model	6250KVA-MV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	6874 kWac
Number of PV modules	41692 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	25.02 MWp	Total power	20622 kWac
Modules	1489 string x 28 In series	Operating voltage	875-1300 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	7186 kWac
Pmpp	23.17 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	1036 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	22368 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	25015 kWp	Total power	20622 kWac
Total	41692 modules	Max. power	21558 kWac
Module area	112712 m ²	Number of inverters	3 units
		Pnom ratio	1.21

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.75 mΩ			
		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 Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.9

VCO, Simulation date:
22/04/25 20:45
with V8.0.9

Main results

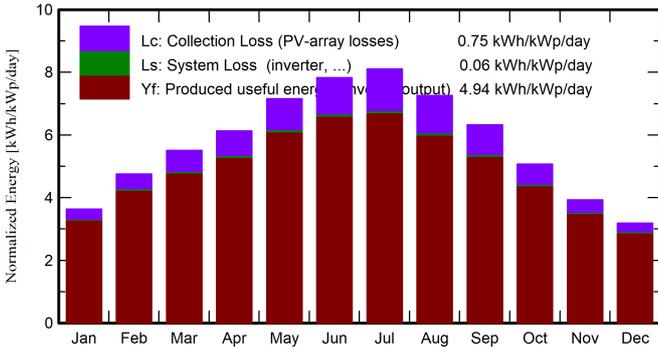
System Production

Produced Energy 45065 MWh/year

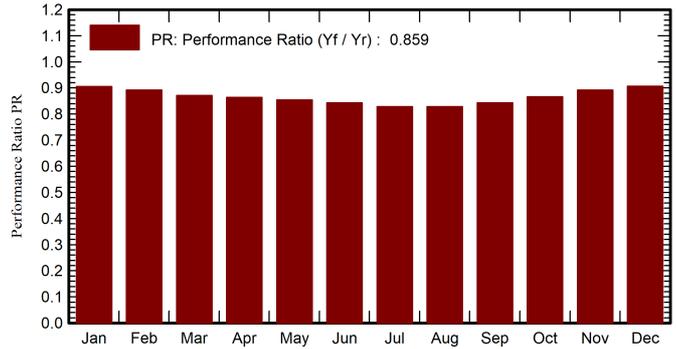
Specific production
Perf. Ratio PR

1802 kWh/kWp/year
85.90 %

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	58.1	25.21	6.16	112.8	108.3	2586	2555	0.905
February	83.0	33.81	7.32	133.2	127.6	3008	2975	0.892
March	130.7	49.56	10.90	170.6	162.4	3761	3718	0.871
April	165.8	63.70	13.58	183.8	174.1	4018	3973	0.864
May	207.0	76.03	18.01	221.9	210.3	4789	4737	0.853
June	220.4	73.98	22.97	234.9	223.5	5011	4957	0.844
July	233.6	60.36	25.95	251.3	239.0	5267	5210	0.829
August	203.3	59.21	25.51	225.1	213.8	4715	4662	0.828
September	153.0	50.55	20.70	189.6	179.8	4045	4000	0.843
October	104.6	39.09	16.23	157.2	150.3	3445	3406	0.866
November	64.2	26.01	9.91	118.0	113.3	2663	2632	0.891
December	49.1	23.19	6.19	98.8	94.9	2266	2239	0.906
Year	1672.7	580.70	15.33	2097.3	1997.5	45573	45065	0.859

Legends

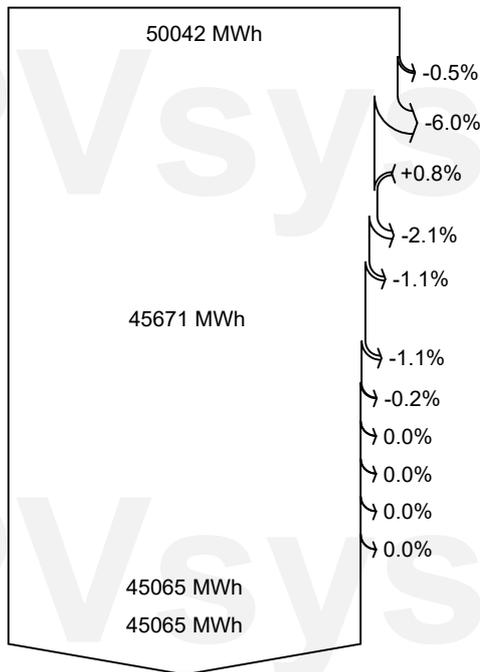
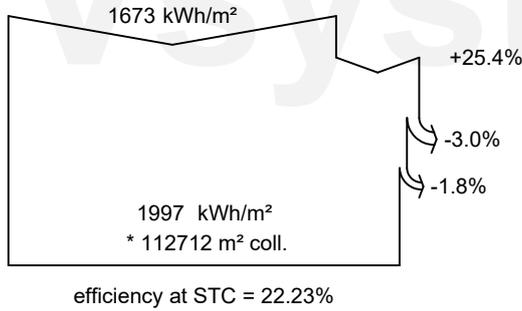
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V8.0.9

VCO, Simulation date:
22/04/25 20:45
with V8.0.9

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor
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

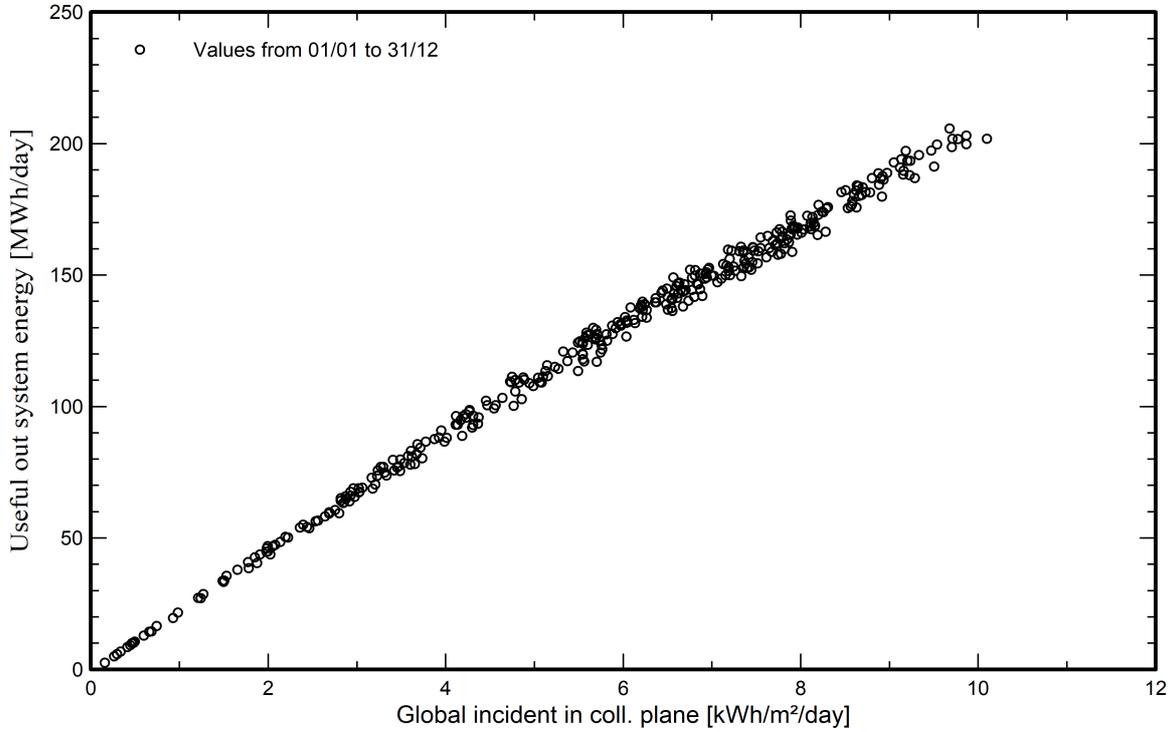


PVsyst V8.0.9

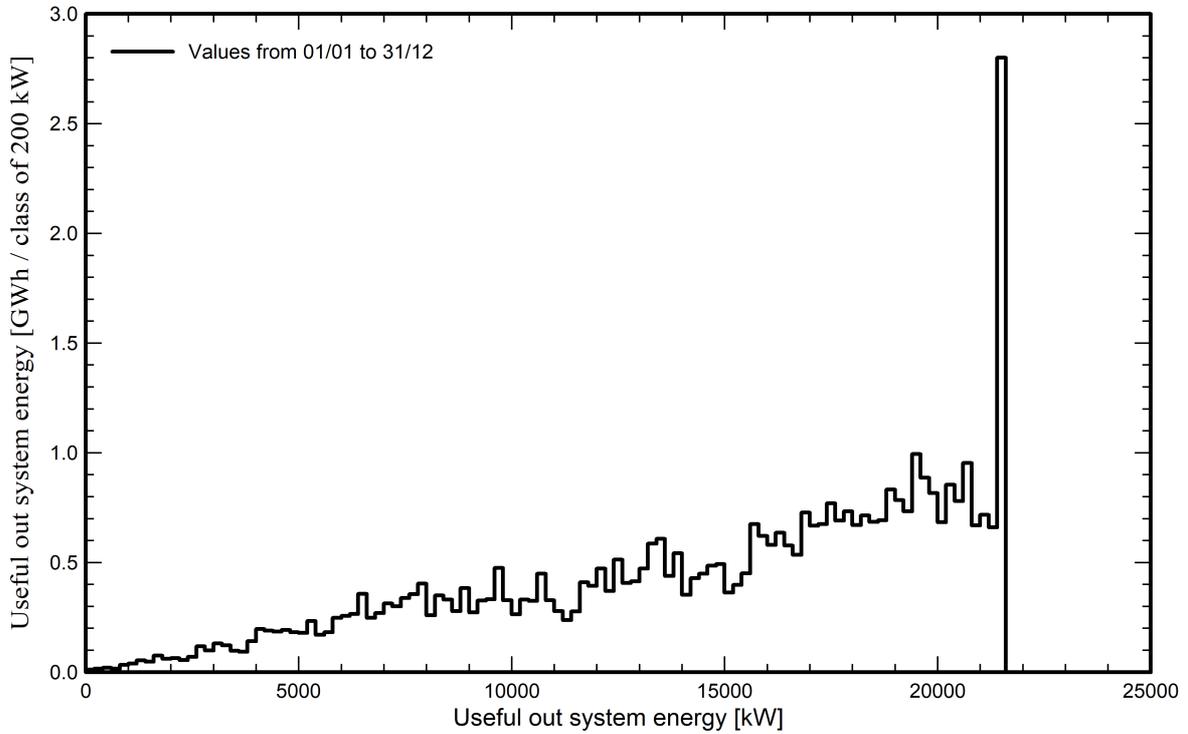
VC0, Simulation date:
22/04/25 20:45
with V8.0.9

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

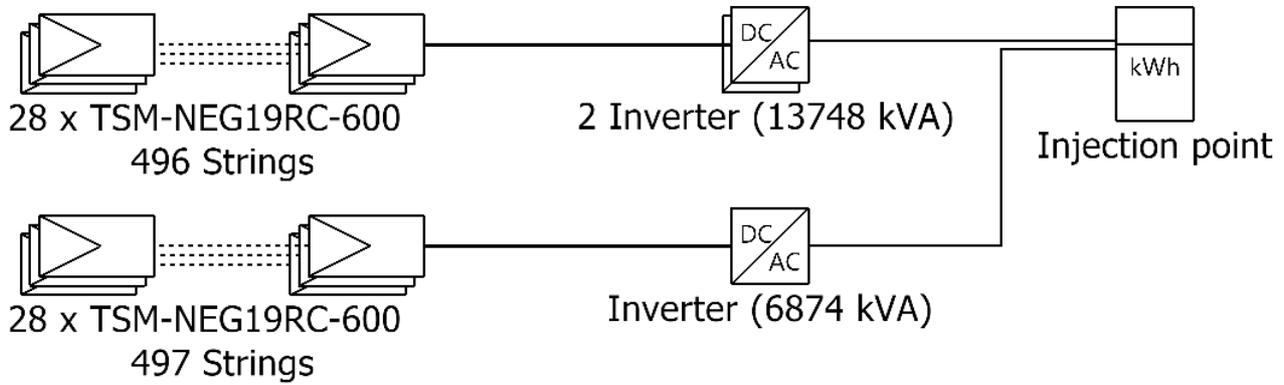




PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
22/04/25 20:45
with V8.0.9

Single-line diagram



PV module	TSM-NEG19RC-600
Inverter	6250KVA-MV
String	28 x TSM-NEG19RC-600

Trabajo Fin de Master - Pablo Casao

VC0 : Nueva variante de simulación

22/04/25

Anexo IV: Modelo económico

Periods	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
1								
Revenues:	2.364.085,45	2.329.427,61	2.326.737,75	2.310.272,42	2.280.692,08	2.142.737,23	2.141.719,19	
COGS:	10.000,00	10.150,00	10.302,25	10.456,78	10.613,64	10.772,84	10.934,43	
Fixed Costs:	32.500,00	32.987,50	33.482,31	33.984,55	34.494,32	35.011,73	35.536,91	
EBITDA	2.321.585,45	2.286.290,11	2.282.953,19	2.265.831,09	2.235.584,13	2.096.952,66	2.095.247,85	
Depreciation:	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	
EBIT	1.840.985,45	1.805.690,11	1.802.353,19	1.785.231,09	1.754.984,13	1.616.352,66	1.614.647,85	
Taxes:	460.246,36	451.422,53	450.588,30	446.307,77	438.746,03	404.088,17	403.661,96	
NOPAT	1.380.739,09	1.354.267,58	1.351.764,89	1.338.923,32	1.316.238,10	1.212.264,50	1.210.985,89	
Book Value	12.015.000,00	11.534.400,00	11.053.800,00	10.573.200,00	10.092.600,00	9.612.000,00	9.131.400,00	8.650.800,00
2								
CAPEX	(12.015.000,00)							
Taxes:								
CAPEX	(12.015.000,00)							
3								
Inventories								
Receivables	6.476,95	6.381,99	6.374,62	6.329,51	6.248,47	5.870,51	5.867,72	
Cash	698,63	709,11	719,75	730,54	741,50	752,62	763,91	
Payables	821,92	834,25	846,76	859,46	872,35	885,44	898,72	
Accruals	2.671,23	2.711,30	2.751,97	2.793,25	2.835,15	2.877,68	2.920,84	
Working Capital	3.682,43	3.545,56	3.495,64	3.407,34	3.282,47	2.860,02	2.812,07	
Δ NWC	(3.682,43)	136,87	49,92	88,30	124,87	422,45	47,95	
1								
OCF	1.861.339,09	1.834.867,58	1.832.364,89	1.819.523,32	1.796.838,10	1.692.864,50	1.691.585,89	
2								
CAPEX	(12.015.000,00)							
3								
Δ NWC	(3.682,43)	136,87	49,92	88,30	124,87	422,45	47,95	
FCF	(12.015.000,00)	1.857.656,66	1.835.004,45	1.832.414,81	1.819.611,61	1.796.962,97	1.693.286,94	1.691.633,84
Opp Costs								
Free Cash Flow	(12.015.000,00)	1.857.656,66	1.835.004,45	1.832.414,81	1.819.611,61	1.796.962,97	1.693.286,94	1.691.633,84
Principal Payback								
Principal	7.209.000,00							
Interest	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	
Bank's Cash Flow	7.209.000,00	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	
Taxes	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	
Cash Flow from debt	7.209.000,00	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	
Shareholders' Cash Flow	(4.806.000,00)	1.587.319,16	1.564.666,95	1.562.077,31	1.549.274,11	1.526.625,47	1.422.949,44	1.421.296,34

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
2.128.534,28	2.115.235,48	2.057.027,14	2.022.150,34	1.987.833,26	1.954.076,41	1.920.880,41	1.888.245,94	1.856.173,80	1.824.664,85	1.793.720,07	
11.098,45	11.264,93	11.433,90	11.605,41	11.779,49	11.956,18	12.135,52	12.317,56	12.502,32	12.689,86	12.880,20	
36.069,96	36.611,01	37.160,17	37.717,58	38.283,34	38.857,59	39.440,45	40.032,06	40.632,54	41.242,03	41.860,66	
2.081.365,87	2.067.359,54	2.008.433,07	1.972.827,36	1.937.770,43	1.903.262,64	1.869.304,43	1.835.896,32	1.803.038,94	1.770.732,97	1.738.979,20	
480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	
1.600.765,87	1.586.759,54	1.527.833,07	1.492.227,36	1.457.170,43	1.422.662,64	1.388.704,43	1.355.296,32	1.322.438,94	1.290.132,97	1.258.379,20	
400.191,47	396.689,89	381.958,27	373.056,84	364.292,61	355.665,66	347.176,11	338.824,08	330.609,73	322.533,24	314.594,80	
1.200.574,40	1.190.069,66	1.145.874,80	1.119.170,52	1.092.877,82	1.066.996,98	1.041.528,32	1.016.472,24	991.829,20	967.599,73	943.784,40	
8.170.200,00	7.689.600,00	7.209.000,00	6.728.400,00	6.247.800,00	5.767.200,00	5.286.600,00	4.806.000,00	4.325.400,00	3.844.800,00	3.364.200,00	

5.831,60	5.795,17	5.635,69	5.540,14	5.446,12	5.353,63	5.262,69	5.173,28	5.085,41	4.999,08	4.914,30	
775,37	787,00	798,81	810,79	822,95	835,29	847,82	860,54	873,45	886,55	899,85	
912,20	925,88	939,77	953,87	968,18	982,70	997,44	1.012,40	1.027,59	1.043,00	1.058,65	
2.964,65	3.009,12	3.054,26	3.100,07	3.146,58	3.193,77	3.241,68	3.290,31	3.339,66	3.389,76	3.440,60	
2.730,12	2.647,16	2.440,46	2.296,98	2.154,32	2.012,45	1.871,39	1.731,11	1.591,61	1.452,88	1.314,90	
81,96	82,96	206,69	143,48	142,67	141,86	141,07	140,28	139,50	138,73	137,97	
1.681.174,40	1.670.669,66	1.626.474,80	1.599.770,52	1.573.477,82	1.547.596,98	1.522.128,32	1.497.072,24	1.472.429,20	1.448.199,73	1.424.384,40	
81,96	82,96	206,69	143,48	142,67	141,86	141,07	140,28	139,50	138,73	137,97	
1.681.256,36	1.670.752,61	1.626.681,50	1.599.914,00	1.573.620,49	1.547.738,84	1.522.269,39	1.497.212,52	1.472.568,71	1.448.338,46	1.424.522,38	
1.681.256,36	1.670.752,61	1.626.681,50	1.599.914,00	1.573.620,49	1.547.738,84	1.522.269,39	1.497.212,52	1.472.568,71	1.448.338,46	1.424.522,38	

(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	
(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	
90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	
(270.337,50)											
1.410.918,86	1.400.415,11	1.356.344,00	1.329.576,50	1.303.282,99	1.277.401,34	1.251.931,89	1.226.875,02	1.202.231,21	1.178.000,96	1.154.184,88	

	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
1.763.340,49	1.733.527,28	1.704.281,68	1.675.605,02	1.647.498,75	1.619.964,41	1.593.003,63	
13.073,41	13.269,51	13.468,55	13.670,58	13.875,64	14.083,77	14.295,03	
42.488,57	43.125,90	43.772,79	44.429,38	45.095,82	45.772,26	46.458,84	
1.707.778,52	1.677.131,88	1.647.040,34	1.617.505,07	1.588.527,30	1.560.108,38	1.532.249,76	
480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	480.600,00	
1.227.178,52	1.196.531,88	1.166.440,34	1.136.905,07	1.107.927,30	1.079.508,38	1.051.649,76	
306.794,63	299.132,97	291.610,09	284.226,27	276.981,82	269.877,10	262.912,44	
920.383,89	897.398,91	874.830,26	852.678,80	830.945,47	809.631,29	788.737,32	
2.883.600,00	2.403.000,00	1.922.400,00	1.441.800,00	961.200,00	480.600,00		
							1.000.000,00
							(250.000,00)
							750.000,00
4.831,07	4.749,39	4.669,26	4.590,70	4.513,70	4.438,26	4.364,39	
913,35	927,05	940,95	955,07	969,39	983,93	998,69	
1.074,53	1.090,64	1.107,00	1.123,61	1.140,46	1.157,57	1.174,93	
3.492,21	3.544,59	3.597,76	3.651,73	3.706,51	3.762,10	3.818,53	
1.177,68	1.041,20	905,45	770,43	636,12	502,52	369,62	
137,22	136,48	135,75	135,02	134,31	133,60	502,52	
1.400.983,89	1.377.998,91	1.355.430,26	1.333.278,80	1.311.545,47	1.290.231,29	1.269.337,32	
						750.000,00	
137,22	136,48	135,75	135,02	134,31	133,60	502,52	
1.401.121,11	1.378.135,39	1.355.566,00	1.333.413,82	1.311.679,78	1.290.364,89	2.019.839,84	
1.401.121,11	1.378.135,39	1.355.566,00	1.333.413,82	1.311.679,78	1.290.364,89	2.019.839,84	
							(7.209.000,00)
(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	
(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(360.450,00)	(7.569.450,00)	
90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	90.112,50	
(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(270.337,50)	(7.479.337,50)	
1.130.783,61	1.107.797,89	1.085.228,50	1.063.076,32	1.041.342,28	1.020.027,39	(5.459.497,66)	

PV: 17.764.964,96
WACC: 8,0%
NPV: 5.749.964,96
IRR: 13,6%

Debt
Wd: 0,60
Loan: 7.209.000,00
Interest (rd): 5,0%
Banks' IRR: 5,0%
IRRd: 3,8%
rd*(1-T): 3,8%

Shareh. NPV: 218103,6499
Shareh. IRR: 31,5%

Anexo V: Presupuesto

Concepto	Modelo	Cantidad	Unidades	Coste unitario	Total
Equipos					
Modulos fotovoltaicos	Trina Solar TSM-NEG19RC.20	41667	ud	119,00 €	4.958.373,00 €
Estructura soporte	AxialTracker 2TT	373	ud	1.750,00 €	652.750,00 €
Cajas de conexión	Sungrow PVS-20MH	75	ud	750,00 €	56.250,00 €
Estación de potencia	Sungrow SG6800HV-MV	3	ud	250.000,00 €	750.000,00 €
Baterias	ST5015kWh-1250kW-4h	6	ud	650.000,00 €	3.900.000,00 €

Cableado					
Tramo Paneles - Cajas	TOPSOLAR H1Z2Z2-K	500	m	2,00 €	1.000,00 €
Tramo Cajas - Estación	TOPSOLAR H1Z2Z2-K	2000	m	2,00 €	4.000,00 €
Tramo Estación - Subestación colectora	X-VOLT RH5Z1 AL	200	m	15,00 €	3.000,00 €
Tramo Subestación colectora - SET Plaza 220	132 kV 240 mm ² XLPE	2500	m	50,00 €	125.000,00 €

Subestación colectora					
Tranformador trifasico		1	ud	1.250.000,00 €	1.250.000,00 €
Edificio prefabricado		1	ud	15.000,00 €	15.000,00 €
Transformador de tensión inductivo		4	ud	7.500,00 €	30.000,00 €
Pararayos-autovalvulas		9	ud	750,00 €	6.750,00 €
Seccionador tripolar		3	ud	9.500,00 €	28.500,00 €
Interruptor automático tripolar		2	ud	8.500,00 €	17.000,00 €
Transformadores de intensidad		6	ud	6.000,00 €	36.000,00 €
Celda de linea		1	ud	8.000,00 €	8.000,00 €
Celda de acometida de transformador		1	ud	5.500,00 €	5.500,00 €
Celda de medida		1	ud	4.000,00 €	4.000,00 €
Sistemas auxiliares		3	ud	2.500,00 €	7.500,00 €

Terrenos y desarrollo de infraestructura					
Adquisición de Terrenos	Compra/arrendamiento de terrenos	1	ud	100.000,00 €	100.000,00 €
Estudios de proyecto	Medioambiental, hidrografico, topografico, geotecnico	4	ud	450,00 €	1.800,00 €
Obras Civiles	Excavación, cimentación y movimientos de tierras	1	ud	7.500,00 €	7.500,00 €

Permisos, Licencias y Documentos					
Costes Legales y Administrativos	Servicios legales para gestionar permisos y contratos	1	ud	35.000,00 €	35.000,00 €
Plan de Seguridad y Salud	Plan de seguridad y protocolos de emergencia	1	ud	5.000,00 €	5.000,00 €
Informe de Viabilidad de Acceso	Estudio de viabilidad	1	ud	7.500,00 €	7.500,00 €

Total	12.015.423,00 €
-------	-----------------