



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Hibridación Solar-Eólica con *Análisis del Potencial en Almacenamiento en Baterías: Desarrollo, Viabilidad y Estrategias para la Optimización del Mercado Energético*

Autor: Juan José Fernández de Luz Padilla

Director: Francisco González Hierro

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Hibridación Solar-Eólica con Análisis del Potencial Almacenamiento en Baterías:
Desarrollo, Viabilidad y Estrategias para la Optimización del Mercado Energético
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.: Juan José Fernández de Luz Padilla Fecha: 31/08/2025

Fecha: 31/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Francisco González Hierro Fecha: 31/08/2025



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Hibridación Solar-Eólica con Almacenamiento en
Baterías: Desarrollo, Viabilidad y Estrategias para la
Optimización del Mercado Energético

Autor: Juan José Fernández de Luz Padilla

Director: Francisco González Hierro

Madrid

Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento al director de este proyecto, Paco, por la oportunidad concedida, su apoyo y dedicación.

Por otro lado, agradecer a mi madre, el referente que ha hecho que llegue hasta aquí.

HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA CON ANÁLISIS DEL POTENCIAL ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS: DESARROLLO, VIABILIDAD Y ESTRATEGIAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO

Autor: Fernández de luz Padilla, Juan José.

Director: González Hierro, Francisco.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Contexto y oportunidad

El panorama energético actual se caracteriza por un crecimiento acelerado de las energías renovables y por el impulso normativo hacia la descarbonización. Sin embargo, las tecnologías renovables implantadas de manera aislada presentan limitaciones crecientes: la intermitencia de los recursos dificulta cubrir la demanda de forma estable, y el fenómeno de canibalización entre plantas similares reduce progresivamente la rentabilidad de cada una al concentrar la producción en los mismos períodos horarios.

En este marco, la hibridación de tecnologías surge como una solución idónea. Al integrar en un mismo punto de acceso y conexión una planta eólica y una planta solar fotovoltaica, se obtiene un perfil de generación más estable y complementario, que reduce vertidos, mejora el uso de la infraestructura eléctrica existente y refuerza la viabilidad económica del conjunto. Este proyecto se desarrolla precisamente en ese contexto, partiendo de un caso real sometido a confidencialidad.

Activo eólico de partida

El estudio parte de un parque eólico en fase de construcción, con 40,5 MW instalados en 9 aerogeneradores y un punto de acceso y conexión de 38 MW. Se dispone de su perfil horario de producción, así como de toda la información técnica y constructiva necesaria para modelar con precisión su comportamiento. Este activo constituye la base sobre la que se construye el análisis de hibridación.

Cabe señalar que, debido a los acuerdos de confidencialidad existentes con la empresa promotora, toda la información relativa al parque eólico se presenta de forma anonimizada, sin referencia a su nombre, ubicación exacta u otros datos sensibles. Aun así, se incluyen todos los parámetros técnicos necesarios para asegurar la coherencia y el rigor del análisis realizado.

Dimensionamiento: eje central del proyecto

El núcleo del trabajo se centra en determinar la capacidad óptima de la planta fotovoltaica a hibridar. Técnico–energético simulando escenarios horarios de producción conjunta (eólica +solar) para analizar inyección neta, vertidos y aprovechamiento del acceso y conexión.

- Económico–financiero: incorporando CAPEX, OPEX y precios de mercado para evaluar rentabilidad, IRR y sensibilidad a costes e ingresos.

Del cruce de ambos modelos se concluye que, en hibridación simple (eólica + solar), el tamaño óptimo de la planta fotovoltaica es 28 MW, equilibrio entre producción neta, vertidos muy contenidos (~3 %) y rentabilidad robusta. En el escenario de doble hibridación con almacenamiento, el análisis demuestra que el dimensionamiento óptimo pasa a ser 33 MWp fotovoltaicos junto con 25 MW de BESS, aprovechando el excedente solar para desplazar energía a horas con hueco de evacuación o precios más altos.

Diseño de la planta fotovoltaica

Definida la potencia de referencia en 28 MW, se ha llevado a cabo el diseño completo de la planta solar en base a los condicionantes contractuales y topográficos del emplazamiento:

- a) Ubicación restringida a las parcelas del parque eólico, con una orografía accidentada que obliga a adaptar la disposición de los módulos.
- b) La planta se estructura en seis zonas diferenciadas, optimizando la implantación frente a sombras y pendientes.
- c) Cada zona cuenta con su propio Centro de Transformación, que eleva de 800 V a 30 kV la energía de los inversores Huawei string de 300 kW.
- d) La red interna de evacuación en MT (30 kV) se organiza en cuatro circuitos: acoplos 1+5 y 3+4, línea dedicada para la zona 2 y conexión directa para la zona 6 al CS.
- e) Toda la energía solar se integra en el Centro de Seccionamiento existente de la planta eólica, desde donde se evacúa mediante la infraestructura ya construida (línea 30 kV + SET 30/220 kV + línea 220 kV) hasta el punto de interconexión con REE.

Este diseño permite una implantación realista y técnicamente sólida, optimizando la obra civil y reduciendo significativamente el CAPEX al aprovechar la infraestructura común.

El Layout del Parque Solar diseñado quedará de la siguiente forma:



Ilustración 1. Layout Planta PV

Resultados de producción

La simulación en PVsyst de la planta de 28 MW ofrece resultados representativos de su desempeño:

- Potencia instalada: 30,7 MW_p (27,9 MW_{ac})
- Producción neta anual inyectada a red: 69 GWh
- Performance Ratio (PR): 85 %
- Irradiación efectiva en plano: 2.540 kWh/m²·año

Estos resultados confirman la calidad del emplazamiento y la coherencia del diseño frente a las restricciones de partida.

Conclusión

En síntesis, el proyecto demuestra que a partir de un parque eólico de 40,5 MW, la capacidad óptima de hibridación es una planta solar de 28 MW, diseñada y modelada íntegramente. Este diseño permitirá producir anualmente en torno a 69 GWh adicionales con un PR del 85 %, optimizando el uso de la infraestructura de evacuación existente. Además, se ha estudiado un escenario de doble hibridación con baterías, donde se ha concluido que la combinación de 33 MW_p solares y 25 MW BESS maximiza el aprovechamiento de excedentes y aporta una flexibilidad estratégica superior.

El trabajo valida, sobre un caso real y con modelado exhaustivo, que la hibridación eólico-fotovoltaica constituye una solución técnica y económicamente robusta para incrementar generación renovable, mitigar la intermitencia y reforzar la rentabilidad de los activos existentes.

Los principales datos conclusivos del proyecto se recogen en la siguiente tabla:

Parámetro	Valor aproximado
Potencia eólica instalada	40,5 MW (9 aerogeneradores)
Potencia FV óptima (hibridación simple)	28 MW _{ac} (~30,7 MW _p)
Producción anual FV	69 GWh
Performance Ratio (PR)	85 %
Irradiancia efectiva	2.540 kWh/m ² ·año
Nº de módulos FV	61.500 (Trina Vertex 500 Wp)
Nº de inversores	93 Huawei SUN2000-330KTL-H1 (300 kW)
Centros de Transformación	6 (uno por zona, modelo JUPITER 6,8–9 MVA)
Capacidad de baterías (doble hibridación)	25 MW BESS (óptimo)
Potencia FV con BESS	33 MW _p

Tabla 1. Principales Resultados

SOLAR-WIND HYBRIDIZATION WITH BATTERY STORAGE: DEVELOPMENT, VIABILITY AND STRATEGIES FOR ENERGY MARKET OPTIMIZATION

Author: Fernández de luz Padilla, Juan José.

Supervisor: González Hierro, Francisco.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Context and Opportunity

The current energy landscape is characterised by the accelerated growth of renewable energies and the regulatory drive towards decarbonisation. However, renewable technologies implemented in isolation face increasing limitations: resource intermittency makes it difficult to cover demand in a stable manner, while the cannibalisation effect among similar plants progressively reduces profitability by concentrating production in the same time slots.

In this context, hybridisation of technologies emerges as an ideal solution. By integrating a wind farm and a photovoltaic (PV) plant within the same grid access and connection point, a more stable and complementary generation profile is achieved. This reduces curtailment, improves the use of existing electrical infrastructure, and strengthens the economic viability of the project. The present work is developed precisely under this framework, based on a real case subject to confidentiality.

Starting Wind Asset

The study is based on a wind farm under construction, with 40.5 MW installed in 9 turbines and an access and connection capacity of 38 MW. The hourly production profile is available, together with the necessary technical and constructive data to accurately model its performance. This asset serves as the foundation for the hybridisation analysis.

It is important to note that, due to confidentiality agreements with the promoter, all information regarding the wind farm is presented in an anonymised manner, without reference to its name, exact location, or other sensitive details. Nevertheless, all technical parameters required to ensure the coherence and rigour of the analysis are included.

Dimensioning: Core of the Project

The central focus of the work is to determine the optimal PV capacity to hybridise. To this end, a dual modelling approach has been carried out:

- Technical–energy model: simulating hourly joint production scenarios (wind + solar) to analyse net injection, curtailment and utilisation of the grid connection point.
- Economic–financial model: incorporating CAPEX, OPEX, and market prices to assess profitability, IRR, and sensitivity to costs and revenues.

The cross-analysis of both models concludes that, in simple hybridisation (wind + solar), the optimal PV plant size is 28 MW, balancing net production, very limited curtailment (~3%), and robust profitability. In the scenario of dual hybridisation with storage, the analysis shows that the optimal configuration becomes 33 MWp PV plus 25 MW BESS, enabling surplus solar energy to be shifted to hours with available grid capacity or higher prices.

PV Plant Design

With the optimal reference capacity of 28 MW, the complete design of the PV plant has been developed, considering the contractual and topographic constraints of the site:

- Location restricted to the same plots as the wind farm, with challenging orography requiring adaptation of module disposition.
- The plant is divided into six independent zones, optimised against shadows and slopes.
- Each zone is equipped with its own Medium Voltage Transformer Centre (CT), raising voltage from 800 V to 30 kV.
- The internal 30 kV network is organised into four circuits: couplings 1+5 and 3+4, a dedicated line for zone 2, and a direct connection for zone 6 to the switching station.
- The solar output is integrated into the existing Switching Station of the wind farm, from where evacuation is carried out using the already built infrastructure (30 kV line + 30/220 kV substation + 220 kV line) up to the POI with REE.

This design ensures a realistic and technically sound implementation, optimising civil works and significantly reducing CAPEX by leveraging shared infrastructure.

The layout of the designed Solar Park will be as follows:

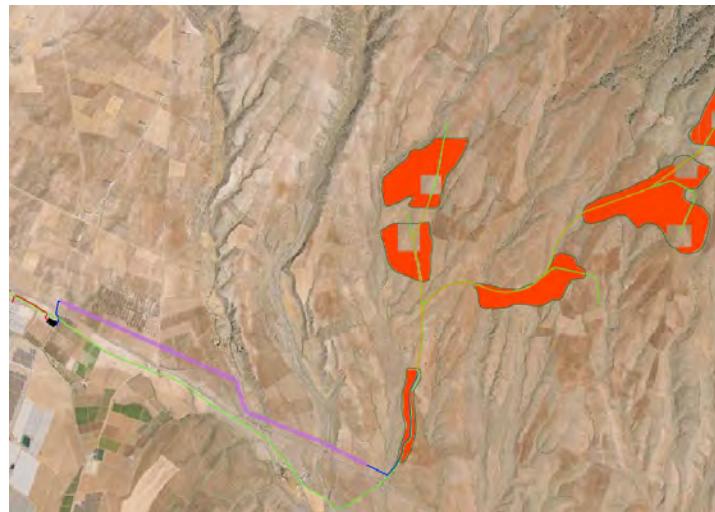


Ilustración 2. Layout Planta PV

Production Results

The PVsyst simulation of the 28 MW plant provides representative results of its expected performance:

- Installed capacity: 30.7 MWp (27.9 MWac)

- Annual net production injected to grid: ~69 GWh
- Performance Ratio (PR): ~85 %
- Effective irradiance (plane of array): ~2,540 kWh/m².year

These results confirm the quality of the site and the coherence of the design given the constraints.

Conclusion

In summary, the project demonstrates that starting from a 40.5 MW wind farm, the optimal hybridisation capacity is a 28 MW PV plant, fully designed and modelled. This configuration will deliver around 69 GWh per year with a PR of 85 %, while optimising the use of existing evacuation infrastructure. In addition, a dual hybridisation scenario with storage has been analysed, concluding that 33 MWp PV plus 25 MW BESS maximises surplus utilisation and provides superior strategic flexibility.

The work validates, on a real case and through exhaustive modelling, that wind–solar hybridisation is a technically and economically robust solution to increase renewable generation, mitigate intermittency, and enhance the profitability of existing assets.

Key Project Data

Parameter	Approximate Value
Installed wind capacity	40.5 MW (9 turbines)
Optimal PV capacity (simple hybridisation)	28 MWac (~30.7 MWp)
Annual PV production	~69 GWh
Performance Ratio (PR)	~85 %
Effective irradiance	~2,540 kWh/m ² .year
Nº of PV modules	~61,500 (Trina Vertex 500 Wp)
Nº of inverters	93 Huawei SUN2000-330KTL-H1 (300 kW)
Transformer Centres	6 (one per zone, JUPITER 6.8–9 MVA)
Battery capacity (dual hybridisation)	25 MW BESS (optimal)
PV capacity with BESS	33 MWp

Tabla 2. Key Project Data

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	11
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	14
2.1 Introducción.....	14
2.2 Estado Actual de las Plantas Híbridas	15
2.3 Tecnologías	18
2.4 Limitación del sistema actual	21
Capítulo 3. Motivación	23
Capítulo 4. Objetivos.....	25
Capítulo 5. Alineación con los ODS	28
Capítulo 6. Planta Eólica de Partida	30
6.1 Descripción General de la Planta	30
6.2 Layout de la Planta Eólica.....	31
6.3 Infraestructura de Evacuación y Punto de Conexión.....	34
6.4 Recurso Eólicos y Perfil de Producción	37
6.5 Limitaciones y Oportunidades para la Hibridación.....	40
Capítulo 7. Dimensionamiento.....	44
7.1 Análisis de Curtailment y Producción.....	44
7.1.1 Inputs modelo	44
7.1.2 Parámetros Prefijados Modelo	46
7.1.3 Resultados de la simulación del modelo.....	48
7.2 Conclusión Análisis técnico de la producción y Curtailment.....	65
7.3 Análisis Económico.....	66
7.3.1 Inputs Modelo.....	66
7.3.2 Resultados de la Simulación del Modelo.....	71
7.4 Planteamiento con Baterías	75
Capítulo 8. Diseño de Planta Fotovoltaica.....	77

8.1	Marco Regulatorio.....	77
8.2	Emplazamiento para la implantación	78
8.3	Definición de Planta	82
8.3.1	<i>Escena 3D</i>	82
8.3.2	<i>Ubicación de los módulos</i>	88
8.3.3	<i>Selección de Equipos</i>	96
8.3.4	<i>Características Técnicas</i>	103
8.3.5	<i>División de strings</i>	104
8.4	Simulación y Resultados	105
8.4.1	<i>Consideración de Sombras</i>	105
8.4.2	<i>Resultados</i>	107
8.4.3	<i>Producción y rendimiento global del sistema</i>	107
8.4.4	<i>Recurso solar e irradiación</i>	109
8.4.5	<i>Pérdidas del sistema</i>	112
8.4.6	<i>Sombras e Influencia Geométrica</i>	114
8.4.7	<i>Resultados complementarios</i>	118
8.4.8	<i>Comparativa de Resultados entre Simulaciones</i>	122
Capítulo 9.	Layout	124
9.1	Huella del campo solar (módulos).....	124
9.2	Vallado perimetral.....	124
9.3	Viales y pasillos técnicos	124
9.4	Red interna de MT (30 kV) y zanjas	125
9.5	Integración en el Centro de Seccionamiento y evacuación conjunta	125
9.6	Figura-resumen.....	126
9.7	Planos	126
9.8	Configuración secundaria del Layout.....	127
Capítulo 10.	Infraestructura Eléctrica	129
10.1	Centros de Transformación (CT) de las zonas fotovoltaicas.....	129
10.2	Agrupación de zonas y red de evacuación a 30 kV	130
10.3	Centro de Seccionamiento (CS)	130
10.4	Subestación Elevadora (SET 30/220 kV).....	131
10.5	Esquemas.....	131

10.6 Configuración secundaria de los unifilares	132
Capítulo 11. Análisis de Sensibilidad.....	134
11.1 Comparación de alternativas de evacuación.....	134
11.2 Impacto de la incorporación de baterías (BESS).....	137
<i>11.2.1 Combinaciones de portfolio</i>	<i>138</i>
11.3 Sensibilidad del dimensionamiento solar al desempeño global	140
11.4 Tratamiento de Sombras.....	141
11.5 Influencia de la orografía y del emplazamiento	143
11.6 Sensibilidad a parámetros de diseño de la planta fotovoltaica	146
<i>11.6.1 Selección de equipos.....</i>	<i>146</i>
<i>11.6.2 Parámetros de configuración del campo.....</i>	<i>148</i>
<i>11.6.3 Conclusión.....</i>	<i>149</i>
Capítulo 12. Conclusiones.....	152
12.1 Desarrollo de la planta solar e integración en el sistema híbrido	152
12.2 Mejora operativa y económica de la hibridación	153
12.3 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	154
12.4 Rentabilidad económica y atractivo financiero del proyecto	155
12.5 Dimensionamiento como eje del proyecto	155
12.6 El almacenamiento como oportunidad estratégica	156
12.7 La complementariedad tecnológica	157
12.8 Emplazamiento y Orografía Complicados	158
12.9 Relevancia estratégica del marco regulatorio y de los incentivos	158
Capítulo 13. Bibliografía.....	160
ANEXO I – PLANOS LAYOUT	163
ANEXO II – PLANOS LAYOUT CONFIGURACIÓN SECUNDARIA	181
ANEXO III – DIAGRAMAS UNIFILARES.....	185
ANEXO IV – DIAGRAMAS UNIFILARES CONFIGURACIÓN SECUNDARIA.....	195
ANEXO IV – REPORT PVSYST PLANTA PV	203

Índice de figuras

Ilustración 1. Layout Planta PV.....	10
Ilustración 2. Layout Planta PV.....	13
Ilustración 3. Generación anual de Renovables en España (REE)	14
Ilustración 4. Instalacion híbrida de Iberdrola con más de 120000 módulos fotovoltaicos	16
Ilustración 5. Curva I-V estándar para un módulo fotovoltaico.....	20
Ilustración 6. Layout Planta Eólica	31
Ilustración 7. Posiciones de los aerogeneradores	32
Ilustración 8. Layout Detallado Parque Eólico.....	34
Ilustración 9. SET "2" y SET "POI"	36
Ilustración 10. Estructura de Evacuación PE	36
Ilustración 11. Matriz de Producción Horaria Eólica Total (MWh).....	39
Ilustración 12. Matriz de Producción Eólica Horaria Media (MWh).....	40
Ilustración 13. Matriz de Producción Horaria Wind 18 MW	52
Ilustración 14. Matriz de Producción Horaria PV 18 MW	53
Ilustración 15. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 18 MW.....	53
Ilustración 16. Matriz de Curtailment 18 MW	54
Ilustración 17Matriz de Capacidad Disponible Batería 18 MW	54
Ilustración 18. Matriz de Producción Horaria Wind 23 MW	55
Ilustración 19. Matriz de Producción Horaria PV 23 MW.....	55
Ilustración 20. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 23 MW.....	56
Ilustración 21. Matriz de Curtailment 23 MW	56
Ilustración 22. Capacidad Disponible Batería 23 MW	57
Ilustración 23. Matriz de Producción Horaria Wind 28 MW	57
Ilustración 24. Matriz de Producción Horaria PV 28 MW.....	58
Ilustración 25. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 28 MW.....	58
Ilustración 26. Matriz de Curtailment 28 MW	59
Ilustración 27. Capacidad Disponible Batería 28 MW	59
Ilustración 28. Matriz de Producción Horaria Wind 33 MW	60

Ilustración 29. Matriz de Producción Horaria PV 33 MW	60
Ilustración 30. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 33 MW.....	61
Ilustración 31. Matriz de Curtailment 33 MW	61
Ilustración 32. Capacidad Disponible Batería 28 MW	62
Ilustración 33. Matriz de Producción Horaria Wind 43 MW	62
Ilustración 34. Matriz de Producción Horaria PV 43 MW	63
Ilustración 35. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 43 MW.....	63
Ilustración 36. Matriz de Curtailment 43 MW	64
Ilustración 37. Capacidad Disponible Batería 28 MW	64
Ilustración 38. Mix de Producción en cada Escenario.....	74
Ilustración 39. Evolución Capture Rate en cada Escenario.....	75
Ilustración 40. Parcelas Catastrales Disponibles para la Implantación	78
Ilustración 41. Curvas de Nivel del Terreno.....	79
Ilustración 42. Mapa Hipsométrico del Terreno.....	80
Ilustración 43. Curva Anual de Irradiación en el Emplazamiento	81
Ilustración 44. Datos Anuales de Irradiación en el Emplazamiento.....	82
Ilustración 45. Plano X-Y de la Escena 3D	83
Ilustración 46. Escena 3D	84
Ilustración 47. Escena 3D con Ground Data	84
Ilustración 48. Escena 3D con Ground Data, zonas 1, 2 y 5	85
Ilustración 49. Escena 3D con Ground Data, zonas 3 y 4.	85
Ilustración 50. Escena 3D, Plano X-Z de zonas 3, 4 y 6	86
Ilustración 51. Escena 3D, Plano X-Z de zonas 1 y 2.	86
Ilustración 52. Escena 3D con Ground Data, Plano X-Y	87
Ilustración 53. Plano X-Y de la Escena 3D	87
Ilustración 54. Zonas para la Ubicación de los Módulos	88
Ilustración 55. Módulos sobre Zona 1	90
Ilustración 56. Módulos sobre Zona 2	90
Ilustración 57. Módulos sobre Zona 5	91
Ilustración 58. Módulos sobre Zona 3	91

Ilustración 59. Módulos sobre Zona 4	92
Ilustración 60. Módulos sobre Zona 6	92
Ilustración 61. Zonas 3, 4 y 6 con módulos, Plano X-Z.....	93
Ilustración 62. Zonas 1 y 2 con módulos, Plano X-Z.....	93
Ilustración 63. Zonas 2 y 3 con módulos, Plano X-Z.....	93
Ilustración 64. Curva P-V de los Módulos	97
Ilustración 65. Curva I-V de los Módulos	98
Ilustración 66. Inversor.....	99
Ilustración 67. Elementos Inversor	100
Ilustración 68. Esquema Inversor	100
Ilustración 69. Curva Inversor.....	100
Ilustración 70. Centro de Transformación	101
Ilustración 71. Elementos CT	102
Ilustración 72. Esquema CT	102
Ilustración 73. Representación String.....	105
Ilustración 74. Evolución PR.....	108
Ilustración 75. Resutados Mensuales Planta PV	108
Ilustración 76. Producción Normalizada por Potencia Instalada.....	109
Ilustración 77. Diagrama de Dispersión Irradiancia-Producción	110
Ilustración 78. Distribución de Frecuencias de Irradiancia	111
Ilustración 79. Distribución Acumulada de Irradiancia Incidente.....	112
Ilustración 80. Loss Diagram.....	113
Ilustración 81. Iso-Shading Diagram Zona 1	115
Ilustración 82. Iso-Shading Diagram Zona 2	115
Ilustración 83. Iso-Shading Diagram Zona 3.....	116
Ilustración 84. Iso-Shading Diagram Zona 4.....	116
Ilustración 85. Iso-Shading Diagram Zona 5.....	117
Ilustración 86. Iso-Shading Diagram Zona 6.....	117
Ilustración 87. Distribución de Potencia de la Planta PV	119
Ilustración 88. Producción Diaria de Energía Útil	120

Ilustración 89. Relación entre Temperatura e Irradiancia Efectiva	121
Ilustración 90. Distribución de Tensiones en el Generador PV	122
Ilustración 91. Layout Configuración Principal	135
Ilustración 92. Layout Configuración Secundaria.....	136

Índice de tablas

Tabla 1. Principales Resultados.....	11
Tabla 2. Key Project Data.....	14
Tabla 3. Datos Aerogeneradores	31
Tabla 4. Datos Circuito 1 PE.....	33
Tabla 5. Datos Circuito 2 PE.....	33
Tabla 6. Datos Circuito 3 PE.....	33
Tabla 7. Estudio de Producción PE	38
Tabla 8. Consideración Probabilística de Producción PE	38
Tabla 9. Resultados Modelo de Producción y Curtailment.....	51
Tabla 10. Inputs Desarrollo, Operación y Vida.....	67
Tabla 11. Inputs Capacidad y Producción Energética	68
Tabla 12. Inputs CAPEX.....	68
Tabla 13. Inputs Ingresos	69
Tabla 14. Inputs OPEX.....	70
Tabla 15. Inputs Fiscalidad.....	70
Tabla 16. Inputs Depreciación.....	70
Tabla 17. Inputs Working Capital	70
Tabla 18. Indicadores Económicos Modelo	72
Tabla 19. Resultados Modelo Económico	72
Tabla 20. Características Distributivas de cada Zona.....	96
Tabla 21. Características de Módulos.....	97
Tabla 22. Características de los Inversores	98
Tabla 23. Características Centros de Transformación	101
Tabla 24. Datos Técnicos de cada Zona	104
Tabla 25. Performance Planta PV.....	107
Tabla 26. Datos Recurso.....	110
Tabla 27. Comparativa entre Distintas Simulaciones.....	123
Tabla 28. Análisis Alternativas de Instalación BESS.....	138

Tabla 29. Combinaciones de Portfolio	139
Tabla 30. Comparativa Distintas Simulaciones en función de Sombras	143
Tabla 31. Sensibilidad frente a Parámetros Técnicos de la Planta PV	151
Tabla 32. Resultados Planta PV	153

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Si nos situamos en el contexto actual, que está fuertemente influenciado por el cambio climático y la sostenibilidad, es muy fácil observar como el rumbo tanto político, social, como económico de la sociedad, está fuertemente orientado hacia un desarrollo sostenible. En este desarrollo, uno de los sectores con más peso y de mayor magnitud es el sector energético, donde la descarbonización de este es una prioridad estratégica a nivel global. Es aquí donde las energías renovables desempeñan un papel fundamental, ya que son las principales protagonistas para acabar con la dependencia fósil en la generación de energía.

En España, en las últimas décadas las energías renovables han logrado un increíble alcance, convirtiéndose en un pilar esencial del sistema eléctrico. Estas fuentes, representan un porcentaje muy significativo del mix energético nacional, con un liderazgo especialmente destacable en capacidad instalada de energía eólica y solar. En el pasado mes de septiembre (09/2024) la generación renovable alcanzó en España el 53% del mix nacional (Smart Grids, 2024). Además, según indican las tendencias, y con el objetivo de cumplir con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (MITECO, 2020a), se espera que la capacidad instalada de renovables en España siga aumentando considerablemente en los próximos años.

A pesar de todas sus ventajas, las plantas renovables aisladas enfrentan limitaciones inherentes, como la intermitencia o la dependencia de condiciones climáticas variables. Este hecho hace que estas plantas puedan presentar desafíos en la planificación, estabilidad y capacidad de respuesta en cuanto a la generación de energía para la red eléctrica. Por ejemplo, la generación eólica fluctúa significativamente según la velocidad o presencia del viento, mientras que la solar depende de la irradiación y enfrenta restricciones durante las horas nocturnas. Estas barreras subrayan la necesidad de explorar soluciones que combinen múltiples tecnologías.

La hibridación de plantas renovables representa una solución innovadora y eficiente a estas problemáticas. Al combinar tecnologías como la solar y la eólica, se generan sinergias entre ambas que ofrecen destacadas ventajas como estabilizar la producción energética, reducir la intermitencia o maximizar el uso de infraestructuras comunes. Aunque su implementación aún se encuentra en etapas iniciales en España, los sistemas híbridos muestran un enorme potencial para transformar el mercado energético, aliviando las tensiones de integración y optimizando los recursos renovables.

Poniendo el foco en el caso específico que se va a tratar en este trabajo, resulta especialmente interesante analizar las ventajas que pueden aportar a una instalación eólica ya existente la hibridación con una instalación fotovoltaica. En primer lugar, destaca la complementariedad de recursos, ya que esta hibridación permitirá aprovechar las horas de sol durante el día, y viento durante la noche o en estaciones específicas, aumentando la producción global y reduciendo la dependencia de la red en momentos de baja generación. Por otro lado, el uso compartido de infraestructura reduce los costos operativos y de inversión adicionales, además del consecuente aumento en la eficiencia.

Finalmente resulta también especialmente interesante valorar la posibilidad de incorporar un sistema de almacenamiento energético complementario. Este podría ofrecer ventajas económicas muy significativas. Implementar un sistema de almacenamiento por baterías permitiría almacenar los excedentes de energía que han sido generados en los momentos de baja demanda, para luego venderla en los horarios de mayor consumo, cuando los precios de venta son más altos, y permitiéndose así conseguir una mayor maximización de los ingresos. Esta capacidad de gestión energética no solo aumenta la rentabilidad del sistema, sino que también refuerza su atractivo dentro del mercado energético actual, cada vez más competitivo y dinámico.

Por tanto, teniendo en cuenta todo este contexto actual, resulta especialmente interesante tener en consideración proyectos para la generación de energía que estén centrados en una planta híbrida de energías renovables. Son múltiples las posibilidades de hibridación que se pueden contemplar a la hora de su diseño, ya sea tanto en el tipo de tecnología, capacidad

instalada, o incluso localización, pero igualmente múltiples serán las ventajas que la hibridación aporte al proyecto.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se ha mencionado anteriormente, las energías renovables se presentan como una de las principales soluciones para cumplir con los objetivos propuestos para la transición energética. Este hecho, está empezando a ser especialmente significativo si observamos el crecimiento de presencia de renovables en la generación de energía total. En el pasado año 2023, la participación de la producción renovable en el mix nacional batió récord histórico y además fue mayoritaria por primera vez en la historia con una cuota del 50,3%, con un aumento con respecto al año anterior de un 15,1% (REE, 2025). Por tanto, para cumplir con el objetivo propuesto en el PNIEC, de llegar a un 81% de la generación total cubierta por renovables para el año 2030 (MITECO, 2020a), todavía se prevé que la presencia de renovables siga aumentando aún más. En la figura 1, donde se ven los datos de la generación proveniente de las distintas tecnologías renovables en los últimos años aportada por la REE, se puede ver como la tendencia va en aumento:

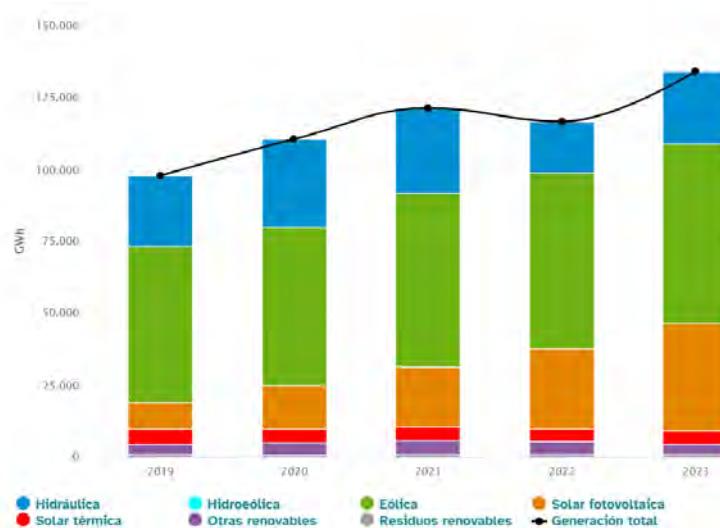


Ilustración 3. Generación anual de Renovables en España (REE)

Además, se puede apreciar claramente la dominancia en este mix por parte de la generación eólica y fotovoltaica. Por tanto, también es evidente el fuerte protagonismo de estas dos tecnologías en el contexto actual, y que sin duda irá en aumento en los próximos años.

Sin embargo, a pesar de sus múltiples beneficios, las energías renovables individuales presentan limitaciones significativas, principalmente relacionadas con la intermitencia y la dependencia de factores climáticos. Estas restricciones dificultan la integración plena en el sistema eléctrico, dificultando así conseguir los objetivos propuestos en cuanto a porcentaje de la demanda total cubierta por energías renovables. Es por tanto que la hibridación de energías renovables, concretamente de energía eólica y solar se posiciona como una solución integral para abordar las limitaciones actuales, y además, sea especialmente interesante plantear un sistema de almacenamiento adicional para evaluar su mayor interés económico.

Este proyecto aborda estas problemáticas al proponer la hibridación de una instalación eólica existente con tecnología solar, con la posibilidad de ser complementada por un sistema de almacenamiento. Este enfoque no solo maximiza la utilización de recursos renovables, sino que también refuerza la competitividad del sistema en un mercado energético dinámico, alineándose con las metas de sostenibilidad de España.

2.2 ESTADO ACTUAL DE LAS PLANTAS HÍBRIDAS

Globalmente, hace ya años que empieza a ser frecuente la **presencia** de grandes plantas de generación renovable en las que se hibridan diferentes tecnologías. Un ejemplo de ello es la puesta en marcha de una planta solar-eólica por parte de Adani en Rajasthan, India, con una capacidad de casi 400 MW (Roca, 2022). Esta planta, que fue puesta en marcha hace ya más de 2 años, es un claro ejemplo de la tendencia actual de este tipo de instalaciones, y del gran alcance y nivel de desarrollo que pueden llegar a tener.

En España, a pesar de la gran capacidad instalada de generación renovable con la que ya contamos, la aparición de grandes plantas híbridas está empezando a hacerse presente muy recientemente. A pesar de esto, la muy reciente puesta en marcha de varias plantas, sumado

a la gran cantidad de proyectos en desarrollo, muestra como la tendencia apunta a un fuerte protagonismo de estas plantas en un futuro muy próximo.

Como se ha indicado, es interesante mencionar algunas de estas puntuales plantas que se han puesto en marcha en el último año, y que utilizan la misma tecnología que el proyecto que será objeto de desarrollo en este trabajo: Una hibridación solar-eólica:

- La empresa **Iberdrola**, ha invertido más de 40 millones de euros para hibridar el complejo eólico existente BaCa - Ballestas y Casetona - de 69 MW, con una instalación fotovoltaica de 74 MW. (Iberdrola, 2023)



Ilustración 4. Instalacion híbrida de Iberdrola con más de 120000 módulos fotovoltaicos

- La empresa **Acciona** completó el pasado mes de enero su primera planta de generación renovable híbrida llamada Escepar con la construcción de una planta fotovoltaica de 29,4 megavatios (MW) y de 54.208 módulos junto al parque eólico de 36 MW en los términos municipales de Villalba del Rey y Tinajas (Cuenca). Una planta fotovoltaica que generará 48.170 megavatios hora (MWh) de electricidad limpia al año, y que se suma a los 57.500 MWh anuales que ya produce el parque eólico. En conjunto, las dos instalaciones que forman la hibridación generarán suficiente electricidad para abastecer a más de 30.000 hogares y evitarán la emisión de más de 46.000 toneladas de CO₂ al año. (García-Ceca, 2024)
- El pasado mes de enero también, la empresa especializada en energías renovables **EDP** conectó a la red el primer parque híbrido de España que combina las tecnologías eólica y solar en el mismo emplazamiento, localizado en Santa María del Cubillo (Ávila). Ambas tecnologías combinadas ofrecerán una capacidad total de 28,75 MW, produciendo más de 58 GWh de electricidad al año. (Moncada, 2024)

Es especialmente interesante también tener en cuenta como suplementar estar instalaciones con un sistema auxiliar de almacenamiento, puede acentuar las ventajas de la hibridación enormemente. Por ejemplo, en lugares con una alta cantidad de recurso como Andalucía, donde la energía solar es casi capaz de suministrar la energía necesaria para cubrir la demanda en un día, resultaría especialmente interesante la posibilidad de almacenar energía, y así poder suministrarlala a lo largo del día acabando así con la dependencia hacia cualquier otra fuente de producción.

Además, el **potencial** actual de crecimiento de este tipo de proyectos es enorme, ejemplos actuales de ello son:

- En el pasado mes de septiembre, más de 6 proyectos híbridos y de almacenamiento stand alone avanzan en evaluación ambiental, con una suma total de capacidad instalada de 876,8 MW totales. Esto supone un aumento considerablemente significativo de este tipo de tecnologías en España. (Lardizábal, 2024)
- Hay empresas como BRUC planean invertir más de 1.000 millones de euros en Andalucía hasta 2028 para desarrollar proyectos híbridos de energía solar y almacenamiento en baterías, añadiendo 3.112 MW de capacidad. (Pérez Monguió, 2024)

Así mismo, el proyecto propiamente en su totalidad debe situarse bajo su **marco regulatorio**, por lo que es conveniente tener en cuenta las distintas normativas que son conveniente tener en cuenta. En primer lugar, para el acceso y conexión a la red eléctrica:

- Real Decreto 1183/2020: Establece el procedimiento para la obtención de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este decreto es aplicable a productores, consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento. (MITECO, 2020b)
- Circular 1/2021 de la CNMC: Define la metodología y condiciones para el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de instalaciones de producción de energía eléctrica, incluyendo criterios técnicos y de capacidad. (BOE, 2021)

Por otro lado, hay regulaciones para la hibridación de energías renovables:

- Real Decreto-ley 23/2020: Introduce medidas para la reactivación económica en el ámbito de la energía, permitiendo la hibridación de instalaciones renovables en un mismo punto de conexión sin necesidad de incrementar la potencia nominal.

O autorizaciones administrativas como:

- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico: Regula el procedimiento para la obtención de autorizaciones administrativas necesarias para la construcción, explotación, modificación y cierre de instalaciones de generación eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000: Desarrolla los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, detallando los requisitos para la tramitación administrativa.

Además, no solo tendrán influencia en el proyecto las regulaciones existentes, sino que serán objeto de gran interés los posibles incentivos fiscales y financieros de los que el proyecto podría optar, aumentando así más todavía el atractivo del proyecto:

- Real Decreto 960/2020: Establece el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, incentivando la inversión en proyectos renovables a través de un marco retributivo específico.
- Programas de Ayudas del IDAE: El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ofrece convocatorias de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibrido con instalaciones de generación renovable.

Y finalmente, en términos de seguridad y regulaciones técnicas generales, destacan como documentos principales a tener en consideración el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y las Normas Técnicas de Red Eléctrica de España (REE)

2.3 TECNOLOGÍAS

El fundamento del proyecto principalmente consiste en desarrollar una instalación fotovoltaica sobre una instalación eólica ya existente, y así completar la hibridación. Por eso, es conveniente analizar el fundamento de funcionamiento de generación fotovoltaica, así como sus principales componentes. La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías renovables más maduras y ampliamente utilizadas para la generación eléctrica. Su funcionamiento se basa en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Los **principales componentes** serán:

- Módulos fotovoltaicos: Son el corazón de la instalación. Están compuestos por células solares que captan la irradiancia solar y la convierten en electricidad. Los paneles pueden ser monocristalinos, policristalinos o bifaciales, según el tipo de silicio utilizado y la configuración de las células.

- Inversores: Transforman la corriente continua (DC) generada por los paneles en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad utilizada por la mayoría de los dispositivos y sistemas de red.
- Estructuras de soporte: Permiten la fijación de los paneles, asegurando su orientación e inclinación óptima para maximizar la captación de radiación solar.
- Cableado y protecciones eléctricas: Aseguran la transmisión eficiente de la energía generada hacia los inversores y protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos.

El principio de funcionamiento de una **instalación solar fotovoltaica** está determinado por dos factores fundamentales: la irradiancia solar y la temperatura.

- Irradiancia solar: La cantidad de radiación que incide sobre los paneles solares, medida en vatios por metro cuadrado (W/m^2), es el principal determinante de la cantidad de energía que un módulo puede generar. A mayor irradiancia, mayor será la corriente generada por las células fotovoltaicas.
- Temperatura: Aunque la generación de energía aumenta con la irradiancia, la eficiencia de las células solares puede disminuir con temperaturas elevadas. Cada panel tiene un coeficiente de temperatura que describe cómo su rendimiento se ve afectado por cambios en la temperatura ambiente.

El comportamiento eléctrico de las células solares se representa mediante la curva característica corriente-voltaje (I-V). Esta curva muestra la relación entre la corriente generada por el módulo y su voltaje en condiciones específicas de irradiancia y temperatura. Principalmente, la intensidad de operación del módulo estará influida y será directamente proporcional a la irradiancia recibida, y la tensión de operación dependerá principalmente y será inversamente proporcional a la temperatura. Por tanto, a partir de las condiciones de temperatura e irradiancia, y de las condiciones específicas de los módulos que se vayan a emplear en la instalación, podremos conocer la curva I-V de operación, y por tanto la capacidad y condiciones operativas de la misma.

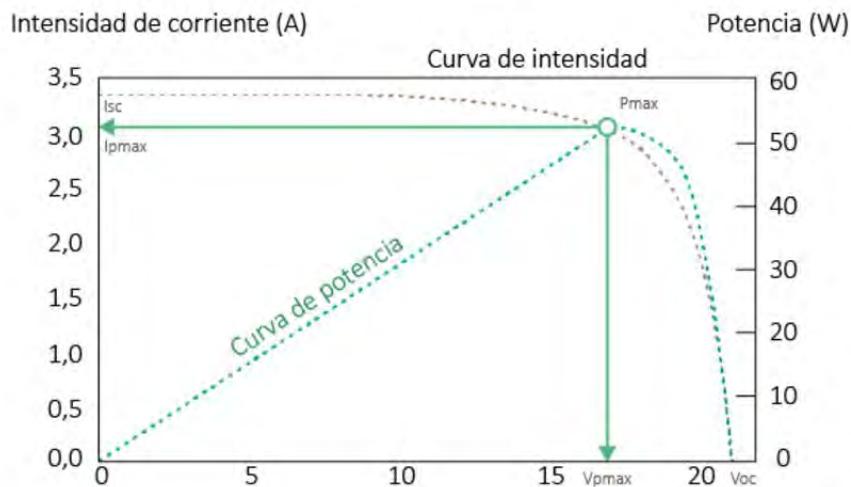


Ilustración 5. Curva I-V estándar para un módulo fotovoltaico.

En la figura 3, se puede ver claramente esta curva de operación para un módulo fotovoltaico, donde se pueden ver representados claramente: La I_{sc} (Intensidad de cortocircuito), V_{oc} (Tensión de vacío), las tensión, potencia e intensidad en el punto de máxima potencia (MPP), así como las curvas de potencia, y de tensión-intensidad.

En el caso de la **instalación eólica**, se partirá de una instalación ya existente, cuyas condiciones, características y prestaciones son conocidas, y serán definidas en detalle durante el desarrollo del proyecto.

En cuanto a la instalación de la posible **batería** es importante analizar su funcionamiento, y variantes existentes. Su funcionamiento básico se basa en reacciones electroquímicas que convierten la energía eléctrica en energía química durante el proceso de carga y la liberan nuevamente como electricidad durante la descarga. Estas reacciones ocurren en tres componentes principales:

- Electrodos: Un ánodo (negativo) y un cátodo (positivo) que facilitan el flujo de electrones.
- Electrolito: Un material conductor que permite el movimiento de iones entre los electrodos.
- Separador: Una barrera que evita el contacto directo entre los electrodos, pero permite el flujo de iones.

Durante la carga, los electrones se mueven desde el ánodo hacia el cátodo a través de un circuito externo, mientras los iones fluyen dentro del electrolito para equilibrar la reacción. En la descarga, este proceso se invierte, suministrando electricidad al sistema conectado.

En cuanto al tipo específico de batería, hay distintas tecnologías disponibles para la misma, cada una con prestaciones y características distintas: baterías de Litio, de flujo Redox, de Plomo-ácido... E igualmente, en función de la batería que escojamos, será necesario destacar sus prestaciones en cuanto a ciclos de vida, Profundidad de descarga, eficiencia energética, tasa de carga y descarga, y costes, ya sea tanto de CAPEX como de OPEX. A partir de estas características, se podrá complementar las características técnicas completas de la planta híbrida en su totalidad.

2.4 LIMITACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL

Una vez que se tenga el sistema eólico de partida, con todas sus características operativas, (como la capacidad total instalada, su curva de potencia, factores externos...) es conveniente analizar sus limitaciones, y como el proyecto propuesto mejorará la instalación considerablemente.

Claramente el principal objetivo de hibridar la planta reside en paliar los efectos de intermitencia en la generación complementando la misma con la planta fotovoltaica, y además añadir la posibilidad de almacenar excedentes de generación para ser utilizados en la complementación de aquellos momentos donde la generación actual no sea suficiente. Este hecho, hace denotar el claro objetivo de construir un modelo de generación mucho más completo que el actual, que permita hacer una gestión de la energía generada de la cual se pueda optimizar el beneficio de venta, y hacer el proyecto lo más rentable posible. Es decir, mediante la instalación actual, sin la complementariedad de la hibridación ni la posibilidad de almacenamiento de energía, toda la energía generada debe de ser vendida, perdiéndose así todas las ventajas que ofrece el modelo de gestión de la energía de la planta.

Por otro lado, la planta primitiva, no hace una gestión muy eficiente de la infraestructura actual, tanto en términos de utilización, como de amortización económica.

Propuesta de valor:

- Innovación en el diseño híbrido específico para una planta eólica existente.
- Evaluación detallada del almacenamiento energético como ventaja estratégica.
- Análisis del impacto en el mercado energético español.

El proyecto se centra en la hibridación de una planta eólica existente mediante la incorporación de tecnología solar y un sistema de almacenamiento energético. Este diseño híbrido representa una solución innovadora al aprovechar infraestructuras ya instaladas, como el nodo eléctrico, las subestaciones y los sistemas de mantenimiento, reduciendo significativamente los costos iniciales y operativos. Además, la energía solar complementa la producción eólica, especialmente en períodos de baja generación, estabilizando el suministro energético y mejorando la eficiencia operativa. Este enfoque también permite escalar el sistema en el futuro, adaptándose a mayores demandas de capacidad.

Es igualmente atractivo el proyecto analizando sus ventajas estratégicas en cuanto a almacenamiento energético. La integración de un sistema de almacenamiento mediante baterías refuerza la estabilidad y la flexibilidad del sistema híbrido. Este componente permite almacenar la energía excedente producida por los sistemas solar y eólico en momentos de baja demanda, para liberarla en horas de mayor consumo o cuando los precios del mercado eléctrico son más altos. De este modo, no solo se optimiza el uso de los recursos generados, sino que también se aumenta la rentabilidad del proyecto. Además, las baterías permiten participar en mercados de servicios auxiliares, como la regulación de frecuencia y la estabilización de la red, generando ingresos adicionales y fortaleciendo la competitividad del sistema frente a instalaciones tradicionales.

Capítulo 3. MOTIVACIÓN

Habiendo analizado el contexto actual de las energías renovables hoy en día, y las principales problemáticas o retos de estas, una de las principales motivaciones de este proyecto es maximizar las **ventajas** que una instalación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento energético aportarán a una planta eólica ya existente. La integración de energía solar complementa la generación eólica, especialmente en horarios y estaciones con menor disponibilidad de viento, estabilizando la producción global y asegurando un suministro más continuo. El almacenamiento energético, por su parte, permite gestionar de manera eficiente la energía generada, almacenando excedentes durante períodos de baja demanda y liberándolos en momentos de alta demanda o precios más altos en el mercado eléctrico. Además, estas tecnologías no solo aumentan la estabilidad operativa de la planta, sino que también mejoran la rentabilidad al optimizar el uso de infraestructuras existentes, y optimizarán tanto costes de CAPEX y OPEX, como la rentabilidad que se podrá obtener de la energía generada.

Por otro lado, este proyecto se desarrolla en un **contexto** particularmente favorable para la transición energética. El auge de las energías renovables, junto con las actuales proyecciones de crecimiento que actualmente experimentan las hibridaciones, crea un momento ideal para la implementación de proyectos innovadores como este. España, en particular, está experimentando un impulso significativo en el desarrollo renovable debido a los objetivos marcados por el PNIEC 2021-2030, que promueve la descarbonización del sistema eléctrico y fomenta la incorporación de tecnologías híbridas. Asimismo, los incentivos fiscales y financieros, junto con un marco regulatorio favorable especialmente para un proyecto como una hibridación de tecnologías renovables, refuerzan la viabilidad del proyecto.

Uno de los mayores **atractivos** que potencian la motivación en este proyecto reside en el punto de vista económico. Este proyecto representa una oportunidad excepcional para maximizar los beneficios derivados de la generación de energía renovable. La optimización del *layout*, el dimensionamiento adecuado de los paneles solares y el almacenamiento

energético permiten no solo aprovechar al máximo la capacidad instalada, sino también establecer una estrategia de venta de electricidad altamente competitiva. Mediante la gestión estratégica del almacenamiento, la planta puede vender energía en horarios de mayor demanda y precios más altos, incrementando notablemente la rentabilidad.

Una **segunda motivación** importante radica en la conexión directa de este trabajo con un proyecto real en paralelo. La existencia de una planta eólica operativa brinda la oportunidad de evaluar y diseñar la hibridación desde un punto de vista óptimo, considerando factores como la capacidad de la instalación fotovoltaica a instalar, el tipo de baterías más adecuadas o el diseño del *layout* energético más eficiente. Este enfoque permitirá no solo validar el diseño técnico del sistema híbrido, sino también realizar un análisis económico exhaustivo para evaluar su viabilidad y la magnitud de su rentabilidad. La motivación, por tanto, no se limita al desarrollo teórico de un proyecto, sino que también abarca la implementación práctica de soluciones que puedan ser replicables y beneficiosas para otros proyectos similares en el futuro.

En general, este proyecto combina la necesidad de avanzar hacia un sistema energético más sostenible y competitivo, con la oportunidad de desarrollar un modelo híbrido innovador y altamente competitivo, que sea económicamente rentable y técnicamente viable.

Capítulo 4. OBJETIVOS

- Diseñar y evaluar la viabilidad técnica, económica y estratégica de la hibridación de una planta eólica existente con una instalación solar y un sistema de almacenamiento energético:

Este se puede considerar como el **objetivo principal** y general del proyecto, y en el se engloba la planificación integral del mismo. La propuesta principal busca garantizar que la integración de energía solar y almacenamiento energético no solo sea técnicamente factible, sino también económicamente rentable y estratégicamente alineada con los objetivos de sostenibilidad.

- Dimensionar y diseñar la instalación fotovoltaica complementaria, optimizando su capacidad instalada y su integración con la infraestructura actual:

Este objetivo se centra en analizar y determinar la capacidad adecuada de la instalación solar para complementar la generación eólica. Incluye el diseño del layout de los paneles solares, asegurando una integración eficiente con las infraestructuras existentes. Además, se buscará minimizar costos y maximizar la producción energética solar.

- Determinar la capacidad óptima del sistema de almacenamiento energético para maximizar el aprovechamiento de la energía generada y mejorar la estabilidad operativa:

Este objetivo se enfoca principalmente en seleccionar la batería más eficiente posible para el diseño de planta híbrida desarrollado. Será necesario hacer selección del tipo adecuado de batería, así como de su capacidad total y características específicas. El propósito principal de la batería será garantizar la estabilidad del suministro en todo momento. Además, será necesario evaluar la eficiencia económica del proyecto para comprobar la viabilidad total de esta posibilidad analizando su rentabilidad.

- Desarrollar un modelo energético que evalúe el desempeño técnico de la planta híbrida en términos de generación, almacenamiento y venta de energía:

Este objetivo busca crear un modelo que permita simular el funcionamiento del sistema híbrido en diferentes escenarios. Incluye analizar la interacción entre los sistemas solar, eólico y de almacenamiento, así como evaluar la energía neta disponible para la venta. Este modelo será una herramienta clave para validar el diseño técnico del proyecto y prever su desempeño real bajo condiciones climáticas y operativas diversas.

- Una vez conocido el layout definitivo de la planta, con la energía disponible generada, establecer la mejor estrategia de venta de esta para obtener el máximo beneficio:

Una vez diseñado el layout y determinado el potencial energético de la planta híbrida, este objetivo busca definir la estrategia de comercialización óptima. Se analizarán los horarios y condiciones del mercado eléctrico para maximizar los ingresos, priorizando la venta en períodos de mayor demanda o precios elevados.

- Hacer una evaluación económica del proyecto teniendo en cuenta todos los posibles escenarios, para valorar la viabilidad de la posible hibridación, y su forma óptima de implantación.:

Este objetivo va de la mano con el propósito secundario del proyecto, que es la evaluación de la viabilidad de su puesta en marcha sobre una planta ya real y en pleno rendimiento. Una vez considerado todo el diseño elaborado de la planta, y todos los factores relevantes del proyecto, tanto técnicos como económicos, será importante hacer la respectiva evaluación económica para considerar el escenario más óptimo y la viabilidad de implantación.

- Obtener un impacto positivo medio ambiental, y alinear el proyecto con los actuales objetivos generales en cuanto a transición energética:

Obviamente el desarrollo de una planta de generación de energía renovable contribuirá significativamente en la ansiada transición energética. Por tanto, será interesante analizar el impacto ambiental del proyecto, y garantizar que esté alineado con los objetivos tanto nacionales como a nivel europeo de transición energética.

- Comprobar la competitividad del modelo híbrido creado, por encima de la planta actual.

Finalmente, en caso de comprobar la viabilidad del proyecto, será interesante demostrar que el sistema híbrido es más competitivo que la planta eólica en su estado actual. Para ello se elaborará una comparación con datos e indicadores clave que valorarán el modelo híbrido creado como una solución más eficiente y sostenible

Capítulo 5. ALINEACIÓN CON LOS ODS

El proyecto estará directamente alineado con algunos de los objetivos ODS, especialmente aquellos relacionados con la energía limpia, la sostenibilidad ambiental y el desarrollo tanto tecnológico como económico:

- **ODS 7:** Energía asequible y no contaminante.

Se podría asegurar que este es el objetivo más directamente relacionado con el proyecto. La hibridación solar-eólica propuesta contribuirá a incrementar la generación renovable en el mix energético. Además, reducirá la dependencia de las fuentes fósiles, y gracias al sistema propuesto con claras ventajas para el almacenamiento y la gestión de esta energía no contaminante generada, se permitirá mejorar la eficiencia, optimizando así la oferta de energía limpia disponible.

- **ODS 9:** Industria, innovación e infraestructura.

El proyecto se sitúa en una línea tecnológicamente innovadora, ya que este tipo de integración híbrida de ambos sistemas está empezando a ser implantado ahora, y se presenta como una solución más eficiente. Además, se promueve una infraestructura energética que permitirá una mejor optimización de los recursos existentes y uso de los nodos eléctricos. En general, este proyecto estimulará el avance de la industria renovable.

- **ODS 13:** Acción por el clima.

El proyecto al estar fomentando la generación de energía renovable también está contribuyendo a descarbonizar el sector energético, por lo que claramente está contribuyendo a la mitigación del cambio climático. Además, el proyecto presenta una solución a los retos que actualmente tienen las renovables actuales, con los que será posible avanzar en la descarbonización del sector y apoyar las metas nacionales en transición energética.

- **ODS 11:** Ciudades y comunidades sostenibles.

De nuevo, la solución híbrida propuesta en el proyecto se sitúa como una fuente de energía limpia que indudablemente contribuirá a aumentar la sostenibilidad del sistema.

- **ODS 12:** Producción y consumo responsables.

El proyecto presenta una ventaja clara mediante la solución propuesta para una mayor gestionabilidad de la energía producida. Con esta gestión más eficiente, el proyecto indudablemente estará contribuyendo a una producción más responsable. Además, el proyecto está fomentando el uso de energía limpia y renovable, reduciendo así el uso de los recursos fósiles disponibles, mediante prácticas responsables tanto en el diseño como en la operación.

- **ODS 8:** Trabajo decente y crecimiento económico.

Finalmente, el proyecto está enfocado a maximizar la rentabilidad de un sistema existente, mejorando la eficiencia de este en distintos aspectos, tanto en aprovechamiento de la infraestructura y reduciendo gastos de CAPEX, como rentabilizando al máximo la energía generada. Esto indudablemente supondrá grandes oportunidades económicas tanto para operadores como para inversores.

Capítulo 6. PLANTA EÓLICA DE PARTIDA

El primer punto por abordar es mostrar las características de la planta eólica de partida que se va a utilizar como base para la hibridación. Sin embargo, dado que este proyecto se encuentra actualmente aún en fase de desarrollo bajo un marco de acuerdos de confidencialidad, la información detallada sobre esta instalación no puede ser divulgada en su totalidad.

Por este motivo, a lo largo del desarrollo del presente proyecto, la planta eólica de referencia será mencionada de manera genérica como "Planta Eólica", sin hacer referencia a su denominación real, ubicación exacta o cualquier otro dato que permita su identificación directa. De igual manera, todas las especificaciones técnicas, datos de producción y características operativas de la instalación se presentarán de forma genérica o anonimizada, preservando así la confidencialidad del proyecto.

A pesar de estas restricciones, se proporcionará toda la información necesaria para garantizar un análisis y desarrollo del proyecto riguroso, asegurando la coherencia y validez de los estudios realizados.

6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA

La Planta Eólica se encontrará ubicada en la provincia de Granada. La Planta Eólica objeto de estudio se encuentra en fase de construcción, habiendo obtenido ya el Ready to Build (RtB). Esto significa que ha completado todas las fases previas de desarrollo y cuenta con los permisos, autorizaciones y acuerdos necesarios para iniciar su construcción sin obstáculos regulatorios o financieros. Esto quiere decir, que la planta no se encuentra actualmente en operación con datos totalmente reales, pero si posee y se aportará suficiente información para realizar un desarrollo detallado y exacto del proyecto. En cuanto a las características principales de la misma:

Nombre	Nº AG	Modelo AG	Pot. AG	Diámetro Rotor	Altura Buje	Pot. Total	Pot. Autorizada
Planta Eólica	9	Aereogenerador	4,5 MW	163 m	98 m	40,5 MW	38 MW

Tabla 3. Datos Aerogeneradores

En la siguiente imagen, se muestra una descripción gráfica del terreno, y del Layout autorizado para la instalación de los 9 aerogeneradores de la Planta Eólica.



Ilustración 6. Layout Planta Eólica

6.2 LAYOUT DE LA PLANTA EÓLICA

En cuanto al Layout de la planta Eólica, estará compuesto por los siguientes elementos:

- Posiciones de los 9 aerogeneradores

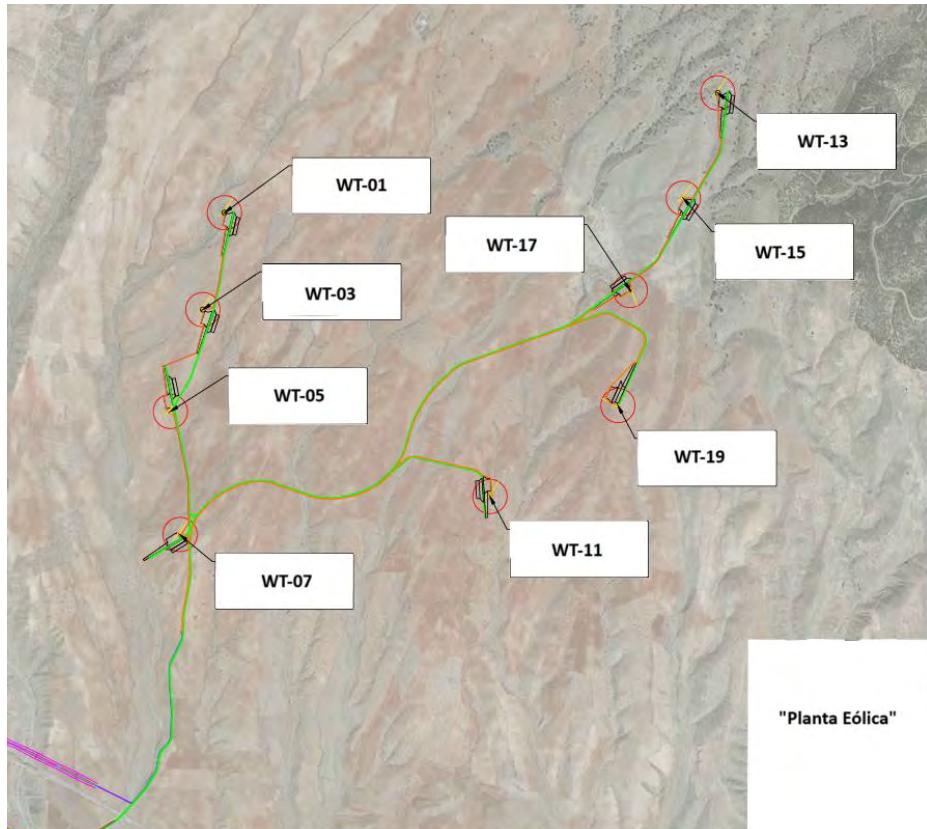


Ilustración 7. Posiciones de los aerogeneradores

- Línea de evacuación de 30 kV aérea compuesta por 3 tramos:
 - Un primer tramo que conecta los 3 primeros aerogeneradores AEG1-AEG3 y AEG5 y una longitud total de 2,246 m
 - Otro tramo que conecta los otros 3 aerogeneradores AEG13-AEG15 y AEG17 y una longitud total de 4,117 m
 - Otro tramo final, que conecta los dos últimos generadores con el centro de seccionamiento AEG19-AEG11 y AEG7 y una longitud total de 4,752 m.

En las siguientes tablas se pueden apreciar los parámetros técnicos y detallados de los 3 subcircuitos mencionados:

Sub circuito	DE	A	U (kV)	Pot. Acum (kW)	Long Cable (km)	Ternas, Zanjas	Factor ternas	Sección	Círcuito 1			Intensidad max	Intensidad (A)	ΔV Parcial (V)	ΔV Acum (V)	ΔV Acum (%)	Pot Perdidas Parcial (kW)	Pot Perdidas Acum(kW)	Pot Perdidas Acum(%)
									R	X	Intensidad max								
1	AEG1	AEG3	30	4500	0,550	1	1	Al 95 mm ²	0,41	0,132	196,8 A	91,16	37,40	37,40	0,125	5,62	5,62	0,062	
1	AEG3	AEG5	30	9000	0,617	1	1	Al 95 mm ²	0,41	0,132	196,8 A	182,32	83,92	121,33	0,404	25,23	30,85	0,343	
1	AEG5	CSE	30	13500	1,079	3	0,78	Al 400 mm ²	0,1	0,106	333,22 A	273,48	65,33	186,65	0,622	24,14	54,99	0,611	
Calda de tensión máxima (%)													0,622						
Pérdidas de potencia línea														91,46	1,02%				
Pérdidas totales respecto al parque														91,46	0,23%				

Tabla 4. Datos Circuito 1 PE

Sub circuito	DE	A	U (kV)	Pot. Acum (kW)	Long Cable (km)	Ternas, Zanjas	Factor ternas	Sección	Círcuito 2			Intensidad max	Intensidad (A)	ΔV Parcial (V)	ΔV Acum (V)	ΔV Acum (%)	Pot Perdidas Parcial (kW)	Pot Perdidas Acum(kW)	Pot Perdidas Acum(%)
									R	X	Intensidad max								
1	AEG13	AEG15	30	4500	0,561	1	1	Al 95 mm ²	0,41	0,132	196,8 A	91,16	38,15	38,15	0,127	5,73	5,73	0,064	
1	AEG15	AEG17	30	9000	0,520	1	1	Al 95 mm ²	0,41	0,132	196,8 A	182,32	70,73	108,88	0,363	21,26	27,00	0,300	
1	AEG17	CSE	30	13500	3,086	3	0,78	Al 400 mm ²	0,1	0,106	333,22 A	273,48	186,84	295,72	0,986	69,03	96,03	1,067	
Calda de tensión máxima (%)													0,986						
Pérdidas de potencia línea														128,76	1,43%				
Pérdidas totales respecto al parque														128,76	0,32%				

Tabla 5. Datos Circuito 2 PE

Sub circuito	DE	A	U (kV)	Pot. Acum (kW)	Long Cable (km)	Ternas, Zanjas	Factor ternas	Sección	Círcuito 3			Intensidad max	Intensidad (A)	ΔV Parcial (V)	ΔV Acum (V)	ΔV Acum (%)	Pot Perdidas Parcial (kW)	Pot Perdidas Acum(kW)	Pot Perdidas Acum(%)
									R	X	Intensidad max								
1	AEG19	AEG11	30	4500	2,522	2	0,86	Al 95 mm ²	0,41	0,132	169,25 A	91,16	171,52	171,52	0,572	25,78	25,78	0,286	
1	AEG11	AEG7	30	9000	1,741	2	0,86	Al 150 mm ²	0,264	0,123	214,66 A	182,32	159,00	330,52	1,102	45,84	71,61	0,796	
1	AEG7	CSE	30	13500	0,489	3	0,78	Al 400 mm ²	0,1	0,106	333,22 A	273,48	29,61	360,12	1,200	10,94	82,55	0,917	
Calda de tensión máxima (%)													1,200						
Pérdidas de potencia línea														179,95	2,00%				
Pérdidas totales respecto al parque														179,95	0,44%				

Tabla 6. Datos Circuito 3 PE

- Un centro de seccionamiento, que recogerás las líneas de 30 kV, y utilizará aparamenta, protecciones y elementos de medida habituales. Este centro de seccionamiento conectará con la SET PE 30/220 kV a través de una línea aérea-subterránea dúplex 30 kV dividida en 2 tramos:
 - Tramo 1: Línea aérea desde el centro de seccionamiento hasta un pilón con 3.026 m de longitud de conductor LA-180 y 15 pilones.
 - Tramo 2: Línea subterránea XLPE 2x400 mm² hasta SET PE 30/220 kV, de 200 m de longitud.
- Subestación SET PE 30/220 kV, que conecta esta línea de evacuación comentada, con la línea de evacuación 220 kV subterránea hasta la Subestación final.

En la siguiente figura, se puede apreciar el Layout con todos los elementos comentados:



Ilustración 8. Layout Detallado Parque Eólico

6.3 INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN Y PUNTO DE CONEXIÓN

La estructura de evacuación se ha definido principalmente en el Layout de la planta. Lo más importante es que el punto de acceso y conexión a la red se corresponde con una subestación de 220 kV propiedad de REE, que se encuentra a escasos metros de la Subestación

transformadora de la planta definida previamente como SET 1 30/220 KV. Recalcando, desde el centro de seccionamiento que recoge los cables de media tensión provenientes de los 3 tramos con aerogeneradores, hasta la SET 220/400 kV comentada, que es el punto de interconexión, las partes implicadas son:

- La línea de evacuación hasta la SET “PE”, que estará compuesta por:

1º Tramo: Subterráneo. Desde el centro de seccionamiento hasta apoyo de conversión aéreo-subterráneo. La longitud de este tramo es de 1.066 m.

2º Tramo: Aéreo. Formada por 15 apoyos. La longitud de este tramo es de 3.019 m.

3º Tramo: Subterráneo. Desde el apoyo número 15, que será de conversión aéreo subterráneo hasta la subestación elevadora “PE”. La longitud del tramo es de 207 m.

- Una Subestación auxiliar, que denominaré SET “2” 220 kV, que es contigua a la subestación de conexión, y tendrá como utilidad permitir la conexión a esta última.
- Finalmente, la subestación propiedad de REE, SET “POI” que será el punto de conexión de la planta, e igualmente de la hibridación que se desarrollará.

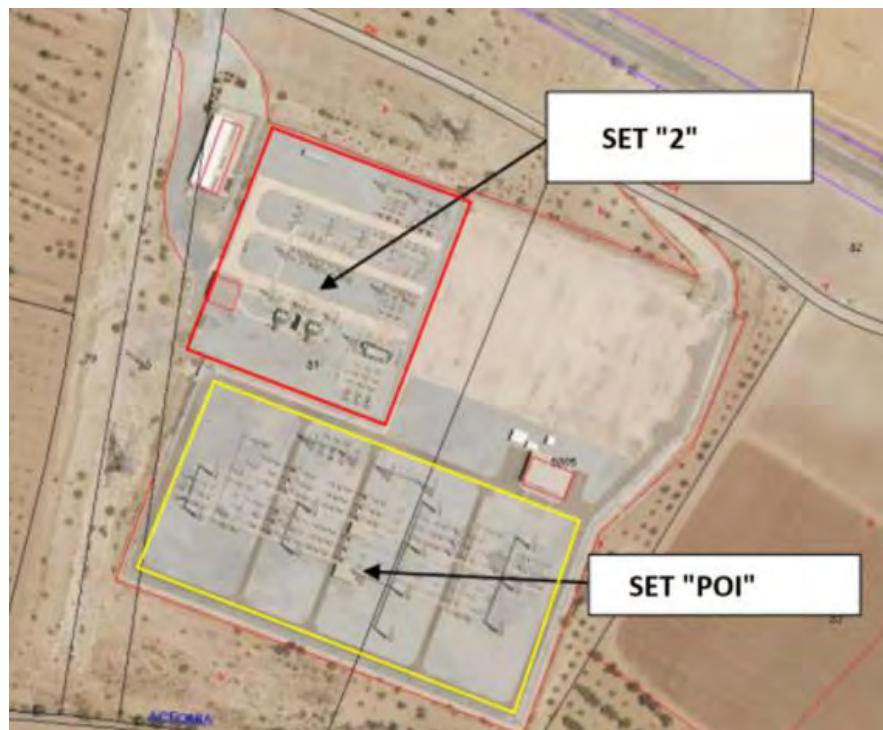


Ilustración 9. SET "2" y SET "POI"

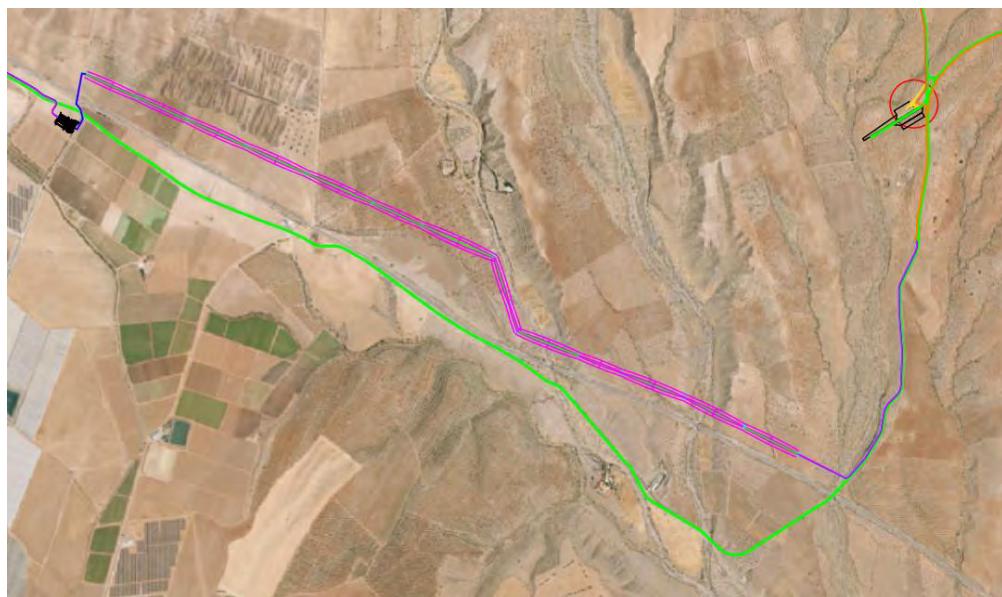


Ilustración 10. Estructura de Evacuación PE

6.4 RECURSO EÓLICOS Y PERFIL DE PRODUCCIÓN

Para caracterizar el comportamiento de la generación eólica en la Planta Eólica, se llevó a cabo un estudio detallado del recurso eólico en el emplazamiento. Este análisis fue realizado por una empresa especializada durante un periodo de 12 meses, con el objetivo de determinar con precisión el perfil de producción de la planta a lo largo del año.

El estudio incluyó la instalación de sistemas de medición en el emplazamiento, obteniendo datos sobre velocidad media del viento, distribución de velocidades, dirección predominante y variabilidad temporal. A partir de estos datos, se generaron diferentes escenarios probabilísticos de producción mediante los percentiles P-50, P-75, P-90 y P-99, con el objetivo de elaborar un perfil de producción que tenga en cuenta la posible incertidumbre y sea lo más exacto posible.

Este análisis, por tanto, constituye la base del perfil de generación de la planta, proporcionando la información clave para el dimensionamiento y desarrollo de la planta solar complementaria para la hibridación. Los datos obtenidos son los siguientes:

Potencia aerogenerador	4,5 MW
Número aerogeneradores	9
Altura de buje (m)	98
Diámetro del rotor (m)	163
Potencia total instalada (MW)	40,5
Área Barrida del parque (m ²)	187.805
Producción bruta (MWh/año)	117.639
Pérdida por estelas (%)	3.8

Prod. bruta después de estelas (MWh/año)	113.133
Pérdidas técnicas y operacionales (%)	8.1
Producción neta (MWh/año)	103.962
Densidad de producción neta (kWh/(m ² ·año))	554
Horas equivalentes netas	2.567
Factor de capacidad (%)	29.3

Tabla 7. Estudio de Producción PE

Estos valores reflejan el rendimiento energético de la instalación, considerando las pérdidas totales que puede haber. La producción neta final representa la cantidad efectiva de energía generada y aprovechable para la inyección a la red de la planta durante un año natural.

Dado que la producción eólica está sujeta a variabilidad climática, el análisis del recurso eólico incluye la evaluación de distintos escenarios de generación mediante la estimación probabilística en función de los percentiles P-50, P-75, P-90 y P-99.

Percentil	Producción anual a largo plazo (MWh/year)	Horas equivalentes
50%	103.962	2.567
75%	94.706	2.338
90%	86376	2133
99%	72.039	1.779

Tabla 8. Consideración Probabilística de Producción PE

El valor P-50 representa la generación más probable en condiciones normales, mientras que P-75, P-90 y P-99 reflejan escenarios cada vez más conservadores, donde el viento es menos favorable. Si se observan los resultados, es muy importante el grado de incertidumbre que elegir para realizar el análisis, ya que la producción varía considerablemente.

Además, se dispone del perfil de producción detallado de la planta eólica a lo largo de todo un año, lo que permite analizar tanto la variabilidad estacional como la distribución horaria de generación. Este perfil representa la base del análisis para diseñar la estrategia de generación y establecer los criterios del futuro sistema híbrido.

El análisis de estos datos permitirá evaluar la disponibilidad real del recurso eólico en distintos períodos del año y momentos del día. Además, permitirá identificar patrones de generación y su alineación con la demanda energética y la posible integración con solar y almacenamiento, con el fin de optimizar la estrategia operativa y el diseño híbrido.

En la siguiente matriz, se puede ver representado este perfil de producción completo, distribuido en la producción total en cada hora, de cada mes del año.

Wind	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0	413	424	438	347	251	215	201	184	188	235	403	367
1	418	426	428	328	246	199	190	163	178	253	415	374
2	427	427	413	325	242	210	190	167	183	252	415	373
3	423	432	430	317	248	206	183	156	167	229	421	366
4	427	431	424	316	248	200	170	148	164	227	429	359
5	423	428	426	317	239	191	167	139	158	230	418	359
6	416	429	440	316	227	188	158	136	156	221	405	351
7	418	431	436	303	225	176	147	134	153	219	398	344
8	414	426	418	300	209	165	137	137	146	215	390	350
9	400	423	408	305	227	184	163	150	145	223	374	342
10	392	444	441	349	280	238	209	189	171	227	374	342
11	410	475	473	398	334	301	264	247	235	262	413	351
12	439	503	514	430	357	347	308	275	279	304	448	383
13	481	542	546	476	385	403	342	302	317	361	469	416
14	492	562	565	499	431	430	364	343	331	383	478	428
15	489	569	575	543	452	468	400	380	333	392	466	428
16	481	556	590	573	475	478	422	395	354	408	455	417
17	474	553	581	595	508	502	444	419	375	406	453	418
18	453	550	568	585	531	505	450	459	389	401	435	419
19	436	521	554	560	527	482	447	465	390	384	404	397
20	429	487	513	548	490	458	409	427	357	342	391	388
21	431	462	475	470	424	394	358	361	291	290	381	385
22	425	437	455	391	338	318	288	285	250	264	381	383
23	417	427	442	358	279	253	240	221	219	252	390	379
Tot	10.430	11.366	11.552	9.948	8.174	7.512	6.648	6.284	5.931	6.979	10.006	9.117
												103.947

Ilustración 11. Matriz de Producción Horaria Eólica Total (MWh)

Además, para tener una representación más fiel de como sería este perfil de producción, en la siguiente matriz se puede observar la distribución de producción media en casa hora del día, para cada mes:

Original Asset Prod		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8	
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1	
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0	
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8	
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6	
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6	
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3	
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,2	5,9	4,7	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1	
8	13,3	15,2	13,5	10,0	6,7	5,5	4,4	4,4	4,9	6,9	13,0	11,3	
9	12,9	15,1	13,1	10,2	7,3	6,1	5,3	4,8	4,8	7,2	12,5	11,0	
10	12,6	15,9	14,2	11,6	9,0	7,9	6,8	6,1	5,7	7,3	12,5	11,0	
11	13,2	17,0	15,2	13,3	10,8	10,0	8,5	8,0	7,8	8,5	13,8	11,3	
12	14,1	18,0	16,6	14,3	11,5	11,6	9,9	8,9	9,3	9,8	14,9	12,3	
13	15,5	19,3	17,6	15,9	12,4	13,4	11,0	9,7	10,6	11,7	15,6	13,4	
14	15,9	20,1	18,2	16,6	13,9	14,3	11,7	11,1	11,0	12,3	15,9	13,8	
15	15,8	20,3	18,6	18,1	14,6	15,6	12,9	12,3	11,1	12,6	15,5	13,8	
16	15,5	19,9	19,0	19,1	15,3	15,9	13,6	12,7	11,8	13,2	15,2	13,5	
17	15,3	19,8	18,7	19,8	16,4	16,7	14,3	13,5	12,5	13,1	15,1	13,5	
18	14,6	19,6	18,3	19,5	17,1	16,8	14,5	14,8	13,0	12,9	14,5	13,5	
19	14,1	18,6	17,9	18,7	17,0	16,1	14,4	15,0	13,0	12,4	13,5	12,8	
20	13,8	17,4	16,6	18,3	15,8	15,3	13,2	13,8	11,9	11,0	13,0	12,5	
21	13,9	16,5	15,8	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4	
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4	
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2	

Ilustración 12. Matriz de Producción Eólica Horaria Media (MWh)

6.5 LIMITACIONES Y OPORTUNIDADES PARA LA HIBRIDACIÓN

Una vez se conoce la Planta Eólica que va servir como punto de partida para desarrollar la hibridación, y previamente a comenzar con el diseño y desarrollo de la planta solar complementaria, es preciso mencionar ciertos puntos de interés para el proceso:

Justificación de la hibridación

Por un lado, como se ha visto en el perfil de producción eólica, se evidencia una intermitencia significativa ocasionada por la disponibilidad del recurso eólico. Esto refuerza la necesidad de complementar la generación con una instalación fotovoltaica. La hibridación de ambas tecnologías permitiría estabilizar la producción, optimizando la evacuación de energía, y mitigando las fluctuaciones en una u otra.

Consideraciones administrativas

Desde el punto de vista administrativo también es necesario tener en cuenta ciertas limitaciones. El primer aspecto clave es que para la completa operatividad del proyecto, se tendrá que solicitar una actualización del punto de acceso y conexión, y en este proceso habrá ciertas consideraciones importantes a tener en cuenta. Según la normativa vigente, la tecnología primaria en la instalación debe representar al menos el 40% de la potencia concedida en el punto de acceso y conexión (BOE, 2020), por lo que cualquier modificación posterior en la optimización de la planta híbrida final deberá ajustarse a este criterio.

Otro aspecto relevante es la presentación del aval correspondiente para la tramitación de la hibridación (De 40€/kW Instalado), tal como exige la regulación para nuevas instalaciones de generación (BOE, 2020). Por tanto, será preciso determinar la nueva capacidad a instalar óptima, de cara a no incrementar más costes relativos. Asimismo, la integración de una nueva fuente de generación conlleva una reevaluación de la tramitación ambiental y urbanística, considerando que cualquier modificación en la configuración del parque puede requerir una nueva evaluación de impacto ambiental, esto quiere decir que habrá que examinar exhaustivamente la situación ambiental del proyecto para que no cuente con obstáculos nuevos en el proceso de concesión administrativa. Además, la normativa vigente establece ciertas restricciones en el uso del suelo, por lo que es fundamental garantizar que las parcelas disponibles cumplen con los requisitos establecidos y no presentan incompatibilidades con la instalación de tecnología fotovoltaica.

Consideraciones técnicas

El punto de acceso y conexión de la planta ya ha sido concedido y definido, por lo que la hibridación debe ajustarse a las condiciones establecidas. Es decir, la instalación fotovoltaica se diseñará como complemento a la Eólica existente, de tal modo que hay que diseñar o rediseñar ambas teniendo en cuenta el límite de capacidad concedido en ese punto de acceso y conexión. Por tanto habrá que evitar sobredimensionamiento para evitar vertidos, o en caso contrario para aprovechar toda la capacidad disponible complementando ambas tecnologías.

La viabilidad del proyecto también está condicionada por la disponibilidad de parcelas para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Según la normativa vigente, el centro geométrico

de cada tecnología dentro de un sistema híbrido no puede distar más de 10 km entre sí (BOE, 2001). Esta restricción impone un criterio de proximidad que debe ser considerado en la selección del emplazamiento fotovoltaico, asegurando que la integración con la planta eólica se realice dentro del radio permitido, y encontrando las parcelas disponibles que optimicen el layout final. Este layout final de la instalación, como se menciona debe ser optimizado para minimizar su impacto sobre la infraestructura existente y reducir los costes de interconexión, infraestructura, y las pérdidas operativas.

Finalmente, desde una perspectiva técnica, la incorporación de una planta fotovoltaica puede requerir la adaptación de los sistemas de control y operación para gestionar la producción conjunta de ambas tecnologías. La implementación de un sistema de gestión de energía avanzado permitirá maximizar el aprovechamiento del recurso disponible, optimizar la inyección de energía a la red y reducir las pérdidas por vertidos en momentos de alta producción.

Consideraciones económicas

Uno de los principales objetivos en la hibridación de la planta eólica es la reducción de costes operativos y de inversión. Para ello, es fundamental dimensionar la capacidad instalada de la planta fotovoltaica de manera óptima, evitando sobredimensionamientos que puedan generar sobrecostes en CAPEX y aumentar el riesgo de vertidos de energía. Un diseño técnico óptimo permitirá reducir los gastos asociados a la infraestructura y al mantenimiento, garantizando un equilibrio adecuado entre la inversión inicial y la rentabilidad a largo plazo.

El almacenamiento energético puede jugar un papel clave en la optimización del modelo de negocio, ya que permite gestionar la energía generada y evitar vertidos en momentos de baja demanda o alta producción eólica. Por tanto, será interesante también valorar la opción de hibridar doblemente la planta con un sistema de almacenamiento auxiliar, considerando el beneficio económico que puede aportar, y los costes totales que acarreará su inclusión.

El fin último de esta hibridación, es la rentabilización económica de un proceso. Por ello el análisis económico que se realizará durante este proyecto, será una herramienta clave en la toma de decisiones, y en la valoración del resultado final.

Capítulo 7. DIMENSIONAMIENTO

7.1 ANÁLISIS DE CURTAILMENT Y PRODUCCIÓN

El primer paso para abordar el dimensionamiento óptimo de la planta solar consiste en analizar el comportamiento técnico del sistema híbrido ante diferentes configuraciones de capacidad fotovoltaica. Para ello, se ha desarrollado un modelo específico que simula el solape horario entre la generación eólica y solar, y permite cuantificar una serie de indicadores clave para la toma de decisiones. Entre estos outputs destacan el curtailment total del sistema, la producción neta híbrida, las horas equivalentes resultantes, así como las producciones individuales tanto del activo original como del activo hibrido. Además, se incluyen variables económicas preliminares como el precio de captura (antes y después del curtailment), el ratio de captura y su variación, y una estimación global del precio de portfolio. Este análisis, permite anticipar el grado de aprovechamiento de la capacidad de acceso y conexión existente, y evaluar la eficiencia operativa del sistema ante distintos tamaños de planta solar, siendo una base fundamental para la posterior evaluación económica.

7.1.1 INPUTS MODELO

El modelo que se ha utilizado parte de una serie de inputs necesarios, a partir de los cuales es capaz de simular distintos escenarios de producción conjunta. Estos inputs definen las condiciones de partida y permiten analizar el comportamiento del sistema híbrido bajo diferentes configuraciones de capacidad solar. Se trata de variables que deben introducirse y seleccionarse manualmente antes de ejecutar cada simulación. Además de estos, el modelo incorpora otros parámetros fijos que permanecen constantes independientemente del escenario que se esté evaluando. A continuación, se detallan los principales inputs configurables.

7.1.1.1 Curva de Precios de la Energía:

Uno de los inputs clave para la simulación es la curva de precios de la energía, es decir, la evolución horaria del precio de venta en el mercado eléctrico a lo largo de todo un año. Esta variable resulta fundamental para poder calcular indicadores como el precio de captura del activo original, del sistema híbrido, y del portfolio resultante, lo cual tiene implicaciones directas en la viabilidad económica del proyecto.

Para este estudio se han utilizado curvas de precios obtenidas a través de la plataforma **AURORA**, una herramienta de referencia en el sector eléctrico que ofrece proyecciones de precios del mercado mayorista con un alto nivel de fiabilidad y granularidad. La elección de AURORA no es casual, ya que se trata del proveedor que actualmente está contratado por la empresa propietaria de la planta eólica objeto de estudio.

Dentro del modelo se encuentran integradas todas las curvas de precios proporcionadas por AURORA, por lo que el usuario únicamente debe seleccionar aquella que deseé utilizar como referencia para la simulación. Dentro del conjunto de curvas disponibles, se ha seleccionado la correspondiente al año **2027** bajo el escenario **central**, es decir, ni pesimista (low) ni optimista (high). Esta elección responde a que 2027 es el año estimado para la entrada en operación comercial de la planta híbrida, por lo que constituye el primer ejercicio representativo de ingresos del proyecto. Asimismo, el uso del escenario central permite plantear una visión equilibrada y realista, evitando sesgos tanto a la baja como al alza en las previsiones económicas.

La curva seleccionada proporciona el precio horario para cada una de las 8.760 horas del año, lo que permite integrar esta información directamente con los perfiles horarios de generación del modelo técnico, y calcular así de forma precisa el valor económico de la energía generada bajo cada configuración de capacidad solar.

7.1.1.2 Capacidad de Acceso y Conexión (38 MW)

Otro de los inputs fundamentales del modelo es la capacidad de acceso y conexión a red, que en este caso está limitada a **38 MW**. Este valor representa el máximo de energía que el

sistema podrá evacuar en cada instante, y condiciona directamente la producción neta aprovechable del conjunto híbrido.

Se trata de una restricción crítica dentro del modelo, ya que obliga a encontrar un equilibrio adecuado entre la capacidad fotovoltaica instalada y la generación conjunta con la planta eólica. A partir de esta limitación, se evaluará el impacto del curtailment en función del tamaño de la planta solar, con el objetivo de maximizar la energía inyectada, minimizar vertidos y optimizar así el precio de captura del sistema híbrido con el menor CAPEX posible.

7.1.1.3 Capacidades solares a simular

El último input necesario para ejecutar el modelo es la definición de las distintas capacidades solares a evaluar. El modelo está diseñado para simular de forma independiente cada escenario de capacidad fotovoltaica instalada que se le introduzca, permitiendo analizar cómo varía el comportamiento energético del sistema híbrido en función del tamaño de la planta solar.

En este caso de estudio, se ha planteado un abanico de escenarios que comienza en **18 MW**, e incrementa en pasos de **5 MW** hasta alcanzar los 43 MW. Es decir, se han simulado los siguientes casos: 18, 23, 28, 33, 38 y 43 MW. Esta selección permite disponer de una visión completa del impacto técnico y económico de cada nivel de integración solar, y facilita la identificación del punto óptimo de dimensionamiento, en el que se maximiza la producción neta y el precio de captura, sin incurrir en un sobrecoste de inversión injustificado.

7.1.2 PARÁMETROS PREFIJADOS MODELO

Además de los inputs seleccionables que deben definirse antes de cada simulación, el modelo incorpora una serie de parámetros fijos integrados de forma predeterminada. Estos datos no varían entre escenarios y son imprescindibles para que el modelo funcione correctamente, ya que permiten contextualizar los resultados y asegurar la coherencia técnica de las simulaciones. A continuación, se detallan los principales.

7.1.2.1 Perfil horario de producción eólica

Uno de los datos fundamentales incluidos de forma predeterminada en el modelo es el perfil de producción horaria de la planta eólica existente. Este perfil recoge la generación eléctrica expresada en MWh para cada una de las **8.760** horas del año, y constituye la base sobre la que se calcula el solape con la producción solar en cada escenario simulado.

Tal y como se detalla previamente en el apartado correspondiente a la *Planta Eólica de partida*, este perfil fue elaborado a partir de un estudio detallado del recurso eólico en el emplazamiento, realizado por una empresa especializada durante un periodo completo de 12 meses. De los distintos escenarios probabilísticos generados a partir de dicho análisis, se ha optado por utilizar el percentil **P50**, que representa la producción media más probable bajo condiciones normales.

7.1.2.2 Perfiles de producción solar

El modelo también incorpora de forma predeterminada los perfiles horarios de generación solar para el emplazamiento específico del proyecto. Al igual que en el caso de la generación eólica, estos perfiles reflejan la producción horaria en MWh durante todo el año, y son fundamentales para calcular el solape entre ambas tecnologías en cada escenario de hibridación.

Estos datos se han obtenido a partir de una simulación preliminar realizada en **PvSyst**, empleando las condiciones climáticas reales del emplazamiento y considerando una instalación fotovoltaica de **33 MW** de potencia nominal. La herramienta ha permitido generar un perfil horario completo, representativo y ajustado a las condiciones locales de radiación y temperatura.

A partir de ese perfil base, el modelo construye automáticamente los perfiles correspondientes para el resto de capacidades solares evaluadas. Para ello, aplica una ponderación lineal en función de la potencia instalada, lo que permite obtener de forma sencilla y coherente la producción estimada para cualquier otro tamaño de planta simulado (por ejemplo, 18 MW, 23 MW, 38 MW, etc.).

7.1.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL MODELO

Una vez definidos los inputs y ejecutadas las simulaciones para los distintos escenarios de capacidad solar, el modelo devuelve una serie de resultados clave que permiten analizar el comportamiento técnico del sistema híbrido. Estos resultados son:

7.1.3.1 Cálculo horario de los principales indicadores energéticos

A partir de los tres inputs clave introducidos en el modelo (el perfil horario de producción eólica, los perfiles de producción solar por escenario, y la curva horaria de precios de mercado) se realiza un análisis detallado de cada una de las 8.760 horas del año. Para cada hora, el modelo calcula una serie de variables energéticas que permiten entender el comportamiento real del sistema híbrido bajo las restricciones impuestas por la capacidad de acceso y conexión a red (A&C). Entre estos outputs, destacan tres parámetros especialmente relevantes:

- **Curtailment horario:** Se calcula como la diferencia entre la suma de la producción eólica y solar en cada hora y la capacidad de evacuación disponible (38 MW). Cuando dicha suma supera el límite de A&C, el exceso de energía no puede ser inyectado a la red y se considera vertido. En caso contrario, el curtailment toma un valor de cero. Este indicador refleja de forma precisa las pérdidas por sobredimensionamiento en cada escenario simulado.
- **Espacio disponible para batería:** Aunque el dimensionamiento del sistema de almacenamiento no forma parte del alcance de este trabajo, el modelo permite identificar, de forma horaria, la capacidad de A&C no utilizada en cada momento. Esta se obtiene como la diferencia entre los 38 MW disponibles y la generación conjunta eólica + solar cuando esta es inferior a ese umbral. Estos valores representan, en la práctica, el margen técnico que podría aprovechar una futura batería para inyectar energía almacenada, optimizando así la utilización total de la capacidad concedida.
- **Producción solar neta:** Este parámetro refleja la fracción de generación fotovoltaica que realmente es inyectada a la red en cada hora, una vez descontados los vertidos. Se calcula como la producción solar total menos el curtailment atribuido a la componente fotovoltaica. Es un dato clave para evaluar la eficiencia operativa de la planta solar dentro del sistema híbrido y valorar su aportación real a la generación útil.

7.1.3.2 Outputs agregados del modelo por escenario

A partir de estos datos completos, el modelo obtiene una serie de outputs anuales que resumen el comportamiento técnico y económico del sistema híbrido para cada uno de los escenarios de capacidad solar simulados. Los principales outputs que se obtienen son.

- **Hybrid net neh [neh]**: Número de horas equivalentes netas anuales del sistema híbrido.
- **Curtailment [%]**: Porcentaje de la energía total generada que no puede evacuarse por superar la capacidad de acceso y conexión.
- **Production [MWh]**: Producción bruta total del sistema híbrido, antes de aplicar restricciones por curtailment.
- **Production Original Asset [MWh] y [%]**: Energía generada por la planta eólica original en valor absoluto y como porcentaje sobre la producción total.
- **Production Hybridised Asset [MWh] y [%]**: Energía generada por la planta solar, tanto en MWh como en porcentaje del total.
- **BSL (Benchmark Spot Level) [€/MWh]**: Precio medio de mercado para el año considerado (valor de referencia para comparación).
- **Capture price Original asset [€/MWh]**: Precio medio ponderado que obtiene la planta eólica, en función de sus horas reales de generación.
- **Capture price Hybrid asset before curt [€/MWh]**: Precio medio ponderado de toda la producción del sistema híbrido antes de aplicar curtailment.
- **Capture price Hybrid asset after curt [€/MWh]**: Precio medio ponderado de la producción neta inyectada a red, tras descontar vertidos.
- **Capture Rate increase [%]**: Variación porcentual del precio de captura del sistema híbrido respecto al activo original.
- **Capture Rate Before Curt Hybri Asset [%] y After Curt Hybri Asset [%]**: Relación entre el precio de captura del sistema híbrido y el BSL, antes y después del curtailment.
- **Capture price Portfolio [€/MWh]**: Precio medio final del conjunto de energía efectivamente vendida por el sistema híbrido.

En la siguiente tabla, se observan los resultados del modelo para cada una de las capacidades evaluadas:

	Case 17,78MW - 2027 Central	Case 22,78MW - 2027 Central	Case 27.78MW - 2027 Central	Case 32.78MW - 2027 Central	Case 43.7MW - 2027 Central	Case 54.62MW - 2027 Central
Hybrid net neh (neh)	2.236	2.219	2.175	2.089	1.802	1.529
Curtailment (%)	0,23%	0,96%	2,94%	6,76%	19,52%	31,68%
Production (Mwh)	39.752	50.559	60.427	68.493	78.730	83.508
Production Original Asset (Mwh)	103.947,2	103.947,2	103.947,2	103.947,2	103.947,2	103.947,2
Production Hybridised Asset (Mwh)	39.752,4	50.558,5	60.426,5	68.493,2	78.729,7	83.507,7
Production Original Asset (%)	72,3%	67,3%	63,2%	60,3%	56,9%	55,5%
Production Hybridised Asset (%)	27,7%	32,7%	36,8%	39,7%	43,1%	44,5%
BSL (€/MWh)	69	69	69	69	69	69
Capture price Orginal asset (€/MWh)	65,8	65,8	65,8	65,8	65,8	65,8
Capture price Hybrid asset before curt (€/MWh)	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Capture price Hybrid asset after curt (€/MWh)	34,1	34,2	34,4	34,8	35,9	36,9
Capture Rate increase (%)	0,1%	0,2%	0,5%	1,0%	2,6%	4,1%
Capture Rate Before Curt Hybri Asset (%)	49,6%	49,6%	49,6%	49,6%	49,6%	49,6%
Capture Rate After Curt Hybri Asset (%)	49,7%	49,8%	50,1%	50,6%	52,2%	53,7%

Capture price Portfolio (€/MWh)	57,1	55,5	54,3	53,5	52,9	53,0
--	------	------	------	------	------	------

Tabla 9. Resultados Modelo de Producción y Curtailment

Como era de esperar, a mayor capacidad solar instalada, mayor es la producción total del sistema híbrido, lo que se traduce en una mayor cantidad de energía vendida y, por tanto, en un incremento directo de los ingresos. Sin embargo, esta mayor producción debe analizarse con otros indicadores clave que condicionan la eficiencia y el valor económico del sistema.

El curtailment aumenta significativamente con la capacidad instalada, alcanzando más del 30 % en los escenarios superiores. Esto implica una pérdida considerable de energía inyectable y un claro desaprovechamiento de la inversión. Paralelamente, el precio de captura del sistema híbrido apenas varía en los primeros casos, y solo mejora ligeramente en los escenarios con más capacidad, debido a una mayor generación en horas de precios altos. Aun así, ese efecto se ve parcialmente compensado por los vertidos, lo que se refleja en el descenso progresivo del Capture price Portfolio, desde un máximo de 57,1 €/MWh hasta 53 €/MWh.

Las horas equivalentes netas disminuyen con la capacidad, mostrando cómo se degrada el rendimiento energético relativo. Además, la producción solar gana peso sobre el total, aunque con una eficiencia cada vez menor. En conjunto, los resultados indican que un rango de capacidad intermedia, en torno a 28–33 MW, ofrece un equilibrio razonable entre producción, vertidos y valor de venta.

Aun así, este análisis técnico, aunque completo y representativo, no es suficiente por sí solo para determinar la capacidad óptima. Es imprescindible complementarlo con una evaluación económica que incorpore todos los costes (CAPEX y OPEX), junto con estos resultados, para obtener una visión global que permita identificar la mejor opción desde el punto de vista de rentabilidad.

7.1.3.3 Matrices resultado de cada capacidad evaluada

Además del análisis cuantitativo por escenario, el modelo genera una serie de matrices horarias anuales que permiten visualizar de forma intuitiva el comportamiento del sistema a lo largo del año. Estas matrices representan, para cada combinación de hora del día (eje vertical) y mes del año (eje horizontal), el valor promedio de variables clave como la producción solar, producción eólica, producción total, curtailment y capacidad disponible para batería. Se construyen directamente a partir de los perfiles horarios de generación obtenidos inicialmente, y resultan especialmente útiles para identificar patrones diarios y estacionales, así como para valorar visualmente la coherencia y el reparto temporal de los resultados. Se muestran a continuación las matrices resultado para cada una de las capacidades analizadas por el modelo:

18 MW

Original Asset Prod	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,2	5,9	4,7	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,3	15,2	13,5	10,0	6,7	5,5	4,4	4,4	4,9	6,9	13,0	11,3
9	12,9	15,1	13,1	10,2	7,3	6,1	5,3	4,8	4,8	7,2	12,5	11,0
10	12,6	15,9	14,2	11,6	9,0	7,9	6,8	6,1	5,7	7,3	12,5	11,0
11	13,2	17,0	15,2	13,3	10,8	10,0	8,5	8,0	7,8	8,5	13,8	11,3
12	14,1	18,0	16,6	14,3	11,5	11,6	9,9	8,9	9,3	9,8	14,9	12,3
13	15,5	19,3	17,6	15,9	12,4	13,4	11,0	9,7	10,6	11,7	15,6	13,4
14	15,9	20,1	18,2	16,6	13,9	14,3	11,7	11,1	11,0	12,3	15,9	13,8
15	15,8	20,3	18,6	18,1	14,6	15,6	12,9	12,3	11,1	12,6	15,5	13,8
16	15,5	19,9	19,0	19,1	15,3	15,9	13,6	12,7	11,8	13,2	15,2	13,5
17	15,3	19,8	18,7	19,8	16,4	16,7	14,3	13,5	12,5	13,1	15,1	13,5
18	14,6	19,6	18,3	19,5	17,1	16,8	14,5	14,8	13,0	12,9	14,5	13,5
19	14,1	18,6	17,9	18,7	17,0	16,1	14,4	15,0	13,0	12,4	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,3	15,8	15,3	13,2	13,8	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 13. Matriz de Producción Horaria Wind 18 MW

Hybrid Prod

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,3	3,7	2,7	6,0	7,0	6,3	3,6	1,0	0,2	1,1	0,0
9	3,6	6,5	10,2	9,7	11,4	12,7	12,7	10,7	7,9	4,9	6,6	3,8
10	7,8	9,8	11,7	12,2	12,7	14,2	14,3	13,4	11,7	9,4	7,8	7,4
11	7,8	10,2	11,5	12,7	13,3	14,8	14,9	14,3	12,3	9,6	8,0	7,4
12	7,3	9,7	11,4	12,0	13,4	14,8	15,1	14,4	11,9	10,0	7,3	7,0
13	7,6	9,6	11,3	12,1	13,4	14,8	15,2	14,3	12,1	10,0	8,0	7,0
14	7,7	9,5	11,2	12,3	13,6	14,7	15,0	14,2	12,1	10,0	8,3	7,3
15	7,8	9,6	11,2	12,2	13,5	14,8	14,2	11,9	10,0	8,5	7,9	7,9
16	7,5	9,7	11,4	12,1	13,0	14,5	14,7	14,0	12,0	9,6	7,0	5,8
17	1,4	5,8	9,9	11,4	12,3	14,1	14,2	13,6	11,1	8,7	0,5	0,2
18	0,0	0,2	3,1	10,4	11,3	13,1	13,1	12,4	9,2	3,7	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,5	5,2	8,1	10,8	10,7	7,8	2,2	0,1	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0	2,8	2,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 14. Matriz de Producción Horaria PV 18 MW

PV+Wind

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,3	6,4	4,8	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,4	15,5	17,2	12,7	12,8	12,5	10,8	8,0	5,9	7,2	14,0	11,3
9	16,5	21,8	23,3	19,8	18,8	18,9	17,9	15,6	12,7	12,1	19,0	14,9
10	20,5	25,6	25,9	23,9	21,8	22,1	21,1	19,5	17,4	16,7	20,3	18,4
11	21,0	27,1	26,7	26,0	24,1	24,8	23,4	22,2	20,1	18,1	21,8	18,7
12	21,4	27,6	27,8	26,4	24,9	26,3	25,1	23,3	21,3	19,8	22,3	19,4
13	23,1	28,9	28,8	28,0	25,8	28,2	26,2	24,0	22,6	21,7	23,7	20,4
14	23,6	29,5	29,3	28,9	27,5	29,1	26,7	25,2	23,1	22,3	24,2	21,1
15	23,6	29,7	29,6	30,2	28,1	30,4	27,7	26,4	22,9	22,6	24,1	21,7
16	23,0	29,4	30,2	31,0	28,3	30,4	28,3	26,7	23,9	22,7	22,1	19,2
17	16,7	25,6	28,6	31,0	28,7	30,6	28,5	27,1	23,6	21,8	15,6	13,6
18	14,6	19,8	21,4	29,6	28,3	29,8	27,6	27,2	22,1	16,6	14,5	13,5
19	14,1	18,6	18,4	23,9	25,0	26,9	25,1	22,8	15,2	12,4	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,3	16,8	18,1	15,9	14,5	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 15. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 18 MW

Curtailment

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	-0,2	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	-0,1	-0,3	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 16. Matriz de Curtailment 18 MW

Battery Exp capacity

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	24,7	22,9	23,9	26,4	29,9	30,8	31,5	32,1	31,7	30,4	24,6	26,2
1	24,5	22,8	24,2	27,1	30,1	31,4	31,9	32,7	32,1	29,8	24,2	25,9
2	24,2	22,8	24,2	27,2	30,2	31,0	31,9	32,6	31,9	30,1	24,2	26,0
3	24,3	22,6	24,1	27,4	30,0	31,1	32,1	33,0	32,4	30,6	24,0	26,2
4	24,2	22,6	24,3	27,5	30,0	31,3	32,5	33,2	32,5	30,7	23,7	26,4
5	24,4	22,7	24,3	27,4	30,3	31,6	32,6	33,5	32,7	30,6	24,1	26,4
6	24,6	22,7	23,8	27,5	30,7	31,7	32,9	33,6	32,8	30,9	24,5	26,7
7	24,5	22,6	23,9	27,9	30,7	31,6	33,2	33,7	32,9	30,9	24,7	26,9
8	24,6	22,5	20,8	25,3	25,2	25,5	27,2	30,0	32,1	30,8	24,0	26,7
9	21,5	16,4	14,7	18,2	19,2	19,1	20,1	22,4	25,3	25,9	19,0	23,1
10	17,5	12,4	12,1	14,1	16,2	15,9	16,9	18,5	20,6	21,3	17,7	19,6
11	17,0	10,9	11,3	12,0	13,9	13,2	14,6	15,8	17,9	19,9	16,2	19,3
12	16,6	10,4	10,2	11,6	13,1	11,7	12,9	14,7	16,7	18,2	15,7	18,6
13	14,9	9,1	9,2	10,0	12,2	9,8	11,8	14,0	15,4	16,3	14,3	17,6
14	14,4	8,5	8,7	9,1	10,5	8,9	11,3	12,8	14,9	15,7	13,8	16,9
15	14,4	8,3	8,4	7,8	9,9	7,6	10,3	11,6	15,1	15,4	13,9	16,3
16	15,0	8,6	7,8	7,0	9,7	7,6	9,7	11,3	14,1	15,3	15,9	18,8
17	21,3	12,4	9,4	7,0	9,3	7,4	9,5	10,9	14,4	16,2	22,4	24,4
18	23,4	18,2	16,6	8,4	9,7	8,2	10,4	10,8	15,9	21,4	23,5	24,5
19	23,9	19,4	19,6	14,1	13,0	11,1	12,9	15,2	22,8	25,6	24,5	25,2
20	24,2	20,6	21,4	19,7	21,2	19,9	22,1	23,5	26,1	27,0	25,0	25,5
21	24,1	21,5	22,7	22,3	24,3	24,9	26,5	26,4	28,3	28,7	25,3	25,6
22	24,3	22,4	23,3	25,0	27,1	27,4	28,7	28,8	29,7	29,5	25,3	25,6
23	24,5	22,7	23,7	26,1	29,0	29,6	30,3	30,9	30,7	29,9	25,0	25,8

Ilustración 17Matriz de Capacidad Disponible Batería 18 MW

23 MW

Original Asset Prod

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,2	5,9	4,7	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,3	15,2	13,5	10,0	6,7	5,5	4,4	4,4	4,9	6,9	13,0	11,3
9	12,9	15,1	13,1	10,2	7,3	6,1	5,3	4,8	4,8	7,2	12,5	11,0
10	12,6	15,9	14,2	11,6	9,0	7,9	6,8	6,1	5,7	7,3	12,5	11,0
11	13,2	17,0	15,2	13,3	10,8	10,0	8,5	8,0	7,8	8,5	13,8	11,3
12	14,1	18,0	16,6	14,3	11,5	11,6	9,9	8,9	9,3	9,8	14,9	12,3
13	15,5	19,3	17,6	15,9	12,4	13,4	11,0	9,7	10,6	11,7	15,6	13,4
14	15,9	20,1	18,2	16,6	13,9	14,3	11,7	11,1	11,0	12,3	15,9	13,8
15	15,8	20,3	18,6	18,1	14,6	15,6	12,9	12,3	11,1	12,6	15,5	13,8
16	15,5	19,9	19,0	19,1	15,3	15,9	13,6	12,7	11,8	13,2	15,2	13,5
17	15,3	19,8	18,7	19,8	16,4	16,7	14,3	13,5	12,5	13,1	15,1	13,5
18	14,6	19,6	18,3	19,5	17,1	16,8	14,5	14,8	13,0	12,9	14,5	13,5
19	14,1	18,6	17,9	18,7	17,0	16,1	14,4	15,0	13,0	12,4	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,3	15,8	15,3	13,2	13,8	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 18. Matriz de Producción Horaria Wind 23 MW

Hybrid Prod

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,4	4,7	3,4	7,7	9,0	8,1	4,6	1,3	0,3	1,4	0,0
9	4,6	8,3	13,0	12,4	14,7	16,3	16,2	13,8	10,1	6,3	8,4	4,9
10	10,1	12,5	15,0	15,6	16,3	18,2	18,3	17,2	15,0	12,1	10,0	9,5
11	10,0	13,0	14,8	16,3	17,0	18,9	19,1	18,3	15,7	12,3	10,3	9,4
12	9,4	12,4	14,6	15,4	17,1	18,9	19,4	18,5	15,3	12,8	9,4	9,0
13	9,8	12,3	14,5	15,5	17,1	18,9	19,4	18,3	15,4	12,8	10,3	9,0
14	9,9	12,2	14,4	15,8	17,5	18,9	19,2	18,2	15,5	12,8	10,6	9,4
15	10,0	12,3	14,4	15,6	17,3	18,9	19,0	18,1	15,2	12,8	10,9	10,1
16	9,6	12,4	14,7	15,5	16,6	18,6	18,8	17,9	15,4	12,3	8,9	7,4
17	1,8	7,4	12,7	14,6	15,7	18,1	18,1	17,4	14,3	11,1	0,6	0,2
18	0,0	0,2	4,0	13,3	14,5	16,7	16,7	15,9	11,7	4,7	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,7	6,7	10,3	13,8	13,7	10,0	2,9	0,1	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	3,6	3,5	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 19. Matriz de Producción Horaria PV 23 MW

PV + Wind

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	6,9	6,3	7,6	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,4	6,6	4,8	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,4	15,6	18,2	13,4	14,5	14,5	12,6	9,1	6,2	7,2	14,3	11,3
9	17,5	23,4	26,1	22,6	22,0	22,4	21,5	18,6	14,9	13,5	20,8	15,9
10	22,7	28,4	29,0	27,2	25,4	26,1	25,1	23,2	20,7	19,4	22,5	20,5
11	23,2	29,9	29,7	29,4	27,8	29,0	27,6	26,2	23,5	20,8	24,1	20,8
12	23,5	30,3	30,5	29,6	28,6	30,5	29,2	27,4	24,6	22,6	24,3	21,3
13	25,3	31,4	31,5	31,3	29,6	32,3	30,3	28,1	26,0	24,5	26,0	22,4
14	25,8	31,8	31,8	31,9	31,3	33,2	30,8	29,2	26,6	25,1	26,5	23,2
15	25,8	32,0	32,1	33,1	31,6	34,3	31,7	30,4	26,3	25,5	26,5	23,9
16	25,1	31,7	32,6	33,6	31,7	34,1	32,3	30,6	27,2	25,4	24,1	20,9
17	17,1	27,1	30,9	33,5	31,8	34,2	32,3	30,9	26,8	24,2	15,7	13,7
18	14,6	19,8	22,2	32,0	31,1	33,2	31,2	30,7	24,7	17,6	14,5	13,5
19	14,1	18,6	18,5	25,3	27,2	29,8	28,1	25,0	15,9	12,5	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,4	17,1	18,9	16,7	14,7	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 20. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 23 MW

Curtailment

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	-0,1	-0,3	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	-0,1	-0,6	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	-0,2	-0,7	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	-0,5	-0,8	-0,5	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	-0,6	-0,9	-0,7	-0,3	-0,3	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	-0,6	-1,1	-1,0	-0,2	-0,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	-0,1	-0,5	-1,0	-0,3	-0,6	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	-0,2	-0,7	-0,5	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 21. Matriz de Curtailment 23 MW

Battery Exp capacity		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	24,7	22,9	23,9	26,4	29,9	30,8	31,5	32,1	31,7	30,4	24,6	26,2	
1	24,5	22,8	24,2	27,1	30,1	31,4	31,9	32,7	32,1	29,8	24,2	25,9	
2	24,2	22,8	24,2	27,2	30,2	31,0	31,9	32,6	31,9	30,1	24,2	26,0	
3	24,3	22,6	24,1	27,4	30,0	31,1	32,1	33,0	32,4	30,6	24,0	26,2	
4	24,2	22,6	24,3	27,5	30,0	31,3	32,5	33,2	32,5	30,7	23,7	26,4	
5	24,4	22,7	24,3	27,4	30,3	31,6	32,6	33,5	32,7	30,6	24,1	26,4	
6	24,6	22,7	23,8	27,5	30,7	31,7	32,9	33,6	32,8	30,9	24,5	26,7	
7	24,5	22,6	23,9	27,9	30,6	31,4	33,2	33,7	32,9	30,9	24,7	26,9	
8	24,6	22,4	19,8	24,6	23,5	23,5	25,4	28,9	31,8	30,8	23,7	26,7	
9	20,5	14,6	11,9	15,4	16,0	15,6	16,5	19,4	23,1	24,5	17,2	22,1	
10	15,3	9,6	9,0	10,8	12,6	11,9	12,9	14,8	17,3	18,6	15,5	17,5	
11	14,8	8,1	8,3	8,6	10,2	9,0	10,4	11,8	14,5	17,2	13,9	17,2	
12	14,5	7,7	7,5	8,4	9,4	7,5	8,8	10,6	13,4	15,4	13,7	16,7	
13	12,7	6,6	6,5	6,7	8,4	5,7	7,7	9,9	12,0	13,5	12,0	15,6	
14	12,2	6,2	6,2	6,1	6,7	4,8	7,2	8,8	11,4	12,9	11,5	14,8	
15	12,2	6,0	5,9	4,9	6,4	3,7	6,3	7,6	11,7	12,5	11,5	14,1	
16	12,9	6,3	5,4	4,4	6,3	3,9	5,7	7,4	10,8	12,6	13,9	17,1	
17	20,9	10,9	7,1	4,5	6,2	3,8	5,7	7,1	11,2	13,8	22,3	24,3	
18	23,4	18,2	15,8	6,0	6,9	4,8	6,8	7,3	13,3	20,4	23,5	24,5	
19	23,9	19,4	19,5	12,7	10,8	8,2	9,9	13,0	22,1	25,5	24,5	25,2	
20	24,2	20,6	21,4	19,6	20,9	19,1	21,3	23,3	26,1	27,0	25,0	25,5	
21	24,1	21,5	22,7	22,3	24,3	24,9	26,5	26,4	28,3	28,7	25,3	25,6	
22	24,3	22,4	23,3	25,0	27,1	27,4	28,7	28,8	29,7	29,5	25,3	25,6	
23	24,5	22,7	23,7	26,1	29,0	29,6	30,3	30,9	30,7	29,9	25,0	25,8	

Ilustración 22. Capacidad Disponible Batería 23 MW

28 MW

Original Asset Prod		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8	
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1	
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0	
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8	
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6	
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6	
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3	
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,2	5,9	4,7	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1	
8	13,3	15,2	13,5	10,0	6,7	5,5	4,4	4,4	4,9	6,9	13,0	11,3	
9	12,9	15,1	13,1	10,2	7,3	6,1	5,3	4,8	4,8	7,2	12,5	11,0	
10	12,6	15,9	14,2	11,6	9,0	7,9	6,8	6,1	5,7	7,3	12,5	11,0	
11	13,2	17,0	15,2	13,3	10,8	10,0	8,5	8,0	7,8	8,5	13,8	11,3	
12	14,1	18,0	16,6	14,3	11,5	11,6	9,9	8,9	9,3	9,8	14,9	12,3	
13	15,5	19,3	17,6	15,9	12,4	13,4	11,0	9,7	10,6	11,7	15,6	13,4	
14	15,9	20,1	18,2	16,6	13,9	14,3	11,7	11,1	11,0	12,3	15,9	13,8	
15	15,8	20,3	18,6	18,1	14,6	15,6	12,9	12,3	11,1	12,6	15,5	13,8	
16	15,5	19,9	19,0	19,1	15,3	15,9	13,6	12,7	11,8	13,2	15,2	13,5	
17	15,3	19,8	18,7	19,8	16,4	16,7	14,3	13,5	12,5	13,1	15,1	13,5	
18	14,6	19,6	18,3	19,5	17,1	16,8	14,5	14,8	13,0	12,9	14,5	13,5	
19	14,1	18,6	17,9	18,7	17,0	16,1	14,4	15,0	13,0	12,4	13,5	12,8	
20	13,8	17,4	16,6	18,3	15,8	15,3	13,2	13,8	11,9	11,0	13,0	12,5	
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4	
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4	
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2	

Ilustración 23. Matriz de Producción Horaria Wind 28 MW

Hybrid Prod

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,5	5,8	4,2	9,4	10,9	9,9	5,6	1,6	0,3	1,7	0,0
9	5,7	10,1	15,9	15,1	17,9	19,9	19,8	16,8	12,3	7,6	10,2	6,0
10	12,3	15,3	18,3	19,1	19,9	22,2	22,3	20,9	18,2	14,7	12,2	11,5
11	12,1	15,9	18,0	19,9	20,8	23,1	23,3	22,3	19,2	15,0	12,5	11,5
12	11,4	15,1	17,8	18,8	20,9	23,1	23,7	22,5	18,7	15,6	11,5	11,0
13	11,9	15,0	17,7	18,9	20,9	23,1	23,7	22,4	18,8	15,7	12,6	10,9
14	12,0	14,9	17,5	19,2	21,3	23,0	23,4	22,1	18,9	15,5	12,9	11,5
15	12,3	15,0	17,6	19,1	21,1	23,1	23,2	22,1	18,5	15,6	13,3	12,3
16	11,7	15,2	17,9	18,9	20,3	22,7	22,9	21,8	18,8	15,0	10,9	9,0
17	2,2	9,1	15,5	17,8	19,2	22,1	22,1	21,2	17,4	13,6	0,8	0,3
18	0,0	0,2	4,9	16,2	17,7	20,4	20,4	19,4	14,3	5,7	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,8	8,1	12,6	16,9	16,7	12,2	3,5	0,1	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,1	1,6	4,4	4,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 24. Matriz de Producción Horaria PV 28 MW

PV + Wind

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,8	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,8	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,4	6,8	4,9	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,4	15,7	19,2	14,2	16,1	16,4	14,3	10,1	6,5	7,3	14,6	11,3
9	18,6	25,2	28,7	25,2	25,2	26,0	25,0	21,6	17,1	14,8	22,7	17,0
10	24,9	30,7	31,7	30,4	28,9	30,0	29,0	27,0	23,9	22,0	24,7	22,6
11	25,4	32,2	32,1	32,3	31,4	32,9	31,5	30,3	27,0	23,5	26,3	22,8
12	25,6	32,5	32,7	32,4	32,1	34,5	32,9	31,4	28,0	25,4	26,4	23,3
13	27,4	33,5	33,5	33,7	32,9	36,0	33,8	32,0	29,4	27,3	28,2	24,3
14	27,9	33,9	33,7	34,3	34,3	36,3	34,4	33,2	30,0	27,9	28,8	25,2
15	28,0	34,0	33,9	35,2	34,5	36,8	35,1	34,2	29,6	28,2	28,9	26,1
16	27,2	33,7	34,5	35,4	34,4	36,6	35,5	34,3	30,6	28,0	26,1	22,5
17	17,5	28,6	32,7	35,0	34,3	36,5	35,2	34,4	29,9	26,6	15,9	13,7
18	14,6	19,9	22,8	33,8	33,6	35,8	34,1	33,7	27,3	18,7	14,5	13,5
19	14,1	18,6	18,7	26,8	29,3	32,6	31,0	27,2	16,5	12,5	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,4	17,4	19,7	17,5	14,9	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 25. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 28 MW

Curtailment

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	-0,5	-0,8	-0,4	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	-0,6	-1,1	-0,9	-0,1	-0,2	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	-0,6	-1,7	-0,8	-0,3	-0,2	-0,7	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	-0,8	-1,8	-1,1	-0,4	-0,5	-0,9	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	-1,1	-2,1	-1,6	-0,9	-1,0	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	-1,3	-2,2	-2,0	-1,2	-1,8	-1,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0
16	0,0	-1,3	-2,4	-2,6	-1,2	-2,0	-1,0	-0,2	0,0	-0,2	0,0	0,0
17	0,0	-0,2	-1,5	-2,6	-1,3	-2,2	-1,3	-0,4	0,0	-0,1	0,0	0,0
18	0,0	0,0	-0,5	-1,9	-1,2	-1,5	-0,8	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 26. Matriz de Curtailment 28 MW

Battery Exp capacity

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	24,7	22,9	23,9	26,4	29,9	30,8	31,5	32,1	31,7	30,4	24,6	26,2
1	24,5	22,8	24,2	27,1	30,1	31,4	31,9	32,7	32,1	29,8	24,2	25,9
2	24,2	22,8	24,2	27,2	30,2	31,0	31,9	32,6	31,9	30,1	24,2	26,0
3	24,3	22,6	24,1	27,4	30,0	31,1	32,1	33,0	32,4	30,6	24,0	26,2
4	24,2	22,6	24,3	27,5	30,0	31,3	32,5	33,2	32,5	30,7	23,7	26,4
5	24,4	22,7	24,3	27,4	30,3	31,6	32,6	33,5	32,7	30,6	24,1	26,4
6	24,6	22,7	23,8	27,5	30,7	31,7	32,9	33,6	32,8	30,9	24,5	26,7
7	24,5	22,6	23,9	27,9	30,6	31,2	33,1	33,7	32,9	30,9	24,7	26,9
8	24,6	22,3	18,8	23,8	21,9	21,6	23,7	27,9	31,5	30,7	23,4	26,7
9	19,4	12,8	9,3	12,8	12,8	12,0	13,0	16,4	20,9	23,2	15,3	21,0
10	13,1	7,3	6,3	7,6	9,1	8,0	9,0	11,0	14,1	16,0	13,3	15,4
11	12,6	5,8	5,9	5,7	6,6	5,1	6,5	7,7	11,0	14,5	11,7	15,2
12	12,4	5,5	5,3	5,6	5,9	3,5	5,1	6,6	10,0	12,6	11,6	14,7
13	10,6	4,5	4,5	4,3	5,1	2,0	4,2	6,0	8,6	10,7	9,8	13,7
14	10,1	4,1	4,3	3,7	3,7	1,7	3,6	4,8	8,0	10,1	9,2	12,8
15	10,0	4,0	4,1	2,8	3,5	1,2	2,9	3,8	8,4	9,8	9,1	11,9
16	10,8	4,3	3,5	2,6	3,6	1,4	2,5	3,7	7,4	10,0	11,9	15,5
17	20,5	9,4	5,3	3,0	3,7	1,5	2,8	3,6	8,1	11,4	22,1	24,3
18	23,4	18,1	15,2	4,2	4,4	2,2	3,9	4,3	10,7	19,3	23,5	24,5
19	23,9	19,4	19,3	11,2	8,7	5,4	7,0	10,8	21,5	25,5	24,5	25,2
20	24,2	20,6	21,4	19,6	20,6	18,3	20,5	23,1	26,1	27,0	25,0	25,5
21	24,1	21,5	22,7	22,3	24,3	24,9	26,5	26,4	28,3	28,7	25,3	25,6
22	24,3	22,4	23,3	25,0	27,1	27,4	28,7	28,8	29,7	29,5	25,3	25,6
23	24,5	22,7	23,7	26,1	29,0	29,6	30,3	30,9	30,7	29,9	25,0	25,8

Ilustración 27. Capacidad Disponible Batería 28 MW

33 MW

Original Asset Prod		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8	
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1	
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0	
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8	
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6	
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6	
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3	
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,2	5,9	4,7	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1	
8	13,3	15,2	13,5	10,0	6,7	5,5	4,4	4,4	4,9	6,9	13,0	11,3	
9	12,9	15,1	13,1	10,2	7,3	6,1	5,3	4,8	4,8	7,2	12,5	11,0	
10	12,6	15,9	14,2	11,6	9,0	7,9	6,8	6,1	5,7	7,3	12,5	11,0	
11	13,2	17,0	15,2	13,3	10,8	10,0	8,5	8,0	7,8	8,5	13,8	11,3	
12	14,1	18,0	16,6	14,3	11,5	11,6	9,9	8,9	9,3	9,8	14,9	12,3	
13	15,5	19,3	17,6	15,9	12,4	13,4	11,0	9,7	10,6	11,7	15,6	13,4	
14	15,9	20,1	18,2	16,6	13,9	14,3	11,7	11,1	11,0	12,3	15,9	13,8	
15	15,8	20,3	18,6	18,1	14,6	15,6	12,9	12,3	11,1	12,6	15,5	13,8	
16	15,5	19,9	19,0	19,1	15,3	15,9	13,6	12,7	11,8	13,2	15,2	13,5	
17	15,3	19,8	18,7	19,8	16,4	16,7	14,3	13,5	12,5	13,1	15,1	13,5	
18	14,6	19,6	18,3	19,5	17,1	16,8	14,5	14,8	13,0	12,9	14,5	13,5	
19	14,1	18,6	17,9	18,7	17,0	16,1	14,4	15,0	13,0	12,4	13,5	12,8	
20	13,8	17,4	16,6	18,3	15,8	15,3	13,2	13,8	11,9	11,0	13,0	12,5	
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4	
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4	
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2	

Ilustración 28. Matriz de Producción Horaria Wind 33 MW

Hybrid Prod		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,6	6,8	5,0	11,1	12,9	11,7	6,7	1,9	0,4	2,0	0,0	0,0
9	6,7	11,9	18,7	17,8	21,1	23,5	23,3	19,8	14,5	9,0	12,1	7,0	0,0
10	14,5	18,0	21,6	22,5	23,5	26,2	26,4	24,7	21,5	17,4	14,4	13,6	0,0
11	14,3	18,8	21,3	23,5	24,5	27,3	27,5	26,3	22,6	17,8	14,8	13,6	0,0
12	13,5	17,8	20,9	22,2	24,7	27,2	27,9	26,6	22,0	18,4	13,5	12,9	0,0
13	14,0	17,7	20,9	22,4	24,7	27,2	27,9	26,4	22,2	18,5	14,8	12,9	0,0
14	14,2	17,6	20,7	22,7	25,1	27,1	27,6	26,1	22,4	18,3	15,2	13,5	0,0
15	14,5	17,7	20,7	22,5	24,9	27,2	27,3	26,1	21,9	18,4	15,7	14,5	0,0
16	13,8	17,9	21,1	22,3	23,9	26,8	27,1	25,7	22,2	17,7	12,8	10,7	0,0
17	2,6	10,7	18,3	21,0	22,6	26,0	26,1	25,0	20,5	16,0	0,9	0,3	0,0
18	0,0	0,3	5,8	19,1	20,9	24,1	24,1	22,9	16,9	6,8	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	1,0	9,6	14,9	19,9	19,7	14,4	4,1	0,1	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,1	1,9	5,2	5,1	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 29. Matriz de Producción Horaria PV 33 MW

PV + Wind		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8	
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1	
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0	
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8	
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6	
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6	
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3	
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,4	6,9	4,9	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1	
8	13,4	15,8	20,3	15,0	17,8	18,4	16,1	11,1	6,8	7,3	14,9	11,3	
9	19,6	27,1	30,9	27,8	28,4	29,6	28,5	24,6	19,3	18,2	24,5	18,1	
10	27,1	32,8	33,9	32,8	32,0	33,7	32,7	30,8	27,2	24,7	26,9	24,6	
11	27,5	34,4	33,8	34,4	33,9	36,3	34,9	34,1	30,4	26,2	28,5	24,9	
12	27,6	34,5	34,3	34,5	34,5	37,1	36,0	35,0	31,2	28,1	28,5	25,3	
13	29,6	35,3	35,1	35,3	35,0	37,5	36,5	35,7	32,6	29,9	30,4	26,3	
14	30,0	35,7	35,1	35,9	35,8	37,5	36,6	36,4	33,3	30,1	31,1	27,2	
15	30,0	35,5	35,1	36,4	35,6	37,6	36,9	36,9	32,9	30,3	31,1	28,1	
16	29,1	35,4	35,7	36,4	35,4	37,8	37,1	36,8	33,8	30,0	28,0	24,1	
17	18,0	30,0	34,1	35,7	35,2	37,5	36,9	36,8	32,7	28,5	16,0	13,8	
18	14,6	19,9	23,3	34,6	34,9	37,3	35,9	35,9	29,8	19,7	14,5	13,5	
19	14,1	18,6	18,8	28,2	31,3	34,9	33,4	29,3	17,1	12,5	13,5	12,8	
20	13,8	17,4	16,6	18,4	17,7	20,4	18,2	15,1	11,9	11,0	13,0	12,5	
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4	
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4	
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2	

Ilustración 30. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 33 MW

Curtailment		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	-1,0	-0,2	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	-1,1	-1,9	-1,4	-0,5	-0,5	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	-1,3	-2,7	-2,3	-1,4	-1,0	-1,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	-1,2	-3,2	-2,0	-1,7	-1,8	-1,9	-0,5	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
13	0,0	-1,7	-3,4	-2,9	-2,1	-3,1	-2,5	-0,4	-0,2	-0,3	-0,1	0,0	0,0
14	-0,1	-1,9	-3,8	-3,4	-3,3	-4,0	-2,7	-0,7	0,0	-0,6	-0,1	-0,1	-0,1
15	-0,2	-2,6	-4,2	-4,3	-3,8	-5,2	-3,3	-1,5	-0,1	-0,8	-0,1	-0,1	-0,3
16	-0,2	-2,4	-4,4	-5,0	-3,9	-5,1	-3,6	-1,6	-0,2	-0,9	0,0	0,0	0,0
17	0,0	-0,5	-3,0	-5,1	-3,9	-5,2	-3,5	-1,8	-0,4	-0,6	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	-0,8	-4,0	-3,2	-3,6	-2,7	-1,8	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	-1,1	-0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 31. Matriz de Curtailment 33 MW

Battery Exp capacity	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	24,7	22,9	23,9	26,4	29,9	30,8	31,5	32,1	31,7	30,4	24,6	26,2
1	24,5	22,8	24,2	27,1	30,1	31,4	31,9	32,7	32,1	29,8	24,2	25,9
2	24,2	22,8	24,2	27,2	30,2	31,0	31,9	32,6	31,9	30,1	24,2	26,0
3	24,3	22,6	24,1	27,4	30,0	31,1	32,1	33,0	32,4	30,6	24,0	26,2
4	24,2	22,6	24,3	27,5	30,0	31,3	32,5	33,2	32,5	30,7	23,7	26,4
5	24,4	22,7	24,3	27,4	30,3	31,6	32,6	33,5	32,7	30,6	24,1	26,4
6	24,6	22,7	23,8	27,5	30,7	31,7	32,9	33,6	32,8	30,9	24,5	26,7
7	24,5	22,6	23,9	27,9	30,6	31,1	33,1	33,7	32,9	30,9	24,7	26,9
8	24,6	22,2	17,7	23,0	20,2	19,6	21,9	26,9	31,2	30,7	23,1	26,7
9	18,4	10,9	7,1	10,2	9,6	8,4	9,5	13,4	18,7	21,8	13,5	19,9
10	10,9	5,2	4,1	5,2	6,0	4,3	5,3	7,2	10,8	13,3	11,1	13,4
11	10,5	3,6	4,2	3,6	4,1	1,7	3,1	3,9	7,6	11,8	9,5	13,1
12	10,4	3,5	3,7	3,5	3,5	0,9	2,0	3,0	6,8	9,9	9,5	12,7
13	8,4	2,7	2,9	2,7	3,0	0,5	1,5	2,3	5,4	8,1	7,6	11,7
14	8,0	2,3	2,9	2,1	2,2	0,5	1,4	1,6	4,7	7,9	6,9	10,8
15	8,0	2,5	2,9	1,6	2,4	0,4	1,1	1,1	5,1	7,7	6,9	9,9
16	8,9	2,6	2,3	1,6	2,6	0,4	0,9	1,2	4,2	8,0	10,0	13,9
17	20,0	8,0	3,9	2,3	2,8	0,5	1,1	1,2	5,3	9,5	22,0	24,2
18	23,4	18,1	14,7	3,4	3,1	0,7	2,1	2,1	8,2	18,3	23,5	24,5
19	23,9	19,4	19,2	9,8	6,7	3,1	4,6	8,7	20,9	25,5	24,5	25,2
20	24,2	20,6	21,4	19,6	20,3	17,6	19,8	22,9	26,1	27,0	25,0	25,5
21	24,1	21,5	22,7	22,3	24,3	24,9	26,5	26,4	28,3	28,7	25,3	25,6
22	24,3	22,4	23,3	25,0	27,1	27,4	28,7	28,8	29,7	29,5	25,3	25,6
23	24,5	22,7	23,7	26,1	29,0	29,6	30,3	30,9	30,7	29,9	25,0	25,8

Ilustración 32. Capacidad Disponible Batería 28 MW

43 MW

Original Asset Prod	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,2	5,9	4,7	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,3	15,2	13,5	10,0	6,7	5,5	4,4	4,4	4,9	6,9	13,0	11,3
9	12,9	15,1	13,1	10,2	7,3	6,1	5,3	4,8	4,8	7,2	12,5	11,0
10	12,6	15,9	14,2	11,6	9,0	7,9	6,8	6,1	5,7	7,3	12,5	11,0
11	13,2	17,0	15,2	13,3	10,8	10,0	8,5	8,0	7,8	8,5	13,8	11,3
12	14,1	18,0	16,6	14,3	11,5	11,6	9,9	8,9	9,3	9,8	14,9	12,3
13	15,5	19,3	17,6	15,9	12,4	13,4	11,0	9,7	10,6	11,7	15,6	13,4
14	15,9	20,1	18,2	16,6	13,9	14,3	11,7	11,1	11,0	12,3	15,9	13,8
15	15,8	20,3	18,6	18,1	14,6	15,6	12,9	12,3	11,1	12,6	15,5	13,8
16	15,5	19,9	19,0	19,1	15,3	15,9	13,6	12,7	11,8	13,2	15,2	13,5
17	15,3	19,8	18,7	19,8	16,4	16,7	14,3	13,5	12,5	13,1	15,1	13,5
18	14,6	19,6	18,3	19,5	17,1	16,8	14,5	14,8	13,0	12,9	14,5	13,5
19	14,1	18,6	17,9	18,7	17,0	16,1	14,4	15,0	13,0	12,4	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,3	15,8	15,3	13,2	13,8	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 33. Matriz de Producción Horaria Wind 43 MW

Hybrid Prod

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,8	9,1	6,6	14,8	17,2	15,6	8,9	2,5	0,5	2,6	0,0
9	8,9	15,9	24,9	23,8	28,1	31,3	31,1	26,4	19,3	12,0	16,1	9,4
10	19,3	24,0	28,8	30,0	31,3	34,9	35,1	32,9	28,7	23,1	19,2	18,1
11	19,1	25,0	28,3	31,2	32,6	36,3	36,6	35,0	30,1	23,6	19,7	18,1
12	17,9	23,7	27,9	29,6	32,9	36,3	37,2	35,4	29,3	24,5	18,0	17,2
13	18,7	23,6	27,8	29,8	32,8	36,2	37,2	35,1	29,6	24,6	19,8	17,2
14	18,9	23,4	27,5	30,2	33,5	36,2	36,7	34,8	29,8	24,4	20,3	18,0
15	19,3	23,6	27,6	30,0	33,1	36,3	36,4	34,8	29,1	24,5	20,9	19,3
16	18,4	23,8	28,1	29,7	31,8	35,7	36,0	34,2	29,6	23,5	17,1	14,2
17	3,5	14,2	24,4	27,9	30,1	34,6	34,8	33,3	27,4	21,3	1,2	0,5
18	0,0	0,4	7,7	25,5	27,8	32,1	32,0	30,5	22,5	9,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	1,3	12,8	19,8	26,5	26,2	19,1	5,5	0,1	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,2	2,6	6,9	6,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 34. Matriz de Producción Horaria PV 43 MW

PV+Wind

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	13,3	15,1	14,1	11,6	8,1	7,2	6,5	5,9	6,3	7,6	13,4	11,8
1	13,5	15,2	13,8	10,9	7,9	6,6	6,1	5,3	5,9	8,2	13,8	12,1
2	13,8	15,2	13,8	10,8	7,8	7,0	6,1	5,4	6,1	7,9	13,8	12,0
3	13,7	15,4	13,9	10,6	8,0	6,9	5,9	5,0	5,6	7,4	14,0	11,8
4	13,8	15,4	13,7	10,5	8,0	6,7	5,5	4,8	5,5	7,3	14,3	11,6
5	13,6	15,3	13,7	10,6	7,7	6,4	5,4	4,5	5,3	7,4	13,9	11,6
6	13,4	15,3	14,2	10,5	7,3	6,3	5,1	4,4	5,2	7,1	13,5	11,3
7	13,5	15,4	14,1	10,1	7,5	7,3	5,0	4,3	5,1	7,1	13,3	11,1
8	13,4	16,0	22,5	16,6	21,5	22,7	20,0	13,3	7,4	7,5	15,6	11,3
9	21,8	30,5	34,0	32,4	33,5	36,0	35,1	31,2	24,1	19,1	28,2	20,4
10	30,5	35,9	36,0	35,1	34,7	37,7	37,2	36,9	33,1	29,6	30,3	29,0
11	30,9	37,2	35,9	36,1	35,6	37,9	37,7	38,0	35,0	30,4	32,5	29,1
12	30,9	37,2	36,4	36,5	36,2	37,7	37,8	38,0	35,3	32,4	32,2	29,4
13	33,1	37,4	36,9	36,7	36,4	37,7	37,9	38,0	36,4	33,7	34,3	30,2
14	33,4	37,3	36,8	37,1	36,5	37,8	38,0	38,0	36,9	33,7	34,7	30,9
15	33,1	36,6	36,4	37,3	36,4	37,9	37,9	38,0	36,0	33,4	34,6	32,0
16	31,8	36,4	36,9	37,3	36,0	37,9	38,0	38,0	36,2	32,4	31,7	27,5
17	18,8	32,3	35,9	36,7	35,8	37,8	37,7	37,9	35,1	31,0	16,3	13,9
18	14,6	20,0	24,5	35,7	35,5	38,0	37,0	37,5	32,9	21,9	14,5	13,5
19	14,1	18,6	19,2	31,0	34,0	37,4	35,9	33,2	18,5	12,5	13,5	12,8
20	13,8	17,4	16,6	18,5	18,4	22,2	19,9	15,6	11,9	11,0	13,0	12,5
21	13,9	16,5	15,3	15,7	13,7	13,1	11,5	11,6	9,7	9,3	12,7	12,4
22	13,7	15,6	14,7	13,0	10,9	10,6	9,3	9,2	8,3	8,5	12,7	12,4
23	13,5	15,3	14,3	11,9	9,0	8,4	7,7	7,1	7,3	8,1	13,0	12,2

Ilustración 35. Matriz de Producción Horaria PV + Wind 43 MW

Curtailment

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	-0,5	-4,0	-1,5	-1,9	-1,4	-1,3	0,0	0,0	-0,1	-0,3	0,0
10	-1,4	-3,9	-7,0	-6,5	-5,6	-5,2	-4,7	-2,1	-1,2	-0,9	-1,3	-0,1
11	-1,4	-4,8	-7,7	-8,4	-7,8	-8,5	-7,4	-5,0	-2,9	-1,7	-1,0	-0,3
12	-1,1	-4,5	-8,1	-7,4	-8,2	-10,1	-9,3	-6,3	-3,3	-1,9	-0,7	-0,2
13	-1,1	-5,5	-8,5	-9,0	-8,9	-12,0	-10,3	-6,9	-3,7	-2,5	-1,1	-0,4
14	-1,4	-6,1	-9,0	-9,7	-10,9	-12,7	-10,5	-7,8	-3,8	-3,1	-1,5	-0,9
15	-2,0	-7,3	-9,7	-10,8	-11,3	-14,0	-11,4	-9,0	-4,2	-3,8	-1,9	-1,1
16	-2,1	-7,2	-10,2	-11,5	-11,2	-13,7	-11,6	-9,0	-5,2	-4,3	-0,6	-0,2
17	0,0	-1,6	-7,3	-11,0	-10,7	-13,6	-11,4	-8,9	-4,7	-3,5	0,0	0,0
18	0,0	0,0	-1,5	-9,3	-9,4	-11,0	-9,5	-7,8	-2,6	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	-0,4	-2,8	-5,2	-4,8	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Ilustración 36. Matriz de Curtailment 43 MW

Battery Exp capacity

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	24,7	22,9	23,9	26,4	29,9	30,8	31,5	32,1	31,7	30,4	24,6	26,2
1	24,5	22,8	24,2	27,1	30,1	31,4	31,9	32,7	32,1	29,8	24,2	25,9
2	24,2	22,8	24,2	27,2	30,2	31,0	31,9	32,6	31,9	30,1	24,2	26,0
3	24,3	22,6	24,1	27,4	30,0	31,1	32,1	33,0	32,4	30,6	24,0	26,2
4	24,2	22,6	24,3	27,5	30,0	31,3	32,5	33,2	32,5	30,7	23,7	26,4
5	24,4	22,7	24,3	27,4	30,3	31,6	32,6	33,5	32,7	30,6	24,1	26,4
6	24,6	22,7	23,8	27,5	30,7	31,7	32,9	33,6	32,8	30,9	24,5	26,7
7	24,5	22,6	23,9	27,9	30,5	30,7	33,0	33,7	32,9	30,9	24,7	26,9
8	24,6	22,0	15,5	21,4	16,5	15,3	18,0	24,7	30,6	30,5	22,4	26,7
9	16,2	7,5	4,0	5,6	4,5	2,0	2,9	6,8	13,9	18,9	9,8	17,6
10	7,5	2,1	2,0	2,9	3,3	0,3	0,8	1,1	4,9	8,4	7,7	9,0
11	7,1	0,8	2,1	1,9	2,4	0,1	0,3	0,0	3,0	7,6	5,5	8,9
12	7,1	0,8	1,6	1,5	1,8	0,3	0,2	0,0	2,7	5,6	5,8	8,6
13	4,9	0,6	1,1	1,3	1,6	0,3	0,1	0,0	1,6	4,3	3,7	7,8
14	4,6	0,7	1,2	0,9	1,5	0,2	0,0	0,0	1,1	4,3	3,3	7,1
15	4,9	1,4	1,6	0,7	1,6	0,1	0,1	0,0	2,0	4,6	3,4	6,0
16	6,2	1,6	1,1	0,7	2,0	0,1	0,0	0,0	1,8	5,6	6,3	10,5
17	19,2	5,7	2,1	1,3	2,2	0,2	0,3	0,1	2,9	7,0	21,7	24,1
18	23,4	18,0	13,5	2,3	2,5	0,0	1,0	0,5	5,1	16,1	23,5	24,5
19	23,9	19,4	18,8	7,0	4,0	0,6	2,1	4,8	19,5	25,5	24,5	25,2
20	24,2	20,6	21,4	19,5	19,6	15,8	18,1	22,4	26,1	27,0	25,0	25,5
21	24,1	21,5	22,7	22,3	24,3	24,9	26,5	26,4	28,3	28,7	25,3	25,6
22	24,3	22,4	23,3	25,0	27,1	27,4	28,7	28,8	29,7	29,5	25,3	25,6
23	24,5	22,7	23,7	26,1	29,0	29,6	30,3	30,9	30,7	29,9	25,0	25,8

Ilustración 37. Capacidad Disponible Batería 28 MW

7.2 CONCLUSIÓN ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PRODUCCIÓN Y CURTAILMENT

Tras el análisis de los principales outputs agregados del modelo, ya se han extraído las conclusiones clave sobre la evolución de la producción, el curtailment y el precio de captura en función de la capacidad solar instalada. No obstante, este análisis se complementa con gran valor a través de las matrices anuales horarias, que permiten visualizar con detalle el comportamiento operativo del sistema híbrido a lo largo del año.

Estas matrices permiten observar claramente la complementariedad temporal entre la generación solar y eólica. Sin embargo, también muestran cómo en los momentos de máxima radiación solar (y por tanto, mayor generación fotovoltaica) suele coincidir producción eólica significativa, lo que provoca que los principales picos de curtailment se concentren en las horas centrales del día, especialmente entre primavera y verano.

Por otro lado, la representación de la capacidad de evacuación libre resulta muy útil de cara a una posible futura hibridación con almacenamiento. En caso de instalar una batería, estos datos permitirían estimar cuánta energía podría descargarse en cada hora sin superar el límite de A&C, facilitando así su dimensionamiento óptimo. Además, sería necesario cruzar esta capacidad libre con los excedentes solares en momentos de bajo consumo para optimizar también las cargas, y no solo las descargas.

En definitiva, este análisis técnico (completo tanto en profundidad como en resolución temporal) proporciona una base sólida para entender el comportamiento energético del sistema. Aun así, no es suficiente por sí solo para determinar la capacidad óptima a instalar. Esta decisión deberá apoyarse en un análisis económico riguroso, que incorpore el CAPEX y OPEX de cada escenario, así como los ingresos reales derivados de la energía inyectada. Este modelo financiero será presentado en el siguiente bloque del trabajo.

7.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez evaluado en detalle el comportamiento técnico de la hibridación, considerando la capacidad de evacuación disponible, las producciones superpuestas de ambos activos y los incrementos en el *capture price*, resulta evidente que, dentro de unos márgenes razonables en los que la potencia instalada no sea desproporcionada, a mayor capacidad fotovoltaica se incrementa el *curtailment*, pero también la producción neta del sistema y, en consecuencia, los beneficios potenciales. Es precisamente en este punto donde entra en juego el análisis económico, que constituye el verdadero factor determinante a la hora de elegir la capacidad óptima de dimensionamiento.

Ambos análisis (técnico y económico) no pueden entenderse de forma aislada, sino que se complementan entre sí: muchos de los outputs obtenidos en el modelo de producción se convierten ahora en inputs fundamentales del modelo financiero. Gracias a esta evaluación económica, con todos los datos sobre la mesa, es posible valorar la rentabilidad real de cada escenario y determinar qué opción de potencia instalada maximiza el beneficio global del proyecto.

7.3.1 INPUTS MODELO

Conviene destacar que el modelo económico empleado constituye una herramienta de gran complejidad, diseñada para reproducir con la máxima fidelidad el escenario real de operación y contemplar cualquier factor que pueda tener influencia, incluso mínima, en el desempeño económico a lo largo de la vida útil del proyecto. Por ello, en su configuración se han incorporado todos los inputs relevantes, desde los costes de inversión y operación hasta la fiscalidad aplicable, los seguros, las tasas locales o las condiciones de financiación.

Es importante señalar que una parte significativa de estos valores ha sido facilitada directamente por la empresa propietaria del proyecto, lo que implica que se trata de información real y sujeta a estricta confidencialidad. En consecuencia, aunque en este documento se expongan muchos de los parámetros utilizados con el fin de contextualizar el análisis y reflejar los valores considerados en la simulación, se ha optado por omitir detalles

específicos o magnitudes numéricas exactas en aquellos casos en los que pudiera comprometerse la reserva de datos estratégicos. De este modo, se garantiza el equilibrio entre la transparencia necesaria para comprender la metodología y el respeto a las obligaciones de confidencialidad establecidas desde el inicio del trabajo.

Por tanto, los inputs que se han considerado para el modelo son los siguientes:

7.3.1.1 Desarrollo, Operación y Vida del Activo.

Parámetro	Parque Eólico (PE)	Planta Solar (PV)	Comentario
Inicio construcción	31/08/2024	01/01/2026	Fechas previstas de <i>groundbreaking</i> de cada tecnología.
COD (Commercial Operation Date)	31/03/2026	01/01/2028	Entrada en operación comercial.
Payment schedule	100% COD	100% COD	Se asume pago único al COD.
Development Fee	31 kEUR/MW	50 kEUR/MW	Coste de desarrollo asignado por MW.
Transaction Cost	355 kEUR (conf.)	–	Precio de adquisición del PE; el PV se desarrolla internamente.
Vida útil	35 años	40 años	Duración operativa estimada.
Fin operación	01/04/2061	01/02/2068	De acuerdo con COD y vida útil.

Tabla 10. Inputs Desarrollo, Operación y Vida

7.3.1.2 Capacidad y producción energética

Parámetro	PE	PV	Comentario
Capacidad Instalada	40,5 MW	18–43 MW (según escenario)	El PV se simula en intervalos de 5 MW.

Horas equivalentes netas	2.200 h/año (≈)	Dependiente de escenario	Derivadas del análisis técnico previo.
Producción total	~104 GWh/año	40–83 GWh/año	Valores del modelo de <i>curtailment</i> .
Perfil mensual	Sí	Sí	Perfiles horarios y mensuales integrados en el modelo.

Tabla 11. Inputs Capacidad y Producción Energética

7.3.1.3 Inversión total por MW

Concepto	PV (kEUR/MW)	PE (kEUR/MW)
Módulos / TSA	520,0	847,0
BoP / Inverter	—	174,7
SET & Interconnection	16,9	250,5
Contingency	12,0	54,0
EPC + Interconnection	599,0	1.327,0
Development Fee	50,0	31,0
Local taxes	23,9	53,1
Insurance	1,8	4,0
Dev. Supervision	5,0	2,9
CMA	5,0	7,7
Broker & land DC	6,0	3,0
Land AJD	8,4	3,4
Lucro cesante	—	15,0
Comp. DIA	—	8,6
Otros	—	12,2
Total ≈	649,0	1.466,8

Tabla 12. Inputs CAPEX

Los costes unitarios por MW presentados (tabla de “Inversión total por MW”) corresponden al escenario base de 18 MW. En el modelo económico, al escalar la potencia instalada se aplica una ligera reducción del TPC por MW por economías de escala (dilución de costes fijos de EPC/ingeniería, mejores precios por volumen y uso más eficiente de infraestructuras ya previstas). Por ello, el TPC sin intereses total (€M) disminuye al aumentar la potencia (649→612), aun manteniendo como referencia los desgloses unitarios validados.

7.3.1.4 Inversión total del proyecto

El coste total de inversión se obtiene multiplicando el coste unitario por MW (incluyendo el CAPEX, Development Fee y costes asociados) por la capacidad instalada de cada activo. En el caso del parque eólico, se suma además el *transaction cost* correspondiente a la compra del proyecto.

7.3.1.5 Ingresos

Parámetro	Valor	Comentario
Escenario de precios	Curvas AURORA (2027, central)	Idéntico a análisis técnico.
Inflación	2 % anual	Aplicada a ingresos y costes.
PPA	10 años iniciales + nuevo a partir de año 10 (conf.)	Condiciones confidenciales.
Cost of sales	1 EUR/MWh	Coste asociado a la venta de energía.
Terminal Value	0 (PV) / 450 kEUR/MW (PE)	Valor residual considerado al final de vida útil.

Tabla 13. Inputs Ingresos

7.3.1.6 Gastos operativos (OPEX)

Concepto	PV	PE
O&M	5 kEUR/MW·año	10 kEUR/MW·año
Arrendamiento de tierras	45 kEUR/semestre	21 kEUR/semestre

Business Activity Tax	1,3 kEUR/MW·año	1,3 kEUR/MW·año
BICE / IBI	4,17 kEUR/MW·año	3,5 kEUR/MW·año

Tabla 14. Inputs OPEX

7.3.1.7 Fiscalidad

Concepto	Valor
Impuesto de Sociedades	25 %
IVA	21 %
Deducibilidad de intereses	Hasta 30 % del EBITDA fiscal (mín. 1 M€ siempre deducible; exceso compensable en ejercicios futuros)

Tabla 15. Inputs Fiscalidad

7.3.1.8 Depreciación

Activo	Método	Periodo
PV	Lineal 100 %	25 años
PE	Lineal 100 %	20 años

Tabla 16. Inputs Depreciación

7.3.1.9 Working Capital

Concepto	Valor
Cuentas a cobrar (Receivables)	45 días
Cuentas a pagar (Payables)	60 días
IVA	45 días

Tabla 17. Inputs Working Capital

7.3.1.10 Financiación

Los datos relativos a la financiación (estructura de senior debt, entidad financiadora, tipo de interés, condiciones del préstamo, etc.) son confidenciales, y aunque forman parte esencial

del modelo, no se presentan en este documento para preservar la información estratégica de la empresa promotora.

7.3.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL MODELO

Una vez definido el modelo financiero y establecidos todos los parámetros de entrada, se han simulado las mismas capacidades fotovoltaicas que fueron evaluadas en el análisis de producción y *curtailment*. El modelo económico dispone de un algoritmo avanzado de cálculo y procesamiento, capaz de generar flujos de caja detallados, informes de deuda, evolución del capital circulante y múltiples indicadores intermedios. Sin embargo, dado el carácter exhaustivo de dichos resultados y con el objetivo de mantener la claridad en la memoria, únicamente se presentan los outputs más relevantes que permiten comparar la rentabilidad y el desempeño económico de cada escenario.

A continuación se recogen en una única tabla los principales indicadores obtenidos en el modelo económico para cada capacidad de planta solar simulada:

Indicador	17,78 MW	22,78 MW	27,78 MW	32,78 MW	43,70 MW	54,62 MW
Equity IRR buy & hold	8,7 %	8,8 %	8,7 %	8,5 %	7,5 %	6,5 %
Equity IRR buy & sell	0,0 %	23,7 %	23,2 %	20,9 %	2,0 %	0,0 %
30Y Cash Yield	12,7 %	12,8 %	12,6 %	12,2 %	10,8 %	9,2 %
15Y Cash Yield	9,7 %	9,8 %	9,7 %	9,3 %	7,6 %	5,7 %
10Y Cash Yield	6,7 %	6,7 %	6,7 %	6,7 %	5,5 %	4,5 %
5Y Cash Yield	6,4 %	6,6 %	6,5 %	6,3 %	4,9 %	4,3 %
MoM – Buy & Hold	4,8x	4,8x	4,8x	4,6x	4,1x	3,6x
MoM – Buy & Sell	0,5x	0,6x	0,6x	0,6x	1,2x	1,0x

Total Project Cost (M€)	699	688	679	671	654	635
Equity Ticket (M€)	12,4	15,7	18,9	22,0	28,9	35,7
Equity Payback (años)	13,0	12,5	12,5	13,0	14,0	15,5

Tabla 18. Indicadores Económicos Modelo

Además de los resultados intermedios del modelo, los indicadores realmente relevantes para la toma de decisión son aquellos que combinan inversión, producción neta y rentabilidad, reflejando de manera sintética la viabilidad de cada escenario. Estos se resumen en la siguiente tabla:

Indicador	18 MW	23 MW	28 MW	33 MW	44 MW
TPC w/o interests (k€/MW)	649	638	629	621	612
Curtailment on hybrid (%)	0,23 %	0,96 %	2,94 %	6,76 %	19,52 %
NEH (h)	2.236	2.219	2.175	2.089	1.802
IRR Leveraged (%)	11,3 %	11,5 %	11,4 %	10,7 %	8,6 %
IRR Impact Wind (bps)	+16	+23	+25	+14	-44
IRR Unlevered (%)	8,7 %	8,8 %	8,7 %	9,5 %	7,5 %

Tabla 19. Resultados Modelo Económico

Uno de los puntos más determinantes del presente trabajo es la definición de la potencia óptima a instalar. A partir de los resultados obtenidos en el modelo económico, se observa que el escenario de 28 MW es el que mejor equilibra todos los factores clave de inversión, producción y rentabilidad.

En cuanto a CAPEX o Total Project Cost, en los resultados aparece reflejada una disminución del coste total del proyecto (TPC w/o interests) conforme aumenta la potencia instalada, pasando de 649 k€/MW en 18 MW hasta 612 k€/MW en 44 MW. Este comportamiento, que en un principio podría chocar con la hipótesis de un CAPEX fijo por MW, se explica por la existencia de economías de escala: ciertos costes fijos de ingeniería, permisos, obra civil o interconexión se diluyen al aumentar la capacidad instalada. Es decir, aunque se haya

consolidado un valor unitario de referencia para 18 MW, el modelo ajusta progresivamente los costes unitarios al crecer la planta, reflejando esta ventaja de escala.

Observando el curtailment, tal como era de esperar, el porcentaje de energía vertida crece de forma acusada con la potencia: desde apenas un 0,23 % en 18 MW hasta un insostenible 19,5 % en 44 MW. El escenario de 28 MW se mantiene en un nivel aceptable (2,9 %), lo que significa que la mayor parte de la generación se aprovecha sin desperdiciar inversión en capacidad que no puede evacuarse. A partir de 33 MW el vertido supera el 6 %, lo que implica destinar CAPEX a energía que nunca será monetizada.

Si analizamos las horas equivalentes netas (NEH), la lógica de las NEH acompaña a la del curtailment: con menor potencia instalada, las horas equivalentes se maximizan (2.236 h en 18 MW). Sin embargo, conforme aumenta el sobredimensionamiento, las NEH se reducen (1.802 h en 44 MW). En el rango de 18–28 MW, los valores permanecen muy próximos al máximo, con 2.175 h en 28 MW, lo que confirma que todavía se preserva un alto nivel de eficiencia energética.

Rentabilidad (IRR).

- En términos unlevered, los escenarios entre 18 y 33 MW ofrecen una rentabilidad sólida (8,7–9,5 %), con el máximo en 33 MW.
- En términos levered, que reflejan la situación más realista al considerar la financiación vía deuda, los valores son muy atractivos entre 18 y 28 MW (\approx 11,3–11,5 %), mientras que a 33 MW comienzan a caer (10,7 %) y a 44 MW se reducen drásticamente (8,6 %).

Esto implica que el proyecto resulta rentable en cualquiera de los escenarios intermedios: con menos capacidad se obtiene máxima eficiencia en el uso del capital, y con más capacidad se logra mayor producción bruta aunque acompañada de mayores vertidos. El rango óptimo se sitúa, por tanto, en las configuraciones de 18 a 28 MW.

Impacto en el activo eólico. Dado que la hibridación se plantea para mejorar la rentabilidad del parque eólico original, no basta con verificar que el proyecto solar sea rentable por sí solo. El análisis del impacto en la IRR del activo eólico muestra que el escenario de 28 MW

es el más favorable, con un incremento de +25 bps sobre la rentabilidad del portfolio original. Este efecto positivo desaparece en escenarios superiores, llegando incluso a ser negativo a 44 MW (-44 bps).

Conclusión. El escenario de **28 MW** es el que logra el equilibrio más robusto:

- Mantiene un CAPEX eficiente gracias a economías de escala.
- Presenta un curtailment muy contenido (2,9 %) y NEH aún cercanas al máximo (2.175 h).
- Ofrece una rentabilidad financiera óptima en términos leveraged (11,4 %).
- Y, lo más importante, maximiza el impacto positivo sobre la IRR del activo eólico (+25 bps).

Por todo ello, se define la potencia de 28 MW como la capacidad óptima de hibridación, garantizando un balance sólido entre eficiencia técnica y viabilidad económica, y contribuyendo de manera tangible a incrementar la rentabilidad del proyecto eólico de partida.

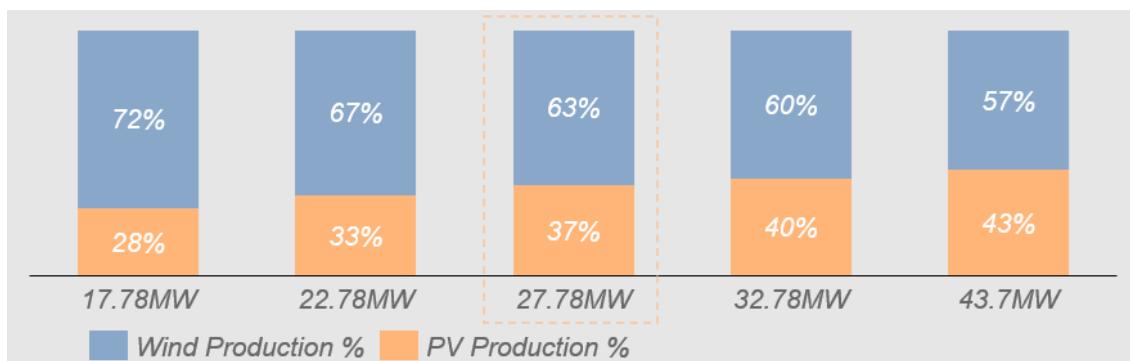


Ilustración 38. Mix de Producción en cada Escenario

Sabiendo que la capacidad óptima a instalar se ha definido en 28 MW, el siguiente gráfico permite analizar de forma rápida la distribución de la producción total en los distintos escenarios planteados. Dado que la capacidad de acceso y conexión es de 38 MW y la capacidad eólica es fija, la energía fotovoltaica se incorpora como complemento hasta llenar el porcentaje disponible de evacuación ya analizado en el apartado de *curtailment*. Se aprecia que, para la opción elegida, el reparto de la generación conjunta alcanza un 63 %

de producción eólica y un 37 % de producción solar, lo que garantiza un mix equilibrado entre ambas tecnologías.

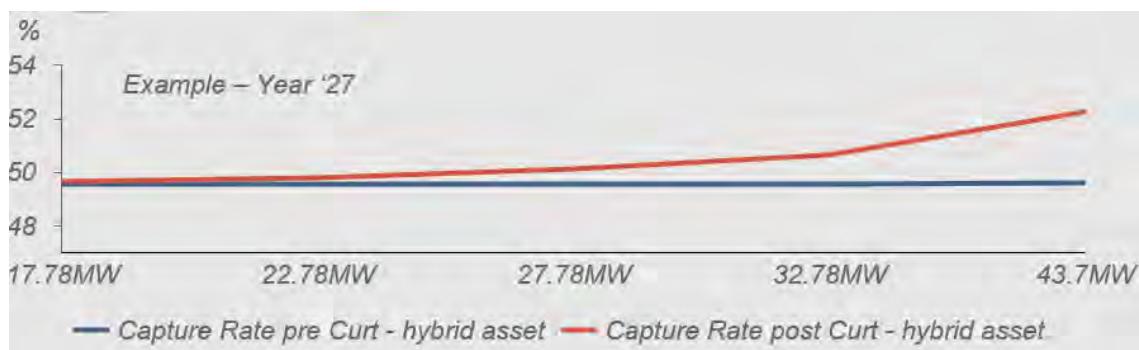


Ilustración 39. Evolución Capture Rate en cada Escenario

La variación en el capture rate ya había sido identificada en el primer análisis de producción, pero esta representación permite observar con claridad cómo evoluciona al considerar el efecto del *curtailment*. Mientras que en los escenarios de menor capacidad (17,8–23 MW) la diferencia entre el valor pre y post-curtailment es prácticamente nula, a partir de 28 MW se alcanza un punto crítico: es justo en este escenario donde la desviación comienza a acentuarse, reflejando que el sobre-dimensionamiento empieza a impactar de forma más significativa en el precio medio capturado.

7.4 PLANTEAMIENTO CON BATERÍAS

En el caso de incorporar sistemas de almacenamiento, el escenario de dimensionamiento de la planta híbrida se vería sustancialmente alterado. Ya no se trataría únicamente de una hibridación eólico–fotovoltaica, sino de una doble hibridación en la que entran en juego numerosos factores adicionales vinculados a la operación de la batería.

En este planteamiento, además de la generación conjunta de ambos activos, habría que considerar la estrategia de carga y descarga del almacenamiento, teniendo en cuenta tanto la capacidad de evacuación disponible en cada instante como la posibilidad de solicitar un

acceso y conexión en demanda para cargar la batería desde la red. Bajo esta lógica, una menor potencia fotovoltaica dejaría más espacio de evacuación disponible para la batería, mientras que una mayor potencia solar incrementaría la energía potencialmente destinada a su carga.

La principal diferencia respecto al caso sin almacenamiento es que el curtailment dejaría de ser una pérdida irrecuperable para convertirse en una oportunidad de carga de la batería. La energía que no puede evadirse en momentos de saturación de red podría almacenarse y descargarse en horas con mayor capacidad disponible, optimizando la estrategia de mercado y maximizando los ingresos.

Esto implica que, en un escenario con batería, convendría sobredimensionar la planta solar respecto a la opción de referencia de 28 MW. El análisis preliminar apunta a que la capacidad óptima se situaría en torno a 33 MW, e incluso podrían considerarse opciones superiores (como 39 MW), ya que el excedente de generación se aprovecharía de forma eficiente mediante el almacenamiento.

En consecuencia, la introducción de la batería abre la puerta a un nuevo modelado específico, donde no solo habría que determinar la capacidad óptima del campo fotovoltaico, sino también la del propio sistema de almacenamiento. Este análisis debería integrar el CAPEX de la batería, los costes de operación y mantenimiento asociados y la estrategia de optimización de mercado, evaluando la rentabilidad de distintas combinaciones de potencia y capacidad de almacenamiento, así como la viabilidad de esquemas de acceso y conexión en demanda.

Como conclusión, en el caso de plantear una doble hibridación con batería, la capacidad óptima a instalar habría sido de **33 MW** (o incluso superior), ya que un mayor margen de producción, aunque a priori generase curtailment, podría gestionarse de forma rentable mediante el almacenamiento, incrementando la flexibilidad operativa y maximizando la rentabilidad del proyecto.

Capítulo 8. DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA

Una vez caracterizada la planta eólica existente, se procede a exponer el diseño de la instalación fotovoltaica complementaria. Tras el análisis técnico y económico realizado en fases anteriores, y cuyos motivos ya fueron expuestos, se ha definido una potencia de **28 MW** para la planta solar, valor considerado óptimo para su integración en el sistema híbrido.

8.1 MARCO REGULATORIO

La hibridación de instalaciones renovables en España se encuentra regulada por un conjunto de normas que fijan los criterios técnicos y administrativos a cumplir. Entre ellas destacan el Real Decreto 1955/2000, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones eléctricas; el Real Decreto 1183/2020, que establece el procedimiento de acceso y conexión a la red; y la Circular 1/2021 de la CNMC, que define la metodología y condiciones de acceso y conexión (BOE, 2001, 2020, 2021).

En este marco, los aspectos regulatorios más relevantes que condicionan el diseño y la tramitación de una planta híbrida son los siguientes:

- **Distancia máxima entre centros geométricos (10 km).** Para que la hibridación se considere parte de la misma instalación y no requiera un nuevo procedimiento de permisos, el centro geométrico de la instalación final respecto de la inicial no puede superar una distancia de 10 km. En el caso de la planta diseñada en este proyecto, este requisito se cumple holgadamente (BOE, 2020).
- **Participación mínima de la tecnología original (40%).** La tecnología que disponía de permisos de acceso y conexión debe mantener al menos un 40% de la potencia total instalada en la instalación híbrida resultante. La planta híbrida diseñada cumple también con este condicionante de manera holgada (BOE, 2020).
- **Actualización de permisos de acceso y conexión (A&C).** La hibridación no se tramita como una solicitud nueva, sino como una actualización de los permisos ya

existentes, siempre que se respeten los requisitos anteriores. Esta actualización está regulada por el RD 1183/2020 y por la Circular 1/2021 de la CNMC (BOE, 2021).

- **Cumplimiento de hitos administrativos.** La normativa vigente establece una serie de hitos cuyo incumplimiento conlleva la caducidad automática de los permisos. En procesos de hibridación, el cómputo de estos hitos se mantiene para la instalación original y se adapta para la parte añadida desde la fecha de la actualización de permisos (BOE, 2001).

8.2 *EMPLAZAMIENTO PARA LA IMPLANTACIÓN*

La elección del emplazamiento de la planta fotovoltaica no es arbitraria, sino que viene condicionada por los compromisos contractuales vinculados al proyecto eólico original. En concreto, mediante un contrato confidencial firmado entre la empresa promotora del parque eólico y la entidad que desarrolló el proyecto primitivo, se establece la obligación expresa de que la futura planta solar se ubique exclusivamente en las mismas parcelas catastrales asignadas para la instalación eólica. En la Ilustración 40 se adjunta un esquema con dichas parcelas, que constituyen el área disponible para la implantación del campo solar.

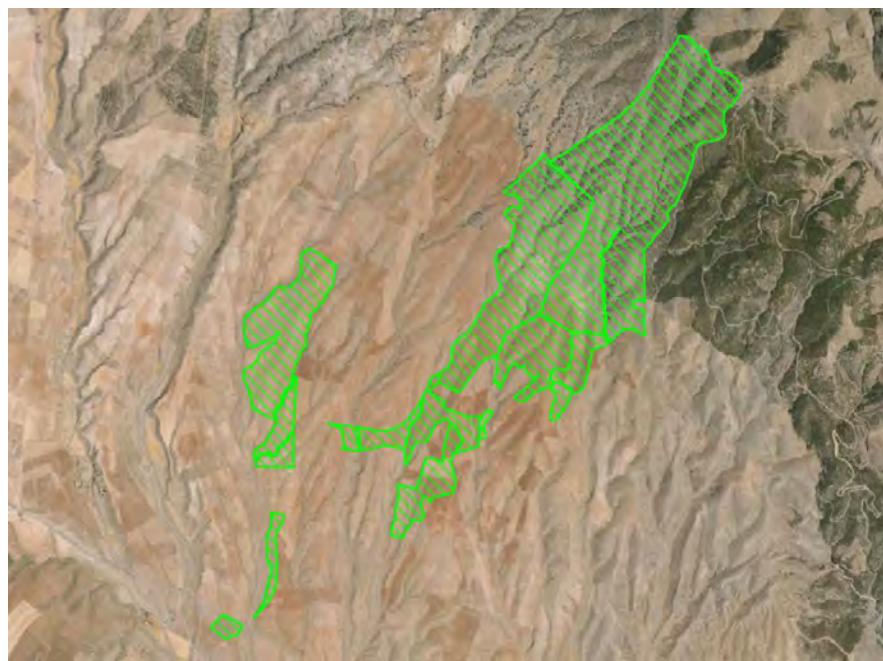


Ilustración 40. Parcelas Catastrales Disponibles para la Implantación

Además, con el fin de garantizar la máxima precisión en el diseño y poder evaluar correctamente las pérdidas asociadas a orografía, inclinaciones del terreno y sombreados, se dispone de un estudio topográfico detallado del emplazamiento. Dicho estudio incorpora curvas de nivel y modelos digitales de elevación que permiten conocer con exactitud el relieve. En la Ilustración 41 y Ilustración 42 se muestran, respectivamente, el plano con las curvas de nivel y un mapa hipsométrico en color que representa las cotas de altitud en la zona.



Ilustración 41. Curvas de Nivel del Terreno

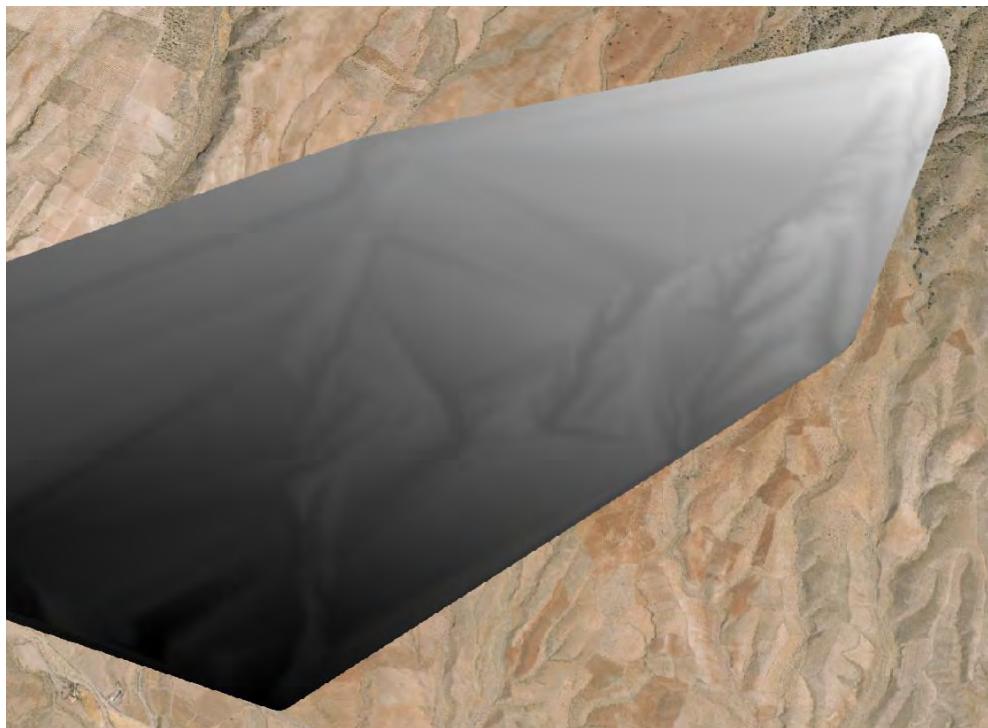


Ilustración 42. Mapa Hipsométrico del Terreno

En la escala de cotas del mapa hipsométrico se observa que el intervalo de altitudes para las parcelas disponibles se encuentra entre 1.082 y 1.318 metros sobre el nivel del mar. El gradiente de color representa la elevación relativa, donde los tonos más oscuros (negros) corresponden a las cotas más bajas del terreno, mientras que los tonos más claros (blancos) identifican las zonas de mayor altitud. Este rango evidencia la marcada variación topográfica existente en el emplazamiento, lo que refuerza la importancia de considerar la orografía real en el diseño de la planta solar, tanto en la definición de inclinaciones y orientaciones como en la evaluación de posibles pérdidas por sombreado.

Dado que la ubicación de la planta solar coincide con la de la instalación eólica ya descrita, se mantienen los criterios de confidencialidad previamente expuestos. De este modo, no se aportan datos concretos de localización geográfica ni denominación oficial de la planta, más allá de señalar que el emplazamiento se encuentra en la provincia de Granada y presenta unas condiciones de recurso renovable ampliamente favorables.

En relación con el recurso solar, se han obtenido los valores correspondientes a la irradiación y a la producción potencial mediante la base de datos Meteonorm 8.2, integrada en el software PVsyst, tomando como referencia la localización exacta del emplazamiento. Las siguientes figuras muestran los datos anuales de recurso solar en la zona. Los resultados indican una irradiación global horizontal anual de 1862 kWh/m², lo que sitúa al emplazamiento dentro de las áreas de mayor disponibilidad solar de la península.

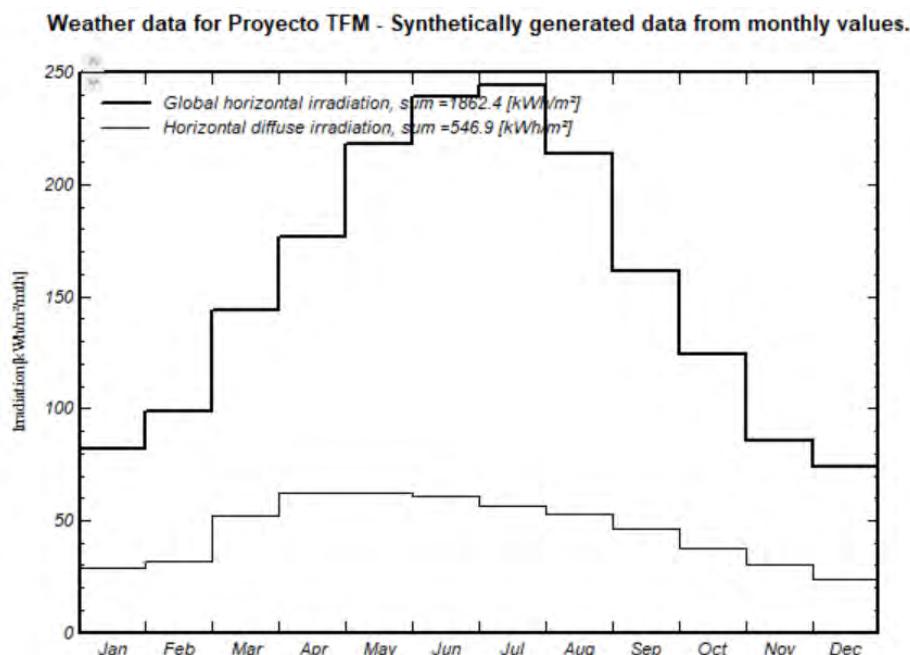


Ilustración 43. Curva Anual de Irradiación en el Emplazamiento

Weather data for Proyecto TFM - Synthetically generated data from monthly values.

Interval beginning	GlobHor kWh/m ² /mth	DiffHor kWh/m ² /mth
January	81.8	28.79
February	98.7	31.93
March	144.0	52.19
April	176.8	62.50
May	218.3	62.37
June	239.0	61.22
July	244.3	56.57
August	213.8	52.83
September	161.5	46.53
October	123.9	37.82
November	85.7	30.39
December	74.4	23.80
Year	1862.4	546.94

Ilustración 44. Datos Anuales de Irradiación en el Emplazamiento

Este nivel de recurso se traduce en un valor específico de producción estimada en 2259 kWh/kWp·año, lo cual refleja la elevada calidad del emplazamiento para la generación fotovoltaica y constituye una base sólida para la integración con el recurso eólico ya existente. Los datos horarios y resumidos de irradiancia y temperatura empleados en la simulación se incluyen como anexo para consulta detallada.

8.3 DEFINICIÓN DE PLANTA

8.3.1 ESCENA 3D

La creación de la escena tridimensional en PVsyst se ha planteado incorporando todos aquellos elementos necesarios para obtener una representación del emplazamiento lo más fiel posible a la realidad. Entre los aspectos considerados destacan, en primer lugar, la utilización de una **imagen satelital georreferenciada y correctamente escalada**, que sirve como soporte visual de referencia y facilita la interpretación espacial durante el diseño.

Junto a ello, se ha integrado el **modelo digital del terreno**, generado a partir del estudio topográfico con una resolución de un metro entre puntos, lo que proporciona una descripción extremadamente precisa de la orografía. Este nivel de detalle permite evaluar con rigor las pérdidas derivadas de pendientes, orientaciones locales o posibles sombreados.

Posteriormente, se adjuntan diferentes vistas del *ground* en varias perspectivas, que ilustran con claridad la complejidad topográfica del emplazamiento.

Otro componente esencial lo constituyen las **parcelas catastrales habilitadas para el proyecto**, cuya delimitación contractual obliga a que la implantación solar se restrinja a dichas superficies. Su inclusión en la escena asegura que todo el diseño se mantenga dentro de los límites autorizados. En este caso, se adjunta además una imagen cenital en la que dichas parcelas se superponen directamente sobre el modelo topográfico.



Ilustración 45. Plano X-Y de la Escena 3D

Por último, se han representado los **aerogeneradores existentes**, modelados con sus parámetros reales de altura y diámetro de rotor. De este modo, además de respetar las áreas de exclusión alrededor de cada máquina, se contemplan las posibles pérdidas por sombra que estas infraestructuras puedan ocasionar sobre los módulos fotovoltaicos.

La combinación de todos estos elementos (referencia satelital, topografía de alta precisión, límites de parcelas y aerogeneradores) configura una **escena 3D integral y robusta**, que constituye la base óptima para el diseño del campo solar y para la posterior simulación

energética de la planta. Como apoyo, se adjunta finalmente una representación global de la escena completa, en la que se muestran conjuntamente todos los elementos, así como distintas perspectivas de la disposición de los aerogeneradores.

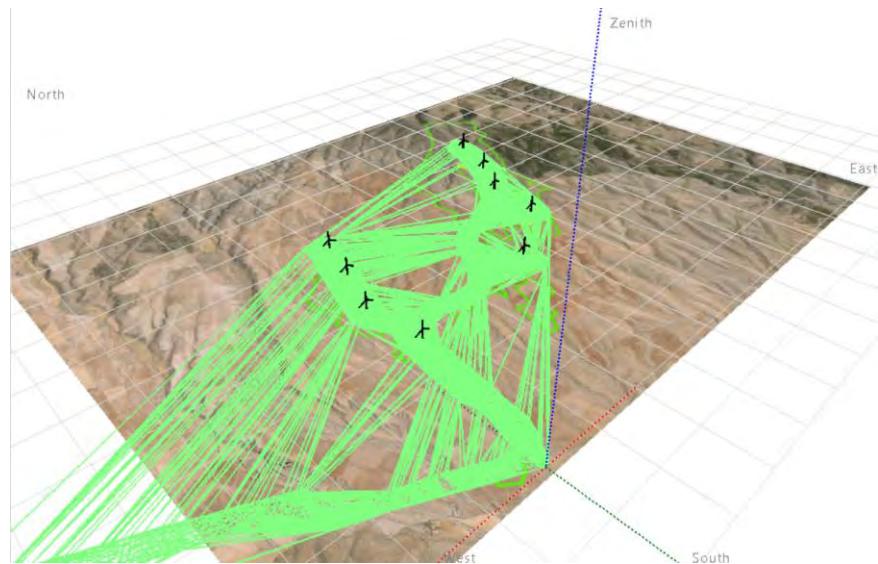


Ilustración 46. Escena 3D

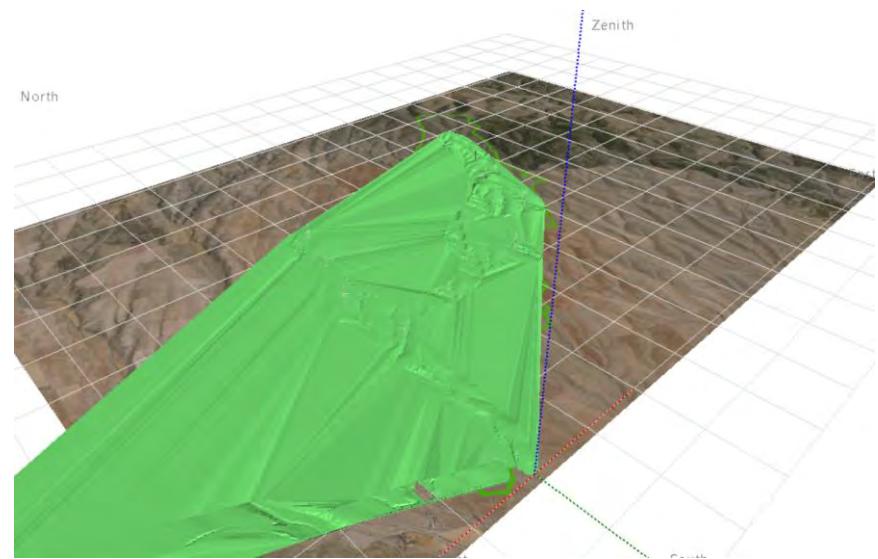


Ilustración 47. Escena 3D con Ground Data

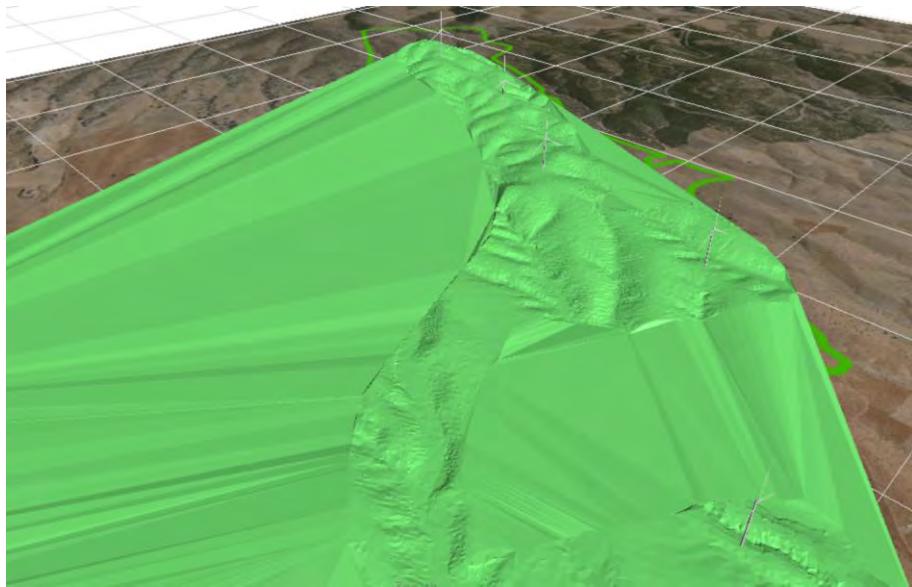


Ilustración 48. Escena 3D con Ground Data, zonas 1, 2 y 5

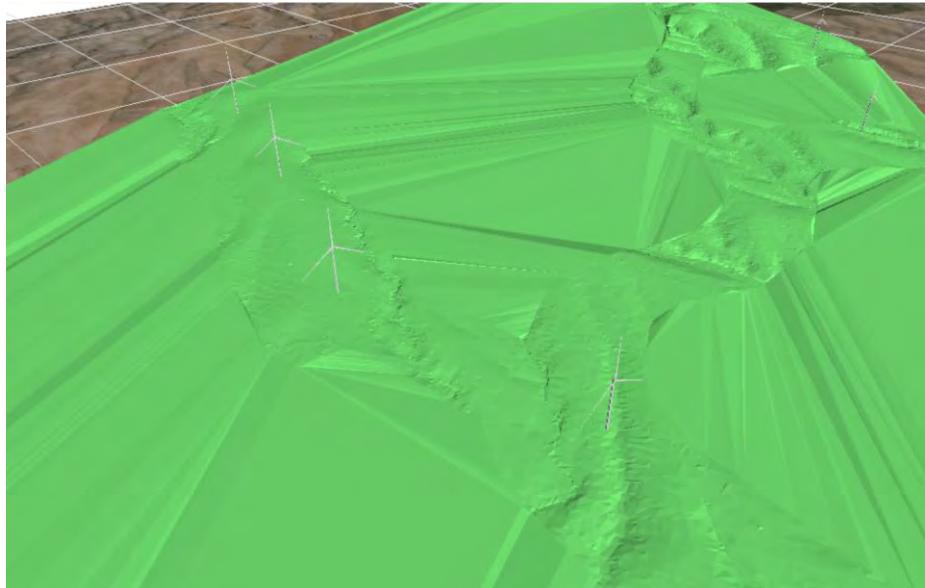


Ilustración 49. Escena 3D con Ground Data, zonas 3 y 4.

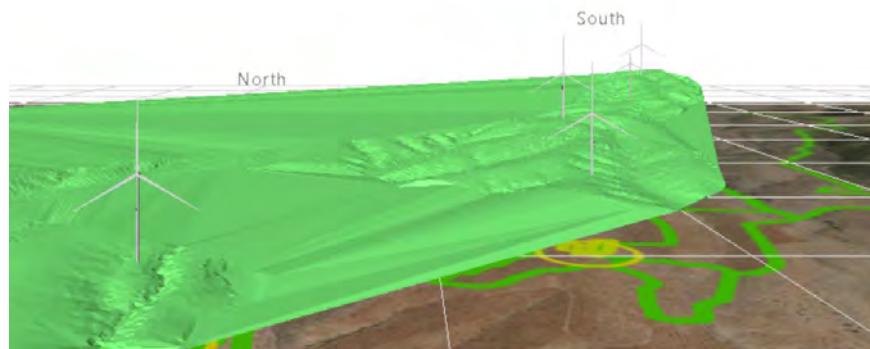


Ilustración 50. Escena 3D, Plano X-Z de zonas 3, 4 y 6

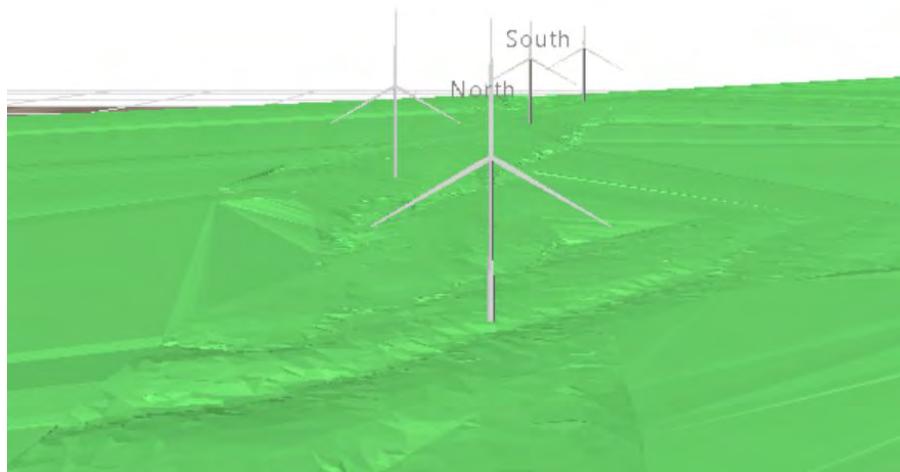


Ilustración 51. Escena 3D, Plano X-Z de zonas 1 y 2.



Ilustración 52. Escena 3D con Ground Data, Plano X-Y



Ilustración 53. Plano X-Y de la Escena 3D

8.3.2 UBICACIÓN DE LOS MÓDULOS

Una vez generada la escena tridimensional del emplazamiento, se procedió a la definición de las zonas aptas para la implantación de los módulos fotovoltaicos. Este proceso resulta especialmente exigente en un terreno con orografía compleja, donde confluyen pendientes acusadas, variaciones significativas de cota y la presencia del propio parque eólico, factores que obligan a una selección minuciosa de las áreas de implantación.

El criterio seguido en esta fase ha sido maximizar la producción energética y, simultáneamente, reducir las pérdidas potenciales asociadas a distintos condicionantes. Entre ellas destacan las pérdidas por sombreados debidos al relieve natural del terreno y a los aerogeneradores, las pérdidas por *mismatching* derivadas de orientaciones dispares de los módulos y las pérdidas por inclinaciones no óptimas. La delimitación final de estas áreas se muestra en el mapa adjunto, donde se representan de forma clara las superficies seleccionadas para el despliegue fotovoltaico.

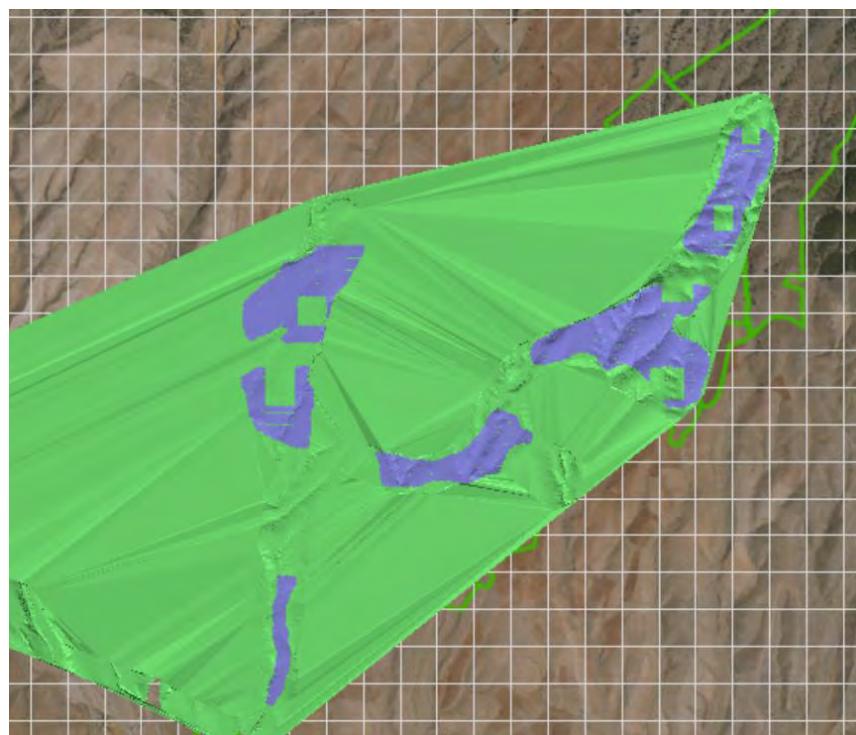


Ilustración 54. Zonas para la Ubicación de los Módulos

Conviene señalar que la zona ubicada al noreste del emplazamiento presenta una mayor inclinación y elevación respecto al resto, con un relieve marcadamente más acentuado. Este hecho condiciona en particular la disposición de los módulos en dicho sector, al requerir un diseño más cuidadoso para mitigar los efectos de las pendientes sobre la captación solar y las pérdidas por sombreado.

Los valores definidos para la colocación de los módulos responden a la necesidad de adaptar el diseño a las condiciones orográficas complejas del emplazamiento, buscando un equilibrio entre reducción de pérdidas, eficiencia energética y viabilidad constructiva:

- **Separación entre filas (Pitch) = 10.** Este valor, superior al habitual en plantas sobre terrenos llanos, se justifica por la complejidad del relieve. Un mayor espaciado longitudinal reduce las pérdidas por sombreado entre filas en zonas con fuertes pendientes e inclinaciones variables, mejorando la uniformidad en la captación solar.
- **Separación entre mesas (Table Spacing) = 0,3.** La distancia fijada es ligeramente superior a la estándar, decisión motivada por la inclinación del terreno. Este margen adicional evita interferencias físicas y sombreados cruzados, garantizando a la vez una disposición compacta y eficiente.
- **Alineación de mesas = Desde la parte superior del terreno.** La alineación desde la cota más elevada asegura una distribución ordenada y coherente con la topografía local, reduciendo los desajustes entre mesas y limitando las pérdidas por *mismatching*.
- **Distancia al suelo = 0,9 m.** La altura definida entre los módulos y la superficie responde a la necesidad de adaptarse a desniveles acusados, evitando contactos con el terreno y reduciendo el riesgo de sombreado cercano. Al mismo tiempo, se mantiene un valor contenido para no incrementar excesivamente la complejidad y el coste estructural.

Con la aplicación de estos parámetros, junto con la delimitación de las zonas de implantación y los datos topográficos del emplazamiento, se obtiene la disposición final de los módulos sobre cada área seleccionada. El resultado puede apreciarse en la imagen previa con la colocación de los generadores fotovoltaicos, que será detallada con mayor precisión en los apartados siguientes para cada zona.

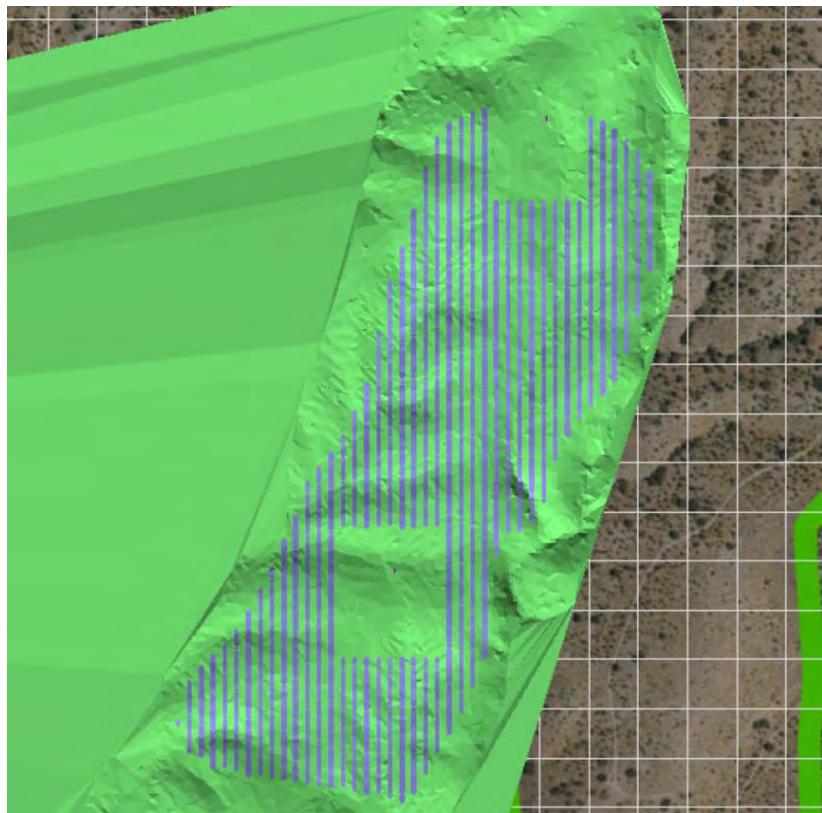


Ilustración 55. Módulos sobre Zona 1

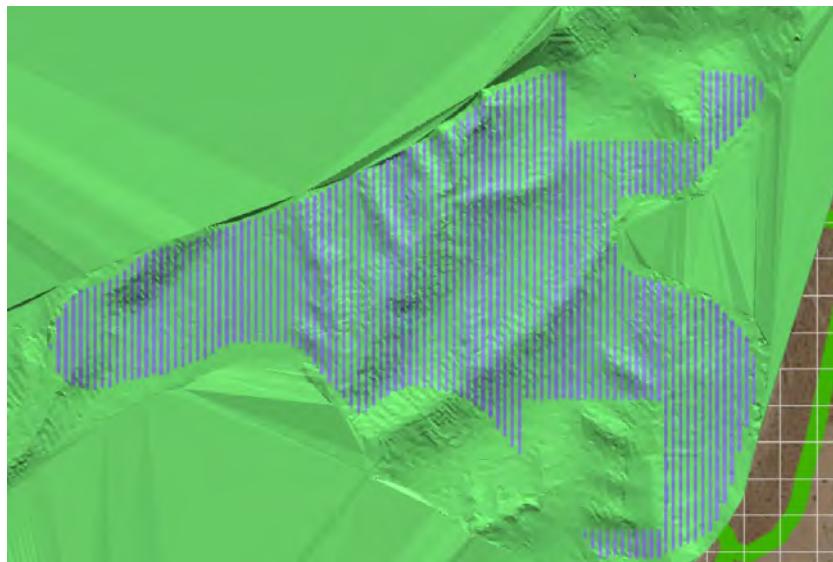


Ilustración 56. Módulos sobre Zona 2

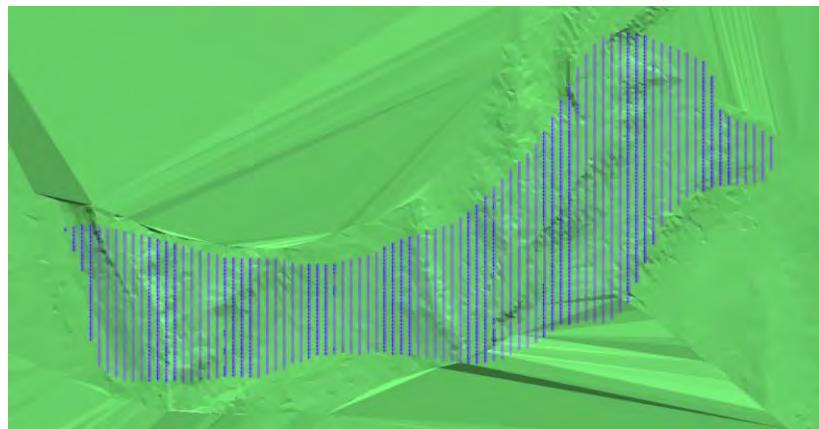


Ilustración 57. Módulos sobre Zona 5



Ilustración 58. Módulos sobre Zona 3

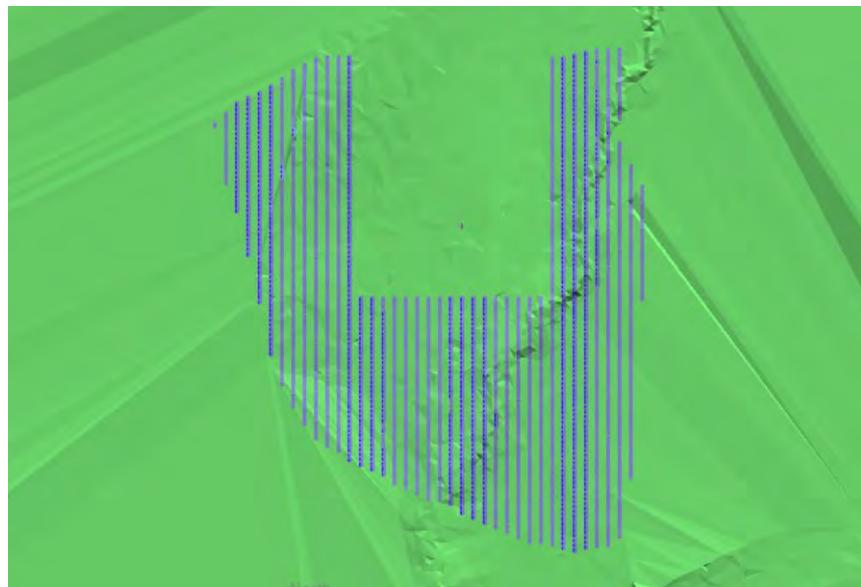


Ilustración 59. Módulos sobre Zona 4

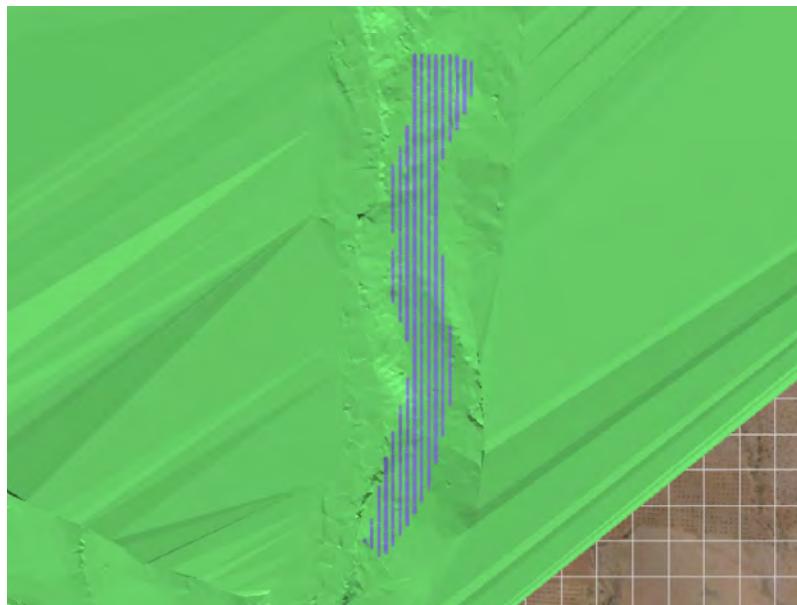


Ilustración 60. Módulos sobre Zona 6

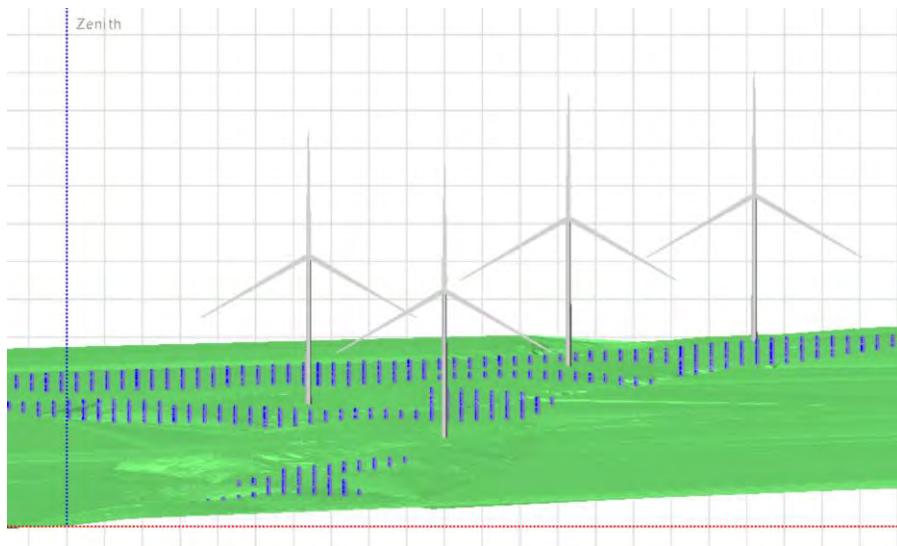


Ilustración 61. Zonas 3, 4 y 6 con módulos, Plano X-Z

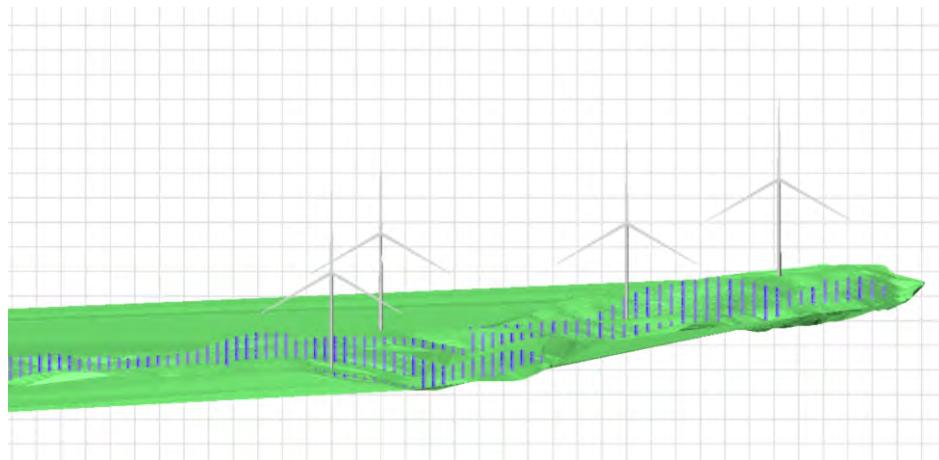


Ilustración 62. Zonas 1 y 2 con módulos, Plano X-Z

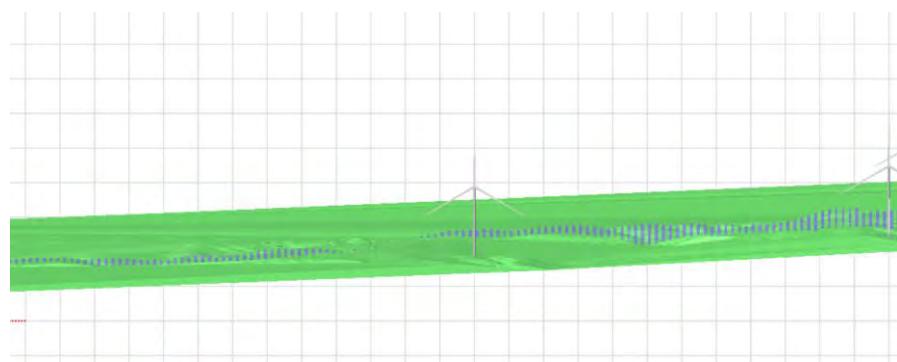


Ilustración 63. Zonas 2 y 3 con módulos, Plano X-Z

Con los módulos ya dispuestos sobre el terreno, la distribución final de la planta solar se organiza en seis zonas bien diferenciadas, que han quedado representadas en las imágenes mostradas previamente. Cada una de estas áreas responde a criterios de adaptación topográfica y minimización de pérdidas, y presenta unas características geométricas propias que condicionan su rendimiento.

Para describirlas de manera ordenada, se definen como parámetros de configuración de campo aquellos que recogen la orientación, inclinación de ejes, separación entre trackers (*pitch*), geometría de las mesas y condiciones de seguimiento solar (*backtracking*).

A continuación, se resumen en la siguiente tabla las principales características de cada una de las seis zonas:

Parámetro	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6
Tipo de orientación	Seguidor a un eje con backtracking					
Inclinación media del eje (°)	3,9	3,1	2,4	2,6	2,1	1,5
Azimut medio del eje (°)	0	0	0	0	0	0
Rango de giro (°)	± 60	± 60	± 60	± 60	± 60	± 60
Algoritmo de	Cálculo astronómico					

seguimiento						
Backtracking	Activado	Activado	Activado	Activado	Activado	Activado
Nº de trackers	2.866	6.522	4.161	2.250	3.330	1.129
Separación entre trackers (Pitch) (m)	12,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Ancho de colector (m)	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
GCR medio (%)	16,7	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Límite de giro en backtracking (°)	± 80,4	± 78,5	± 78,5	± 78,5	± 78,5	± 78,5
Pitch efectivo en backtracking (m)	11,9	9,73	9,90	9,76	9,81	9,94
Anchura efectiva en backtracking (m)	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

GCR en backtracki ng (%)	16,8	20,5	20,2	20,5	20,4	20,1
--------------------------	------	------	------	------	------	------

Tabla 20. Características Distributivas de cada Zona

Cabe destacar que las diferencias principales entre zonas se explican por la adaptación a la orografía local. La Zona 1 presenta un *pitch* superior y, en consecuencia, un GCR menor (16,7 %), lo que reduce riesgos de sombreado en áreas más irregulares. En contraste, las zonas 2 a 6 mantienen un *pitch* más ajustado, con GCR en torno al 20 %, favoreciendo un mayor aprovechamiento de superficie. Por su parte, la Zona 6 es la de menor inclinación de eje (1,5°), coherente con su ubicación en la parte más regular y menos pronunciada del emplazamiento.

8.3.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS

En la planta se emplearán como equipos fundamentales los módulos fotovoltaicos, los inversores string y los centros de transformación, que constituyen la base del sistema de generación y evacuación de energía. Los equipos específicos que se han seleccionado para toda la planta son:

8.3.3.1 Módulos fotovoltaicos

Se han seleccionado módulos bifaciales monocristalinos Trina Vertex TSM-DEG21C.20, con potencia unitaria de 500 Wp.

La elección de este tipo de módulo responde a criterios de eficiencia, fiabilidad y optimización de costes. Su mayor tamaño y potencia reducen el número de estructuras y conexiones necesarias, lo que supone una optimización del *Balance of System (BOS)*. Ello se traduce en una reducción del LCOE, al disminuir tanto las cantidades de acero y cimentaciones como la longitud de zanjas y cableado. Además, al admitir strings de mayor número de módulos, se optimiza el aprovechamiento del terreno y se reducen las pérdidas por sombreado relativo y *mismatching*, garantizando una producción global más elevada.

Las principales características técnicas de los módulos Trina 500 Wp son:

Parámetro	Valor
Tipo	Monocristalino bifacial, half-cell
Potencia nominal	500 Wp
Eficiencia STC	21,1 %
Dimensiones	2.184 × 1.096 × 35 mm
Tensión máxima del sistema	1.500 V
Corriente máxima	18,9 A
Certificaciones	ISO 9001, ISO 14001, IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

Tabla 21. Características de Módulos

A continuación, se pueden ver las curvas con los parámetros operativos de este módulo:

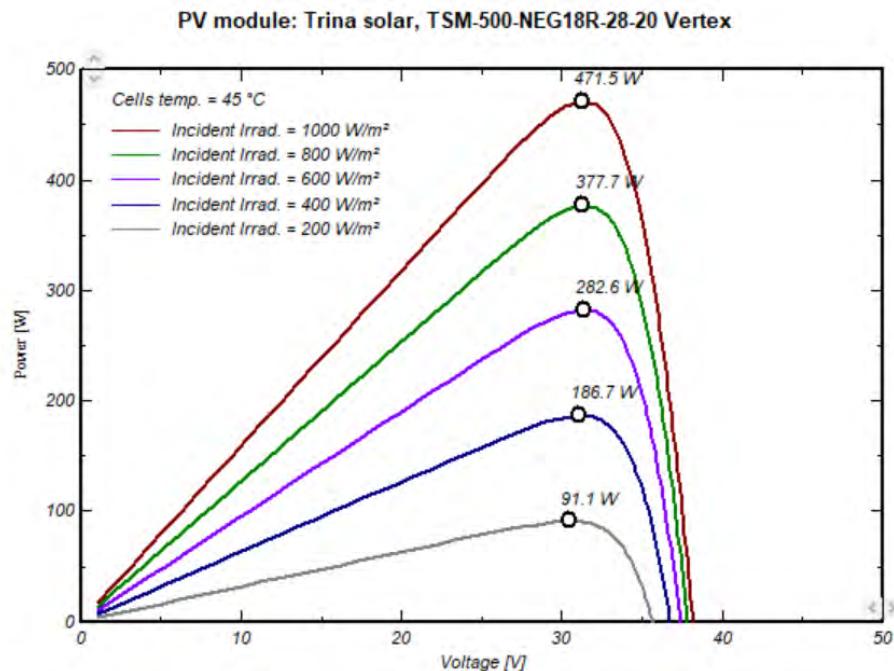


Ilustración 64. Curva P-V de los Módulos

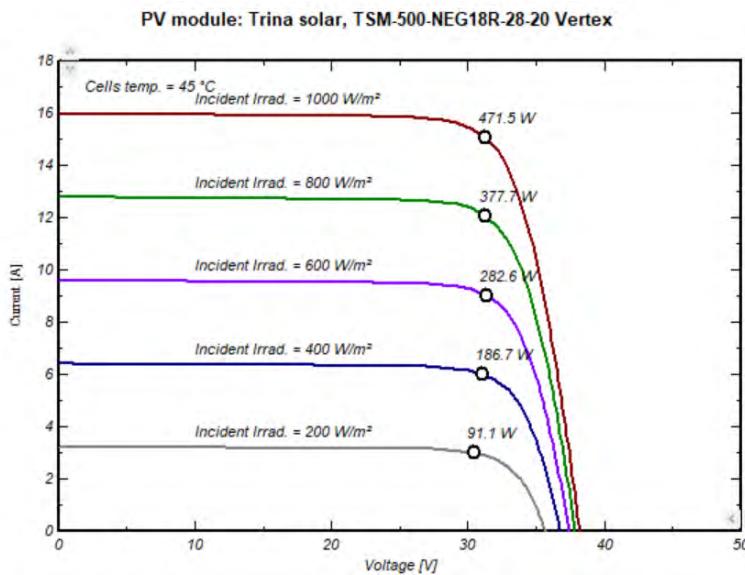


Ilustración 65. Curva I-V de los Módulos

8.3.3.2 Inversores

El sistema de conversión se basa en inversores string Huawei SUN2000-330KTL-H1, con las siguientes características principales:

Parámetro	Valor
Tipo	String, multistring con 6 MPPT
Potencia nominal	300 kW @ 40 °C
Eficiencia máxima	98,8 %
Nº de entradas FV	28 cadenas
Nº de circuitos MPPT	6
Comunicaciones	RS485 y MBUS
Protecciones	Sobretensiones CC y CA

Tabla 22. Características de los Inversores

El dimensionamiento del número de strings por inversor se ha definido bajo un doble criterio: por un lado, garantizar el cumplimiento del Código de Red (REE) en el punto de interconexión de 40 MW; y, por otro, ajustarse a la curva de máxima eficiencia del inversor en función del factor de carga y la tensión de operación. Este planteamiento minimiza el

sobrecoste asociado a la necesidad de instalar bancos de condensadores para la compensación de reactiva.

El modelo SUN2000-330KTL-H1 admite la entrada de 28 cadenas fotovoltaicas, distribuidas en 6 MPPT internos que permiten rastrear con precisión el punto de máxima potencia. La conversión de corriente continua a alterna trifásica se realiza con protección frente a sobretensiones en ambos lados (CC y CA), garantizando robustez y fiabilidad en la operación.

A continuación, se puede ver en detalle el inversor seleccionado:

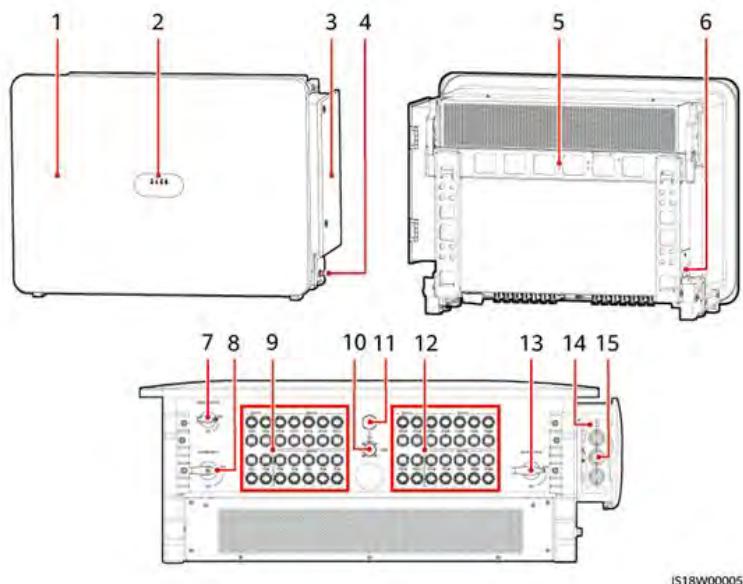
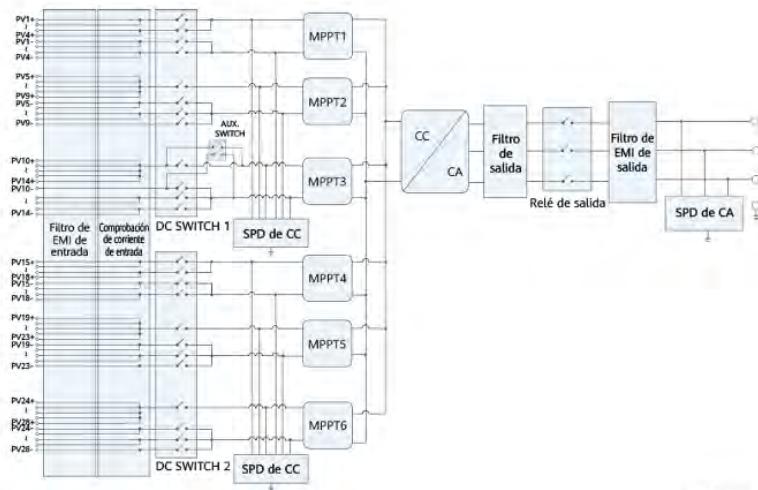


Ilustración 66. Inversor

(1) Panel	(2) Indicadores led
(3) Puerta del compartimento de mantenimiento	(4) Punto de puesta a tierra del chasis
(5) Ménnsula de montaje	(6) Bandeja de ventiladores
(7) Interruptor auxiliar (AUX SWITCH) ^[1]	(8) Interruptor de CC 1 (DC SWITCH 1)
(9) Grupo de bornes de entrada de CC 1 (PV1–PV14, controlados por el DC SWITCH 1)	(10) Puerto de comunicaciones RS485 (COM)
(11) Puerto USB (USB)	(12) Grupo de bornes de entrada de CC 2 (PV15–PV28, controlados por el DC SWITCH 2)
(13) Interruptor de CC 2 (DC SWITCH 2)	(14) Orificio para cables de alimentación del sistema de seguimiento
(15) Orificios para cables de salida de CA	-

Ilustración 67. Elementos Inversor



IS18W00009

Ilustración 68. Esquema Inversor

A continuación, se puede ver la curva de eficiencia de este inversor:

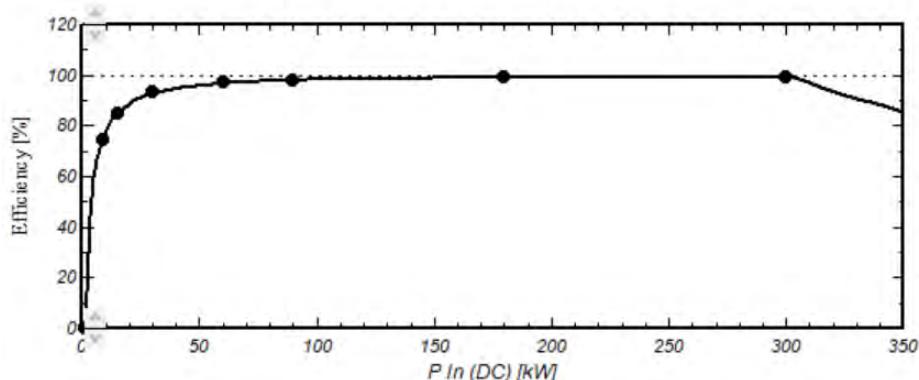


Ilustración 69. Curva Inversor

8.3.3.3 Centros de transformación

La evacuación de energía se realiza mediante centros de transformación tipo JUPITER, diseñados para elevar la tensión de baja a media tensión. Cada centro integra los cuadros de baja tensión, el transformador y las celdas de media tensión, presentando las siguientes características técnicas:

Parámetro	Valor
Modelo	JUPITER 6000K-H1 / 9000K-H1
Tensión de entrada	800 V
Tensión de salida	30 kV
Potencia unitaria	6.800 – 9.000 kVA @ 40 °C
Tipo de refrigeración	ONAN (aceite mineral, refrigeración natural)
Frecuencia	50 Hz
Rango de operación	-5 °C a 50 °C
Dimensiones	6.058 × 2.896 × 2.438 mm
Peso	22 t

Tabla 23. Características Centros de Transformación

A continuación, en las siguientes figuras, se puede ver en detalle el Centro de Transformación escogido, y sus características principales:

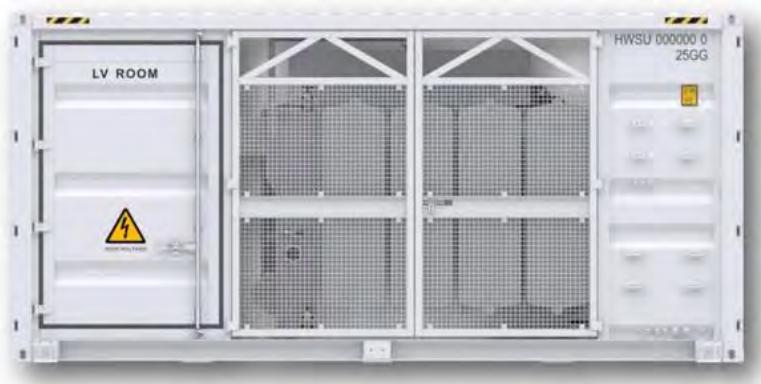


Ilustración 70. Centro de Transformación

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL / SUN2000-185KTL / LUNA2000-200KTL	
Maximum LV AC Inputs	34	
AC Power	6,800 kVA @40°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 17 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-Immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac or 220 / 127 Vac	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rat Protection	CS Medium in accordance with ISO 12944	
Features		
2 KVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-cross for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

Ilustración 71. Elementos CT

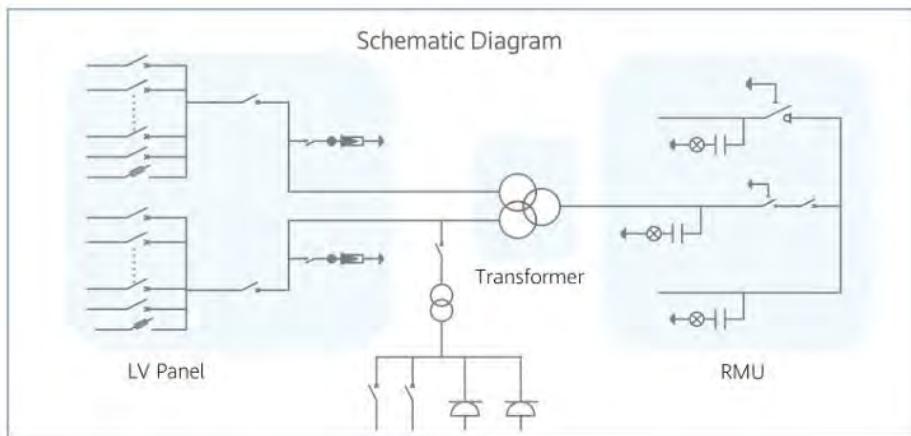


Ilustración 72. Esquema CT

8.3.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Una vez definidas las zonas de implantación en la escena 3D, se establecen las condiciones técnicas de cada sub-array, que recogen la distribución de módulos e inversores, así como las condiciones operativas de diseño. Estos parámetros son los que permiten ajustar la planta al objetivo de potencia previsto y a las particularidades del emplazamiento.

El mecanismo de diseño seguido parte del objetivo de instalar una potencia en torno a 28 MW_{ac} en el punto de interconexión. Considerando que cada inversor Huawei SUN2000-330KTL-H1 tiene una potencia nominal de 300 kW_{ac}, se requieren **93 inversores**, que en conjunto aportan **27,9 MW_{ac}**.

La ubicación de los inversores en cada zona se ha definido de manera proporcional al área disponible: a mayor superficie útil, mayor número de inversores y de módulos. Este criterio permite mantener un equilibrio lógico entre superficie y potencia instalada, de modo que la potencia total instalada se reparte de manera coherente con la extensión de cada zona.

En cuanto a la configuración de strings, cada serie se ha diseñado con **28 módulos** de **500 W_p**, valor que asegura un buen compromiso entre tensión de operación y número de entradas por inversor. Respetando este esquema, el número de series se ha dimensionado en cada zona para mantener un factor de sobredimensionamiento (**DC/AC ratio**) de **1,1**, valor que optimiza la eficiencia de los inversores sin comprometer la estabilidad de la red ni requerir compensaciones adicionales de potencia reactiva.

Las principales características de cada zona se recogen en la siguiente tabla:

Parámetro	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6
Orientación (Tilt/Azimut)	4° / 0°	3° / 0°	2° / 0°	3° / 0°	2° / 0°	2° / 0°
Nº módulos	8.568	19.796	13.300	6.608	9.912	3.304
Nº strings (28 módulos)	306	707	475	236	354	118

Potencia nominal (STC)	4.284	9.898	6.650	3.304	4.956	1.652
[kWp]						
Nº de inversores	13	30	20	10	15	5
Potencia inversores [kWac]	3.900	9.000	6.000	3.000	4.500	1.500
Pmpp a 50 °C [kWp]	3.976	9.187	6.172	3.067	4.600	1.533
Umpp [V]	861	861	861	861	861	861
Impp [A]	4.617	10.668	7.167	3.561	5.341	1.780
Ratio DC/AC	1,10	1,10	1,11	1,10	1,10	1,10

Tabla 24. Datos Técnicos de cada Zona

En conjunto, la distribución de sub-arrays refleja un diseño equilibrado entre área disponible y potencia instalada, manteniendo en todas las zonas un **sobredimensionamiento cercano a 1,1**, valor que asegura la operación de los inversores en su rango óptimo de eficiencia y la estabilidad del sistema en su conjunto.

8.3.5 DIVISIÓN DE STRINGS

Para representar con precisión la distribución de módulos y modelar correctamente las pérdidas eléctricas asociadas a sombreados parciales y *mismatching*, se ha realizado también una división de todas las mesas, aplicando las particiones adecuadas de las mismas.

Cada mesa se ha configurado con las dimensiones reales del módulo fotovoltaico seleccionado (Trina Vertex TSM-500-NEG18R-28-20), con un ancho de 1,134 m y una longitud de 1,961 m. En cada mesa se han dispuesto 28 módulos en serie (28×1) en orientación horizontal (*landscape*), lo que da lugar a unas dimensiones finales de mesa de 55,45 m de longitud por 1,13 m de altura y una superficie efectiva de 62,88 m².

Sobre esta geometría se ha definido una partición eléctrica única por mesa (1×1), de forma que cada string queda representado como un bloque independiente afectado por el cálculo de sombreados parciales. De este modo, cada mesa se corresponde directamente con un string de 28 módulos conectados en serie.

La aplicación de este esquema a todas las mesas de la planta permite, por un lado, asignar los módulos sobre el terreno con sus dimensiones reales, generando un *layout* fidedigno a escala. Por otro lado, se habilita el cálculo detallado de pérdidas eléctricas debidas a sombreados y *mismatching* en cada string, lo que otorga mayor realismo y precisión a la simulación energética.

En las figura adjunta se muestran esquemáticamente cada uno de estos strings que se han alojado en la escena 3D de la planta, acorde a las medidas fijas:

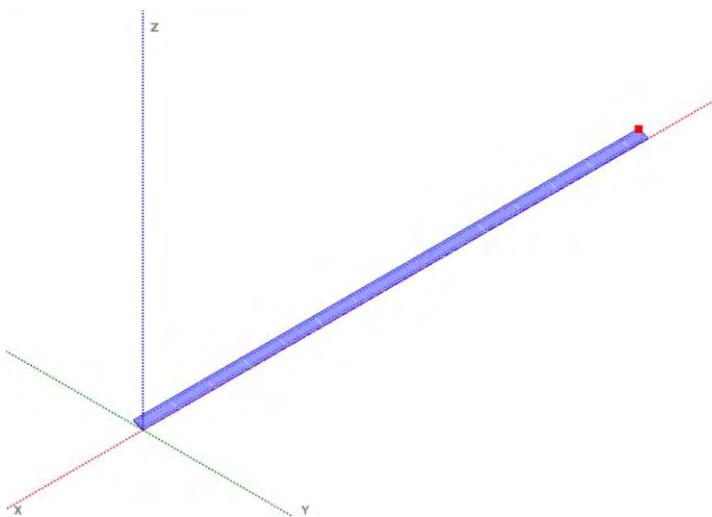


Ilustración 73. Representación String

8.4 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

8.4.1 CONSIDERACIÓN DE SOMBRA

El análisis del comportamiento de la planta se ha llevado a cabo considerando los diferentes modelos de sombreado que ofrece PVsyst para instalaciones a gran escala. En total existen cuatro posibilidades que permiten representar, con distinto grado de detalle, cómo afectan las sombras a la producción eléctrica.

El primer modelo corresponde al cálculo **Linear Shadings**, en el que las sombras se evalúan de manera puramente geométrica. El programa proyecta la sombra de los obstáculos y del propio relieve sobre el plano de los generadores y determina el porcentaje de superficie afectada en cada instante. Ese porcentaje se traduce en una reducción directa de la irradiancia disponible en el campo fotovoltaico. La diferencia entre las dos variantes disponibles radica en la forma de realizar el cálculo: en el modo *Fast (table)* se precisan tablas bidimensionales en función de la posición solar y posteriormente se interpolan durante la simulación anual, mientras que en el modo *Slow (simul.)* se recalcula la intersección geométrica de sombras y generadores en cada paso temporal. En ambos casos se obtiene la misma magnitud (la fracción de superficie sombreada), pero el método de cómputo es distinto.

El segundo modelo es el denominado **According to Module Strings**, que añade un nivel de realismo adicional al tener en cuenta la configuración eléctrica de la planta. En este caso, las sombras se proyectan no sólo sobre el plano global de los módulos, sino también sobre las particiones que representan a cada string. De esta forma, el software identifica qué parte de cada serie queda afectada y resuelve la limitación de corriente y el efecto de los diodos de bypass, reproduciendo así las pérdidas por *mismatch* que se producen en operación real. De nuevo, la diferencia entre los dos modos de cálculo es el método empleado: en la opción *Fast (table)* se utilizan tablas precalculadas de fracción sombreada por partición y se aplican posteriormente en el modelo eléctrico, mientras que en la opción *Slow (simul.)* la proyección y el cálculo del punto de máxima potencia de cada string se resuelven en tiempo real en cada paso de simulación.

De entre estas posibilidades, la más exacta y representativa del funcionamiento real de la planta es la **According to Module Strings – Slow (simul.)**, ya que integra tanto la geometría del sombreado como sus consecuencias eléctricas sobre los strings y reproduce con detalle el comportamiento de los inversores bajo diferentes condiciones de irradiancia. Por ello, los resultados de la planta se han tomado de este modelo, que constituye la referencia principal del trabajo. Como complemento, se valorarán posteriormente los resultados obtenidos con

los otros tres modelos, de manera que pueda analizarse la sensibilidad de la simulación frente al método de sombreado empleado.

8.4.2 RESULTADOS

En este apartado se presentan los resultados principales del desempeño energético de la planta solar diseñada y modelizada en PVsyst. El análisis recoge los indicadores más relevantes en términos de producción anual, ratio de rendimiento y pérdidas del sistema, que permiten evaluar con precisión la eficiencia y la calidad del diseño realizado. Como complemento, se incorpora en el **Anexo V** el informe completo generado por el software, donde se incluyen todos los parámetros de entrada y resultados detallados de la simulación.

8.4.3 PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA

Los principales indicadores del desempeño energético de la planta solar simulada en **PVsyst** se resumen en la siguiente tabla anual:

Indicador	Valor
Energía anual inyectada a red (E_Grid)	69.463 MWh
Producción específica	2259 kWh/kWp·año
Performance Ratio (PR)	85,03 %

Tabla 25. Performance Planta PV

Estos valores constituyen los KPIs principales del sistema, ya que permiten caracterizar de forma sintética su productividad y eficiencia. El valor de producción específica obtenido es representativo de un emplazamiento con elevado recurso solar, mientras que el PR del 85,03 % refleja un diseño optimizado con pérdidas globales controladas y dentro de los rangos considerados adecuados para instalaciones de esta escala.

En la Ilustración 74 se muestra la evolución mensual del Performance Ratio, que oscila entre 0,822 (agosto) y 0,887 (febrero), con una media anual de 0,850. Se aprecia la ligera reducción del PR en los meses de mayor temperatura (junio–agosto), consecuencia directa de las pérdidas térmicas en los módulos.



Ilustración 74. Evolución PR

La Ilustración 75 recoge los balances mensuales completos del sistema, incluyendo la irradiación global horizontal, difusa y en plano de generador, la temperatura ambiente, la irradiación efectiva, la energía bruta generada por el campo fotovoltaico (E_{Array}), la energía neta inyectada a red (E_{Grid}) y el PR mensual. Gracias a esta visión conjunta se aprecia el claro patrón estacional del recurso solar: máximos en los meses de verano (junio y julio, con más de 8.400 MWh inyectados) y mínimos en invierno (diciembre, con 3.085 MWh). Asimismo, el PR mensual acompaña este comportamiento, confirmando la robustez del modelo frente a variaciones de irradiancia y temperatura.

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	81.8	28.79	2.91	127.9	119.5	3523	3475	0.884
February	98.7	31.93	4.63	143.6	136.4	3973	3918	0.887
March	144.0	52.19	7.96	208.5	197.9	5620	5549	0.866
April	176.8	62.50	10.85	246.5	235.2	6601	6520	0.860
May	218.3	62.37	15.48	297.7	286.6	7880	7785	0.851
June	239.0	61.22	20.94	330.1	317.9	8578	8481	0.836
July	244.3	56.57	24.07	340.3	329.0	8746	8647	0.826
August	213.8	52.83	23.61	302.7	290.9	7744	7655	0.822
September	161.5	46.53	18.27	233.7	223.3	6110	6034	0.840
October	123.9	37.82	13.47	183.8	174.4	4901	4838	0.856
November	85.7	30.39	6.77	129.1	121.0	3528	3476	0.876
December	74.4	23.80	3.66	113.0	106.1	3133	3085	0.888
Year	1862.4	546.94	12.77	2657.0	2538.2	70337	69463	0.850

Ilustración 75. Resultados Mensuales Planta PV

Finalmente, la Ilustración 76 presenta la producción normalizada por potencia instalada, diferenciando la energía útil producida (Y_f), las pérdidas de captación en el generador fotovoltaico (L_c) y las pérdidas del sistema en inversores y auxiliares (L_s). La media anual se sitúa en $6,19 \text{ kWh/kWp}\cdot\text{día}$ de energía útil entregada a red, con pérdidas de captación de $1,01 \text{ kWh/kWp}\cdot\text{día}$ y pérdidas de sistema de tan solo $0,08 \text{ kWh/kWp}\cdot\text{día}$. Estos valores confirman la calidad del diseño y la baja incidencia de pérdidas adicionales.

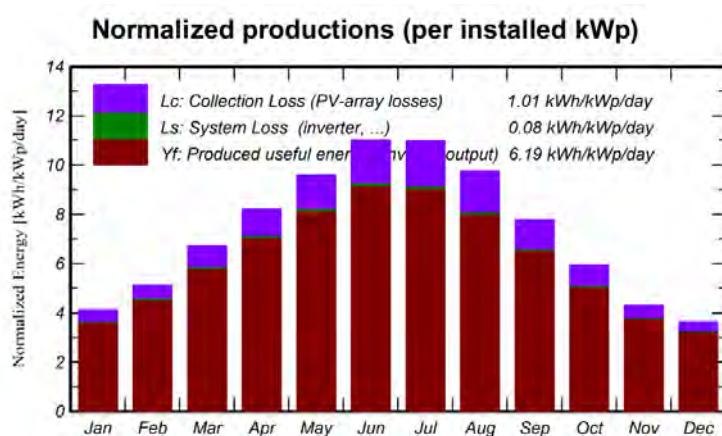


Ilustración 76. Producción Normalizada por Potencia Instalada

8.4.4 RECURSO SOLAR E IRRADIACIÓN

La caracterización del recurso solar en el emplazamiento es fundamental para evaluar el rendimiento de la planta. De acuerdo con los resultados de la simulación en PVsyst, los valores anuales de radiación y temperatura se resumen en la tabla de balances (ya presentada en el punto anterior):

Indicador	Valor
Irradiación global horizontal (GlobHor)	1862,4 kWh/m²
Irradiación global incidente en plano de generador (GlobInc)	2657,0 kWh/m²
Irradiación efectiva tras IAM y sombras (GlobEff)	2538,2 kWh/m²
Temperatura ambiente media	12,8 °C

Tabla 26. Datos Recurso

Estos valores reflejan la buena calidad del recurso solar en la zona de estudio, con un incremento del 42,7 % al pasar de la irradiación horizontal al plano del generador debido al seguimiento solar, y unas pérdidas reducidas por sombreados e incidencia angular (aprox. 4,5 %).

La Ilustración 77 muestra el diagrama de dispersión entre la irradiación global incidente diaria en el plano de los módulos y la energía útil producida. Se observa una correlación prácticamente lineal, que confirma la solidez del modelo y la coherencia entre recurso solar y energía entregada a red. La ligera dispersión en días de alta irradiancia se explica por la influencia de la temperatura y por pequeños efectos de pérdidas eléctricas.

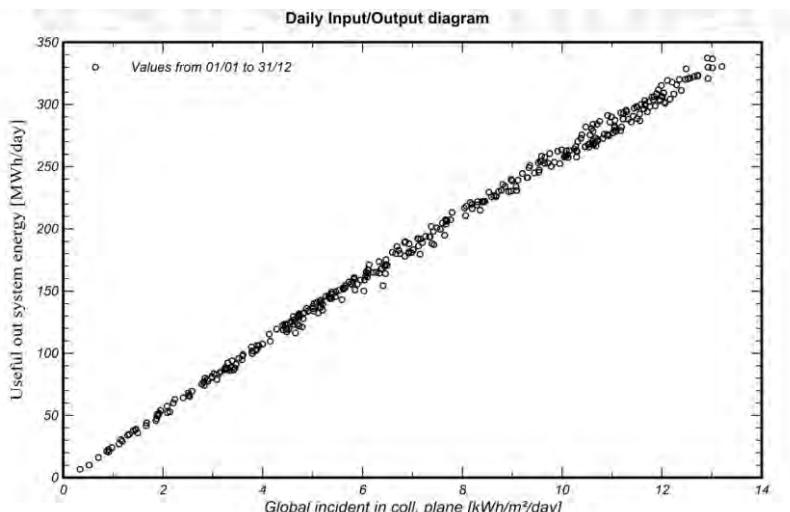


Ilustración 77. Diagrama de Dispersion Irradiancia-Producción

En la Ilustración 78 se representa la distribución de frecuencias de la irradiancia incidente en el plano del generador. Se aprecia que la mayor parte del recurso se concentra en rangos de 700–1000 W/m², con picos frecuentes en torno a los 1000 W/m², lo que es característico de emplazamientos con alta fracción de radiación directa y cielos despejados. Esta concentración en valores elevados resulta favorable para maximizar la producción del sistema.

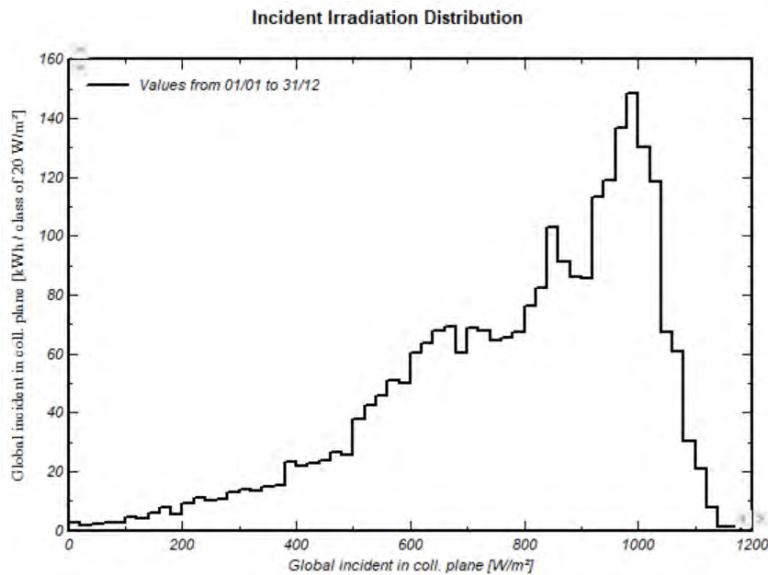


Ilustración 78. Distribución de Frecuencias de Irradiancia

Por último, la Ilustración 79 muestra la distribución acumulada de la irradiancia incidente. Se confirma que aproximadamente el 50 % del recurso total se concentra en irradiancias superiores a 800 W/m², lo que evidencia un perfil de recurso solar con predominio de condiciones de alta radiación. Esta característica es especialmente ventajosa para un sistema con seguimiento, al permitir aprovechar al máximo los momentos de mayor captación.

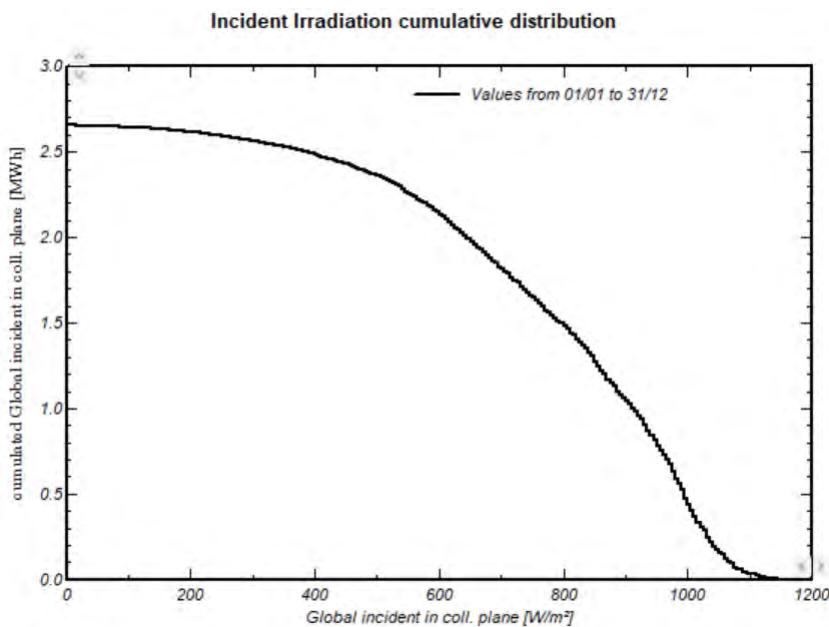


Ilustración 79. Distribución Acumulada de Irradiancia Incidente

8.4.5 PÉRDIDAS DEL SISTEMA

El análisis de pérdidas es esencial para identificar los factores que reducen la energía generada respecto al potencial teórico del campo fotovoltaico. La Ilustración 80 muestra el diagrama de pérdidas anual generado por PVsyst, que resume cada etapa del proceso de conversión desde la irradiación global hasta la energía finalmente inyectada a red.

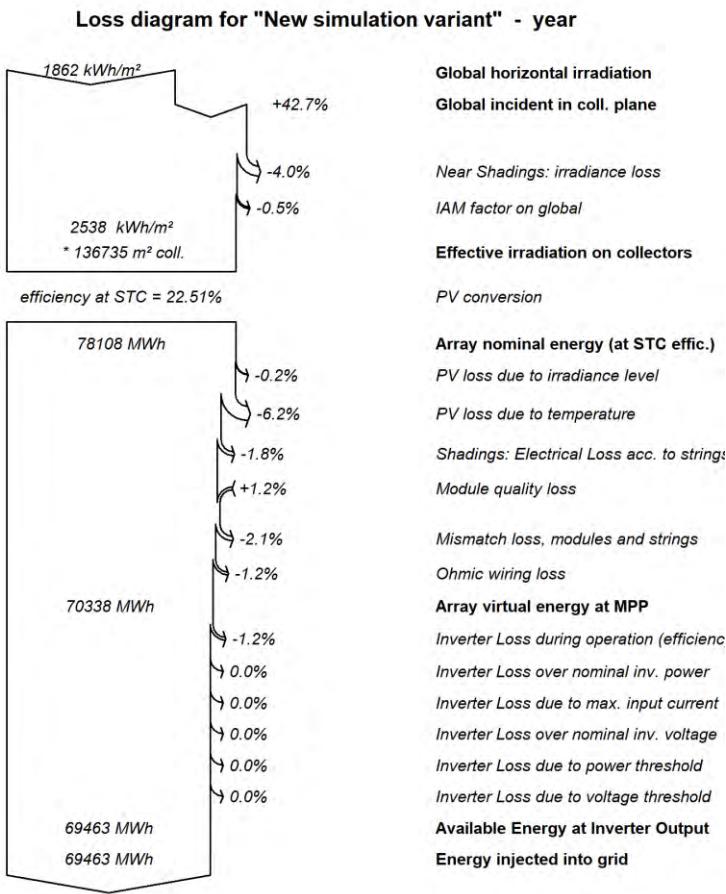


Ilustración 80. Loss Diagram

Los principales resultados se pueden sintetizar de la siguiente forma:

Irradiación y captación:

- La irradiación global horizontal (1862 kWh/m²) se incrementa un 42,7 % hasta alcanzar los 2657 kWh/m² en el plano del generador, gracias al sistema de seguimiento solar.
- Sobre esta energía, se producen pérdidas del 4,0 % por sombreados cercanos y un 0,5 % por efectos de incidencia angular (IAM).

Conversión fotovoltaica:

- La energía nominal del campo a condiciones STC sería de 78.108 MWh.

- Se identifican pérdidas de -0,2 % por nivel de irradiancia y -6,2 % por efecto de temperatura, reflejando la influencia de las altas condiciones térmicas en verano.
- Las pérdidas eléctricas asociadas a sombreado por strings alcanzan el -1,8 %.
- Se incorporan pequeñas pérdidas de calidad de módulo (+1,2 %) y de desajustes entre módulos y strings (-2,1 %).
- Las pérdidas en cableado DC son del -1,2 %.

Conversión en inversores:

- La energía disponible en el punto de máxima potencia del generador es de 70.338 MWh.
- Las pérdidas en inversores se reducen únicamente al -1,2 %, valor muy bajo y acorde a equipos de última generación.
- No se observan pérdidas adicionales por limitaciones de potencia nominal, corriente máxima o tensiones de operación.

El resultado final es una energía neta inyectada a red de **69.463 MWh/año**, que coincide con la energía disponible a la salida de inversores al no existir restricciones adicionales.

En conjunto, el diagrama de pérdidas confirma que el diseño de la planta es robusto y eficiente: las pérdidas térmicas representan el mayor impacto (6,2 %), mientras que el resto de factores se mantienen en valores controlados y dentro de lo esperable para un sistema de esta envergadura.

8.4.6 SOMBRA E INFLUENCIA GEOMÉTRICA

El efecto de las sombras se ha evaluado en PVsyst mediante el método *According to Strings (Slow)*, que permite una modelización detallada de las pérdidas eléctricas asociadas a los sombreados parciales en los distintos subcampos.

En las siguientes figuras, se recogen los seis diagramas *Iso-shadings* correspondientes a cada una de las orientaciones en que se divide el campo fotovoltaico. Estos gráficos representan

la fracción de pérdida de irradiancia directa en función de la altura solar y el azimut, indicando con líneas de contorno los niveles de pérdida (1 %, 5 %, 10 %, 20 % y 40 %).

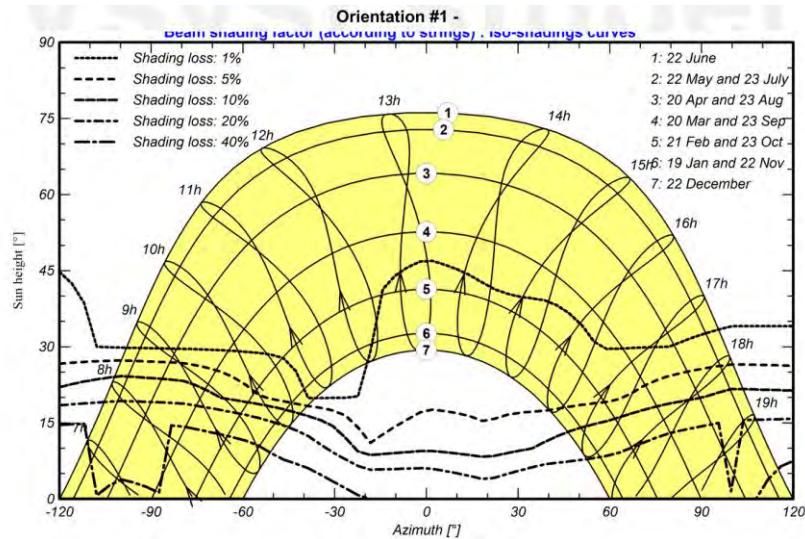


Ilustración 81. Iso-Shading Diagram Zona 1

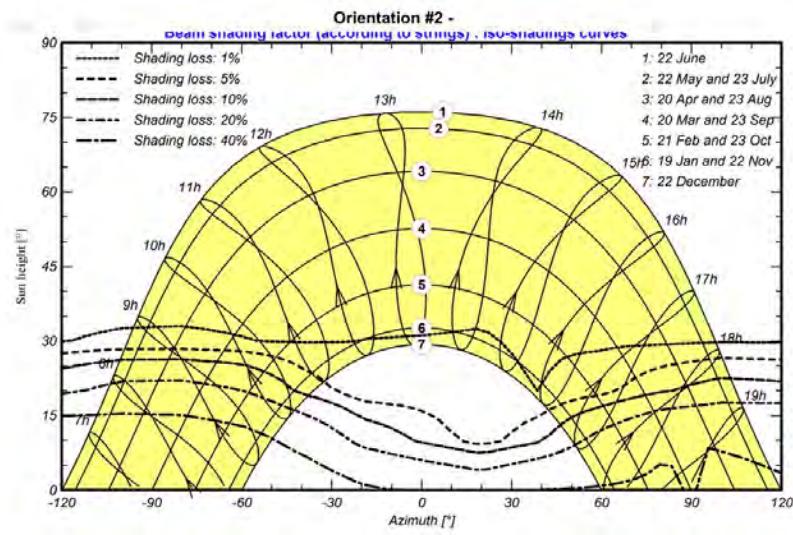


Ilustración 82. Iso-Shading Diagram Zona 2

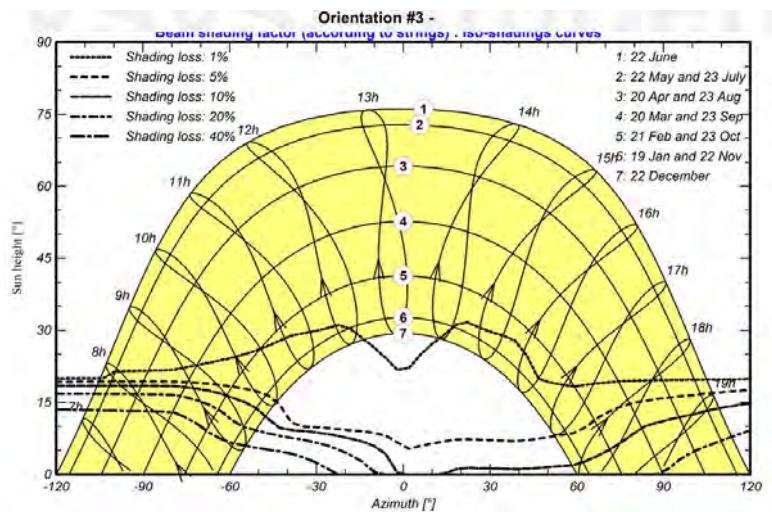


Ilustración 83. Iso-Shading Diagram Zona 3

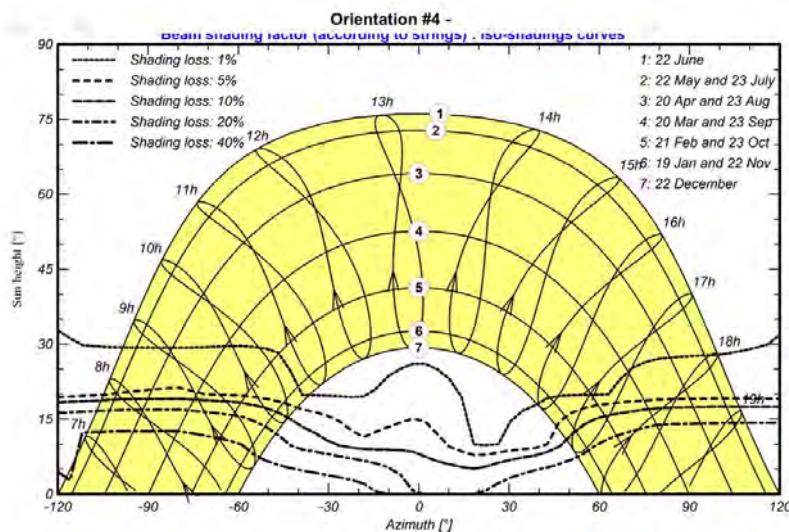


Ilustración 84. Iso-Shading Diagram Zona 4

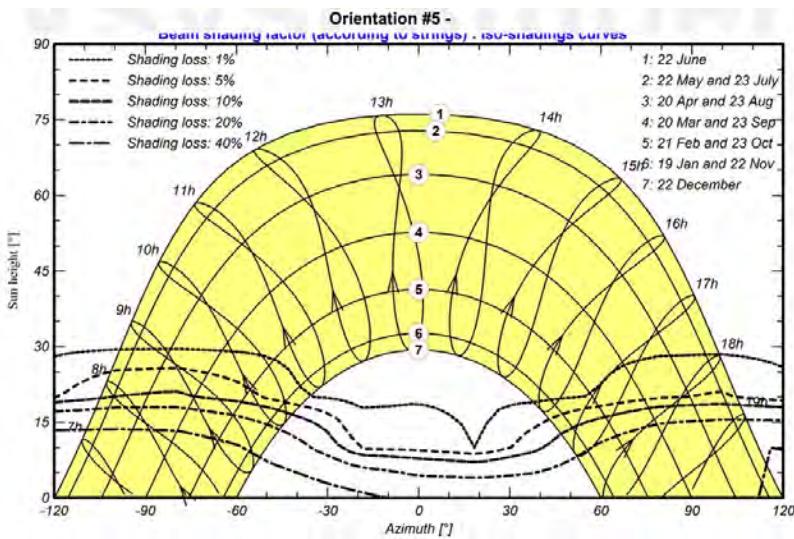


Ilustración 85. Iso-Shading Diagram Zona 5

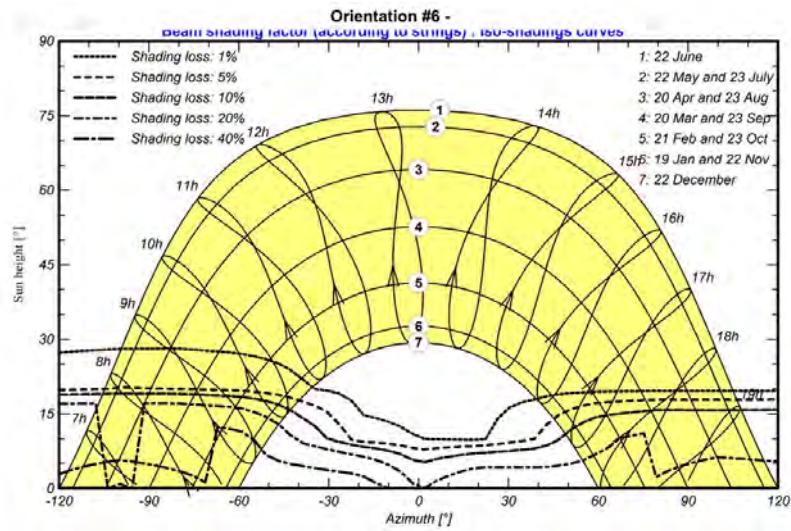


Ilustración 86. Iso-Shading Diagram Zona 6

De manera general, se observa que las pérdidas por sombreados se concentran en las primeras y últimas horas del día, con ángulos solares bajos, mientras que en las horas centrales la incidencia es mínima o nula. Este patrón es consistente en todas las orientaciones, confirmando que la disposición de los seguidores solares permite evitar sombreados significativos durante el periodo de mayor irradiación y producción.

Las diferencias entre orientaciones son poco relevantes, limitándose a pequeñas variaciones en la extensión y forma de las zonas afectadas a primeras horas de la mañana o últimas de la tarde. En cualquier caso, el efecto global de las sombras en el sistema se cuantifica en torno a un 4 % de pérdida anual, valor ya incorporado en el diagrama de pérdidas global (bloque 4).

En conjunto, el análisis de sombras confirma que el diseño geométrico de la planta es adecuado y que la influencia de los sombreados se mantiene en niveles muy reducidos, sin comprometer de forma significativa el rendimiento del sistema.

8.4.7 RESULTADOS COMPLEMENTARIOS

Además de los indicadores principales, la simulación en PVsyst ofrece una serie de resultados gráficos adicionales que permiten caracterizar en mayor detalle el comportamiento dinámico de la planta.

La Ilustración 87 muestra la distribución de la potencia de salida del sistema a lo largo del año. Se aprecia que la mayor parte del tiempo la planta opera en el rango de 20–27 MW, próximo a su potencia nominal de 30,7 MWp. Esta distribución es indicativa de un buen aprovechamiento del recurso, con escasa limitación de potencia y un número reducido de horas en condiciones de baja producción.

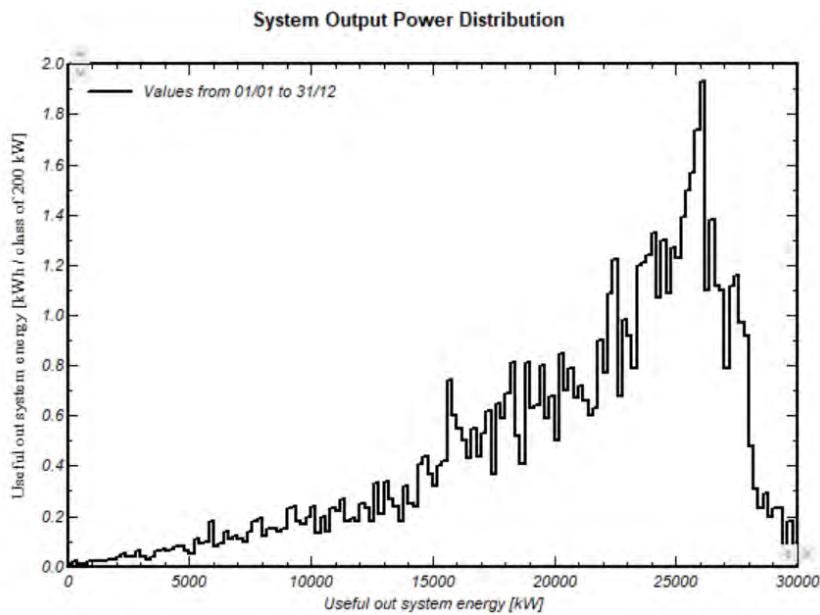


Ilustración 87. Distribución de Potencia de la Planta PV

La Ilustración 88 representa la producción diaria de energía útil entregada a red. Se observa un patrón estacional claro: los valores más elevados, en torno a 300–330 MWh/día, se concentran en los meses de verano, mientras que en invierno se reducen a unos 100–150 MWh/día. Este comportamiento es coherente con la variación anual del recurso solar en el emplazamiento.

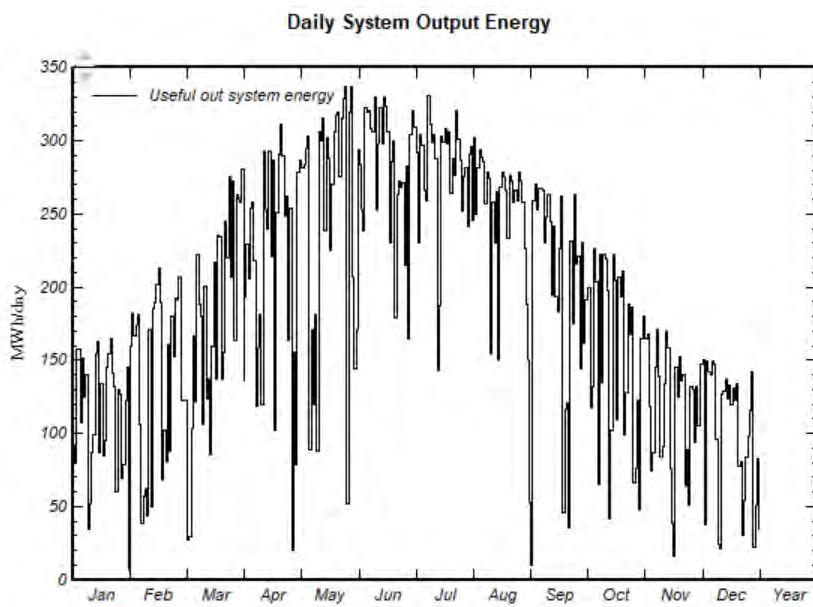


Ilustración 88. Producción Diaria de Energía Útil

La Ilustración 89 refleja la relación entre la temperatura de los módulos y la irradiancia efectiva. Se observa una tendencia creciente: a medida que aumenta la irradiancia, la temperatura de operación de los módulos puede superar los 70 °C en los días más cálidos, lo que justifica la pérdida térmica global del 6,2 % identificada en el diagrama de pérdidas. La dispersión de puntos evidencia la influencia adicional de la temperatura ambiente y del viento en la refrigeración del campo.

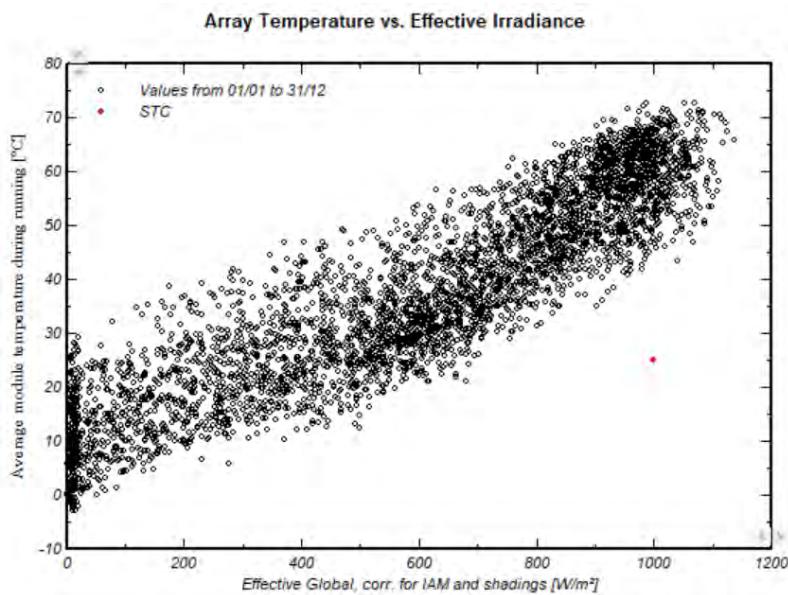


Ilustración 89. Relación entre Temperatura e Irradiancia Efectiva

Por último, la Ilustración 90 presenta la distribución de tensiones en el generador fotovoltaico. Los valores se concentran principalmente entre 800 y 950 V, rango que coincide con el punto de máxima eficiencia de los inversores utilizados. Esta confirmación es importante desde el punto de vista de la validación del diseño eléctrico, ya que demuestra que el sistema trabaja la mayor parte del tiempo en condiciones seguras y óptimas.

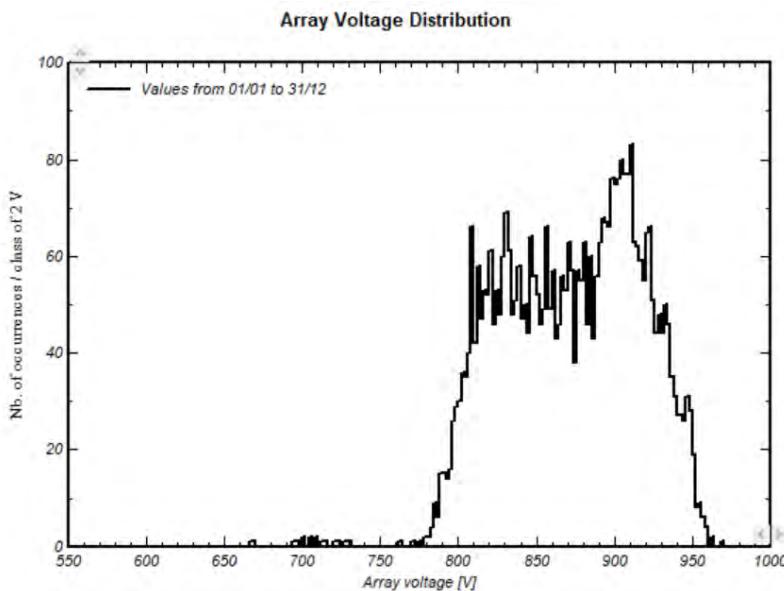


Ilustración 90. Distribución de Tensiones en el Generador PV

En conjunto, estos resultados complementarios confirman que el comportamiento dinámico de la planta es coherente con lo esperado: una alta disponibilidad de potencia nominal, una clara estacionalidad en la producción, pérdidas térmicas moderadas y un rango de operación de tensiones adecuado para los equipos seleccionados.

8.4.8 COMPARATIVA DE RESULTADOS ENTRE SIMULACIONES

Como se mencionó anteriormente, se ha simulado la planta según distintos tipos de consideración de la afección de sombras en la producción. A continuación, se puede ver una tabla comparativa de estos resultados:

Método de simulación	Potencia Instalada (MWp)	Energía inyectada (MWh/año)	Producción específica (kWh/kWp·año)	PR (%)
Linear shadings – Fast	30,74	70.586	2296	86,41

Linear shadings – Slow	30,74	70.712	2300	86,56
According to strings – Fast	30,74	69.225	2252	84,74
According to strings – Slow	30,74	69.463	2259	85,03

Tabla 27. Comparativa entre Distintas Simulaciones

La comparación entre los distintos métodos de sombreado muestra resultados muy consistentes, con producciones específicas comprendidas entre 2250 y 2300 kWh/kWp·año y PR en torno al 85 %. Los modelos lineales ofrecen valores algo más elevados de producción y rendimiento, al simplificar las pérdidas. En cambio, los cálculos According to strings incorporan un modelado más detallado de los efectos eléctricos de los sombreados, por lo que proporcionan estimaciones más realistas. En este sentido, la opción más precisa para evaluar el comportamiento esperado de la planta es el método According to strings Slow, al reflejar con mayor fidelidad las condiciones de operación, por lo que los resultados mostrados anteriormente, se consideran los más acordes a la producción que la planta tendrá realmente.

Capítulo 9. LAYOUT

El layout se ha desarrollado trasladando al plano 2D la geometría exacta del campo solar modelada en la escena 3D, y organizando sobre esa base el cerramiento, los viales y la red eléctrica interna hasta su acoplamiento con la infraestructura de evacuación del parque eólico. Los distintos elementos del layout quedan claramente identificados en la leyenda de los planos que se incorporarán a esta memoria.

9.1 HUELLA DEL CAMPO SOLAR (MÓDULOS)

La huella del campo se ha construido a partir de las coordenadas exactas y la orientación real de cada mesa obtenidas del modelo 3D: en cada posición se ha representado un rectángulo con las dimensiones reales del módulo y su orientación, de modo que la ocupación resultante es fiel a escala y plenamente consistente con el modelo energético. Este enfoque garantiza: (i) coherencia entre simulación y plano constructivo; (ii) control geométrico de solapes y pasillos; y (iii) trazabilidad directa para mediciones y cubicaciones de obra.

9.2 VALLADO PERIMETRAL

Cada zona de implantación se cierra con vallado perimetral continuo, definiendo el área operativa y el control de accesos. Además de su función de seguridad, el perímetro establece el límite físico para replanteo y mantenimiento, y sirve de referencia para servidumbres y afecciones externas.

9.3 VIALES Y PASILLOS TÉCNICOS

Se aprovecha la red de viales existente del parque eólico como malla principal de acceso y mantenimiento, minimizando movimientos de tierras y nueva afección. En coherencia con su traza, en cada zona se reserva un pasillo técnico libre de módulos, alineado con el vial

correspondiente, que asegura la accesibilidad a CTs y a los ramales de zanja y facilita maniobras de O&M incluso con condiciones topográficas exigentes.

9.4 RED INTERNA DE MT (30 kV) Y ZANJAS

Desde el centro de transformación (CT) de cada zona parte un circuito de 30 kV por zanja hasta el Centro de Seccionamiento (CS) común. Las zanjas se disponen paralelas a los viales para simplificar obra civil, minimizar cruces y ordenar los puntos singulares (pozos, cruces de drenajes, etc.).

La filosofía de acoplos es la siguiente:

- **Zonas 1 y 5:** cada una evaca por su línea de 30 kV y ambas se acoplan en un embarrado común en la zona 5; desde ahí parte un cable único al CS.
- **Zonas 3 y 4:** esquema análogo, con acople en la zona 4 y cable común al CS.
- **Zona 2:** por concentración de potencia (30 inversores, 9 MVA, 2 CTs), mantiene su propio cable de 30 kV dedicado hasta el CS.
- **Zona 6:** contigua al CS; su salida de CT conecta directamente en el seccionamiento sin necesidad de zanja adicional.

En los puntos de unión se concentran varios ramales en paralelo, manteniendo siempre la separación física con las zanjas del parque eólico, lo que asegura que ambas instalaciones puedan operar y mantenerse de manera independiente.

9.5 INTEGRACIÓN EN EL CENTRO DE SECCIONAMIENTO Y EVACUACIÓN CONJUNTA

El Centro de Seccionamiento del parque eólico fue concebido con capacidad para admitir la futura aportación solar, por lo que recibe los cuatro cables de 30 kV procedentes de las agrupaciones descritas y realiza el acoplamiento hacia la subestación elevadora.

La evacuación conjunta se desarrolla a través de una línea mixta de 30 kV subterránea–aérea–subterránea, que conecta directamente con la SET 30/220 kV. El trazado se compone

de tres tramos: un primer tramo subterráneo de aproximadamente 1.066 m desde el CS hasta el apoyo de conversión aéreo-subterráneo; un tramo aéreo intermedio de 3.019 m con 15 apoyos; y un último tramo subterráneo de 207 m hasta la SET. Este esquema, ya autorizado y ejecutado para el parque eólico, se aprovecha íntegramente para la hibridación, lo que optimiza CAPEX y limita la necesidad de nuevas infraestructuras.

En alta tensión, la SET 30/220 kV conecta mediante la línea subterránea de 220 kV (LSAT) con la subestación de REE (POI), situada a escasos metros. En este recorrido se incluye también la SET intermedia “2”, que actúa como infraestructura de enlace antes del acoplamiento final en el POI .

9.6 FIGURA-RESUMEN

La lógica del layout puede sintetizarse en el siguiente esquema conceptual:

Zonas FV (1–6) → CTs → zanjas MT 30 kV → Centro de Seccionamiento → SET 30/220 kV → LSAT 220 kV → POI (REE)

9.7 PLANOS

En el **Anexo I** insertan todos los planos del layout, en los que se puede contemplar en detalle la disposición descrita: ocupación de módulos, vallados, viales, zanjas de media tensión, conexiones al CS y líneas de evacuación hasta el POI.

9.8 CONFIGURACIÓN SECUNDARIA DEL LAYOUT

De forma complementaria a la configuración principal ya descrita, se ha estudiado una configuración alternativa de evacuación para la planta solar. El principal cambio de esta variante consiste en que la red de 30 kV del parque fotovoltaico no conecta en el Centro de Seccionamiento (CS) del parque eólico, sino directamente en la SET 30/220 kV.

En esta configuración, de cada zona sale del CT correspondiente su línea de 30 kV, que transcurre por las mismas zanjas ya definidas en el layout principal. Todas estas líneas confluyen en un Centro de Seccionamiento propio de la planta solar, ubicado al sur de la Zona 6 (la más meridional). Desde este nuevo CS parte una línea común de 30 kV para el conjunto de la planta, que sigue un trazado compuesto por tres tramos:

- Un primer tramo subterráneo (LSMT 30 kV),
- Un tramo aéreo intermedio (LAMT 30 kV),
- Y un último tramo subterráneo (LSMT 30 kV) hasta la SET.

Esta estructura discurre en paralelo a la ya existente del parque eólico, pero siempre manteniendo una distancia de seguridad superior a 50 m entre ambas LAMT, de acuerdo con lo exigido por la normativa vigente en materia de distancias mínimas entre líneas eléctricas.

En la SET 30/220 kV se incorpora, en este caso, una celda independiente de 30 kV para el parque solar, a diferencia de la configuración principal en la que se hacía uso de las celdas ya disponibles del parque eólico. A partir de la SET, la línea en alta tensión (LSAT 220 kV) de salida hacia el POI de REE es la misma en ambas alternativas.

Esta variante se ha considerado como una posible solución alternativa ante eventuales limitaciones técnicas o administrativas en el acople con el CS del parque eólico. Entre los motivos que justifican su planteamiento se encuentran:

- Posibles dificultades regulatorias o de permisos derivados de la utilización de infraestructuras comunes.

- Eventuales condicionantes técnicos de protección y medida al compartir un único CS.
- La conveniencia, en determinados escenarios, de mantener independencia física y operativa entre la red de evacuación eólica y la solar.

No obstante, se trata de una configuración menos eficiente en términos económicos, ya que requiere duplicar parte de la infraestructura de evacuación (nuevo CS, línea independiente y celda específica en SET), frente a la configuración principal que optimiza el CAPEX al aprovechar las infraestructuras ya existentes del parque eólico.

Finalmente, se adjuntan en el **Anexo II** los planos correspondientes a esta variante, donde puede apreciarse en detalle la disposición de zanjas, el emplazamiento del CS alternativo y el trazado completo de la línea hasta la SET.

Capítulo 10. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En este apartado se presentan los esquemas unifilares de la planta solar y de los elementos de evacuación, que constituyen la representación gráfica de los circuitos eléctricos principales. Su análisis complementa el capítulo de layout previamente descrito, permitiendo visualizar de forma detallada la topología de conversión y evacuación de la planta, así como la integración con la infraestructura existente del parque eólico.

10.1 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT) DE LAS ZONAS FOTOVOLTAICAS

Cada una de las seis zonas fotovoltaicas cuenta con su propio Centro de Transformación (CT), encargado de elevar la tensión de salida de los inversores (800 V en corriente alterna trifásica) hasta el nivel de 30 kV en media tensión, facilitando la evacuación hacia el Centro de Seccionamiento (CS).

Los CT seleccionados corresponden al modelo JUPITER 6000K-H1 / 9000K-H1, con potencia unitaria de entre 6,8 y 9 MVA, tensión de entrada de 800 V y salida a 30 kV. Estos transformadores operan con refrigeración ONAN y están preparados para soportar las condiciones térmicas del emplazamiento.

En cuanto a la configuración, todos los unifilares de zona siguen la misma mecánica:

- Inversores string Huawei SUN2000-330KTL-H1 de 300 kW, agrupados en embarrado de baja tensión.
- Interruptores-seccionadores con fusibles para protección de cada rama.
- Elevación mediante transformador a 30 kV.
- Salida hacia la red de media tensión por celda de línea.

Cabe destacar el caso de la Zona 2, donde se ha requerido la instalación de dos CTs en paralelo para evacuar la potencia concentrada en esta zona (aprox. 9 MVA, con 30 inversores).

Dado que todos los esquemas comparten esta misma lógica, no resulta necesario detallar uno a uno los unifilares de las seis zonas, bastando con la inclusión de sus diagramas como figuras ilustrativas.

10.2 AGRUPACIÓN DE ZONAS Y RED DE EVACUACIÓN A 30 KV

La red interna de media tensión sigue la filosofía ya descrita en el layout:

- **Zonas 1 y 5:** cada una evacúa mediante su propia línea de 30 kV, pero ambas se acoplan en el embarrado del CT de la zona 5, desde donde parte un único cable hacia el CS.
- **Zonas 3 y 4:** esquema análogo, con acoplamiento en la zona 4 y salida conjunta al CS.
- **Zona 2:** mantiene su propia línea de 30 kV dedicada hasta el CS, debido a la elevada potencia concentrada en esa área.
- **Zona 6:** al estar ubicada junto al CS, conecta directamente en él sin necesidad de zanja adicional.

De este modo, la planta solar se integra en cuatro circuitos de media tensión que confluyen en el Centro de Seccionamiento, optimizando el uso de zanjas y minimizando obra civil.

10.3 CENTRO DE SECCIONAMIENTO (CS)

El Centro de Seccionamiento constituye el nodo común donde se acoplan los circuitos de ambas tecnologías. Este recibe:

- Los tres circuitos del parque eólico, correspondientes a las agrupaciones de aerogeneradores previamente descritas.
- Las cuatro líneas de la planta solar, procedentes de las agrupaciones de zonas (1+5, 2, 3+4 y 6).

En el CS se dispone de celdas de entrada para cada circuito, embarrado común y celdas de salida hacia la SET 30/220 kV. Este punto permite, por tanto, la integración plena de la nueva planta fotovoltaica con la infraestructura eléctrica existente, garantizando independencia operativa entre ambas instalaciones en lo relativo a maniobra, medida y protecciones.

10.4 SUBESTACIÓN ELEVADORA (SET 30/220 KV)

La energía procedente del CS es evacuada a la Subestación Elevadora (SET) 30/220 kV, que eleva la tensión de evacuación hasta el nivel de transporte y conecta con la red de REE en el POI (punto de interconexión).

Una particularidad destacable es que no se han incorporado nuevas celdas adicionales para la planta fotovoltaica: se emplean las ya disponibles en el parque eólico, a las que se suma únicamente una celda extra destinada a la batería de condensadores. Esto simplifica la integración, reduce costes de inversión y favorece la operación conjunta de ambas tecnologías.

La evacuación se realiza a través de una línea mixta de 30 kV (subterránea–aérea–subterránea), ya existente y autorizada, que conecta directamente con la SET. Desde allí, mediante la línea de 220 kV, la energía se inyecta a la red de transporte en el punto de conexión definido.

10.5 ESQUEMAS

Se incluyen los diagramas unifilares descritos en el **Anexo III**. Los esquemas unifilares permiten visualizar con detalle la mecánica eléctrica completa de la planta solar, desde la conversión en los inversores hasta la evacuación a la red de transporte. Se confirma la coherencia entre el diseño del layout y la representación eléctrica.

10.6 CONFIGURACIÓN SECUNDARIA DE LOS UNIFILARES

De forma complementaria al esquema eléctrico principal previamente descrito, se ha analizado también una configuración secundaria para la evacuación de la planta solar. Esta variante sigue la filosofía ya contemplada en el layout alternativo, adaptada a la representación unifilar.

En este esquema, cada una de las seis zonas fotovoltaicas evacúa de manera independiente desde su Centro de Transformación (CT), mediante una línea subterránea de media tensión (30 kV) que discurre en paralelo a las zanjas ya definidas. A diferencia de la configuración principal, en este caso dichas líneas no se acoplan en puntos intermedios, sino que confluyen directamente en un Centro de Seccionamiento (CS) propio para la planta solar, ubicado junto a la Zona 6.

Desde este CS parte un único circuito de 30 kV que conecta con la Subestación Elevadora (SET 30/220 kV), donde se realiza el acoplamiento definitivo con la infraestructura del parque eólico. La SET incorpora en este caso las celdas adicionales necesarias para la planta fotovoltaica, manteniendo la separación física y funcional entre ambos sistemas, pero permitiendo igualmente su operación conjunta.

La consecuencia directa de este planteamiento es que el parque fotovoltaico queda completamente segregado del centro de seccionamiento original del parque eólico, conectando únicamente en la SET común. Ello supone mayor longitud de cableado en paralelo y mayor número de celdas en la SET, con el consiguiente incremento de inversión y pérdidas adicionales. Por este motivo, se trata de una opción menos eficiente desde el punto de vista técnico–económico.

No obstante, esta configuración secundaria se incluye en el análisis como alternativa viable, ya que ofrece ventajas en términos de independencia operativa y podría resultar de interés en escenarios donde se busque una segregación clara de infraestructuras o se impongan condicionantes técnicos o regulatorios que desaconsejen la conexión conjunta en el CS del parque eólico.

Se incluyen los diagramas unifilares de esta configuración secundaria descrita en el **Anexo IV.**

Capítulo 11. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El desarrollo de un proyecto de hibridación conlleva inevitablemente un elevado grado de incertidumbre, tanto en el ámbito técnico como en el económico y regulatorio. A pesar de que el diseño presentado constituye la solución considerada óptima, resulta fundamental comprobar hasta qué punto las conclusiones alcanzadas se mantienen sólidas cuando se modifican algunas de las hipótesis de partida.

Con este propósito, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad que permite evaluar la robustez del diseño frente a variaciones en diferentes parámetros clave. El objetivo principal es identificar cuáles de estos factores ejercen una influencia más significativa sobre el comportamiento del sistema híbrido y, en consecuencia, sobre su viabilidad global. De este modo, se obtendrá una visión más completa de los márgenes de seguridad del proyecto, así como de los riesgos asociados a determinadas decisiones de diseño.

La estrategia seguida consiste en plantear, para cada aspecto seleccionado, una serie de escenarios alternativos que recogen posibles desviaciones respecto a la hipótesis base. Dichos escenarios son analizados cualitativa y, cuando resulta posible, cuantitativamente, comparando los resultados en términos de indicadores de referencia como la producción neta, el ratio de rendimiento (PR), el grado de curtailment, los costes de inversión u otros KPIs representativos.

11.1 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EVACUACIÓN

El diseño de la evacuación constituye uno de los aspectos más críticos en la integración de la planta fotovoltaica dentro de la infraestructura existente del parque eólico. A lo largo del trabajo se han evaluado dos configuraciones distintas, denominadas como configuración principal y configuración secundaria, que difieren fundamentalmente en el modo en que la planta solar se conecta con la red de media y alta tensión.

- **Configuración principal (propuesta de proyecto).** En esta alternativa, los circuitos de 30 kV de cada zona fotovoltaica se agrupan en cuatro líneas principales (zonas 1+5, zona 2, zonas 3+4 y zona 6), que confluyen en el Centro de Seccionamiento (CS) ya existente del parque eólico. Desde este punto común, la energía se evacúa hacia la subestación elevadora (SET 30/220 kV), compartiendo las celdas de conexión y la línea de evacuación ya autorizada y construida para el parque eólico. Esta filosofía de integración aprovecha plenamente las infraestructuras actuales, reduciendo la necesidad de obra civil adicional y simplificando la operación conjunta.

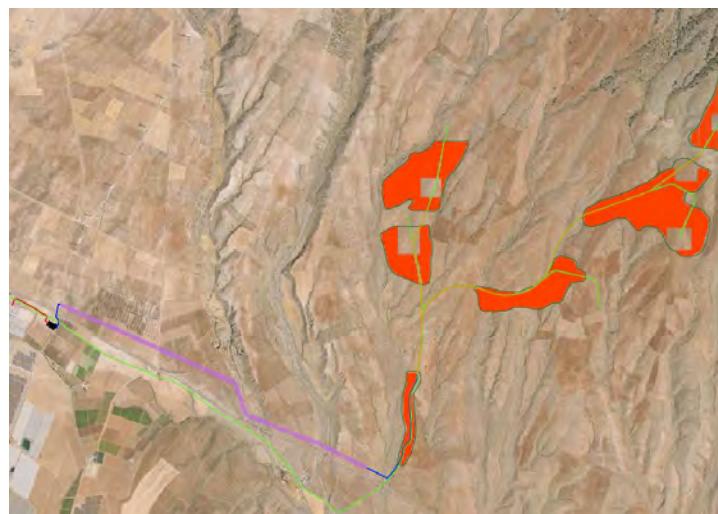


Ilustración 91. Layout Configuración Principal

- **Configuración secundaria (alternativa).** La segunda opción plantea que las líneas de 30 kV de cada zona fotovoltaica no confluyan en el CS eólico, sino en un Centro de Seccionamiento independiente de la planta solar, situado al sur de la zona 6. Desde este nuevo CS parte una línea común de 30 kV que conecta directamente en la SET 30/220 kV, donde sería necesario disponer de una celda adicional exclusiva para el parque solar. En este escenario, la red de evacuación solar discurre en paralelo a la del parque eólico, manteniendo siempre la separación física y normativa requerida entre ambas.

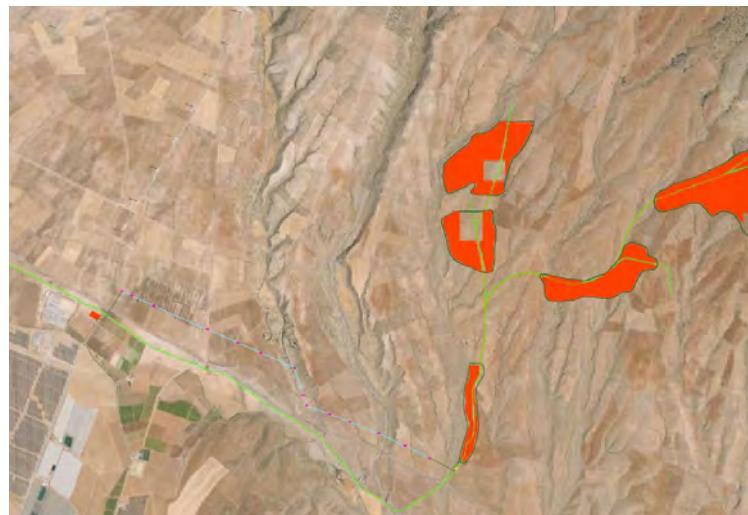


Ilustración 92. Layout Configuración Secundaria

Ventajas de la configuración principal:

- Optimización de infraestructuras: al utilizar el CS eólico y las celdas ya disponibles en la SET, se evita duplicar instalaciones y se reduce de manera notable el CAPEX.
- Menor obra civil y simplicidad constructiva: se aprovechan las zanjas y líneas existentes, minimizando movimientos de tierra y la longitud de cableado.
- Facilidad de tramitación administrativa: al no requerir nuevas infraestructuras críticas, disminuyen los posibles retrasos regulatorios y ambientales.
- Coherencia operativa: la integración de ambas tecnologías en un único nodo facilita la medida conjunta y la supervisión coordinada de la planta híbrida.
- Fiabilidad probada: el CS eólico fue concebido desde su origen con capacidad para admitir una futura aportación solar, lo que asegura compatibilidad y reduce riesgos técnicos.

Ventajas de la configuración secundaria:

- Mayor independencia operativa: la planta solar dispondría de un CS propio y de una celda específica en la SET, lo que otorga mayor autonomía frente a la instalación eólica.
- Flexibilidad de maniobra y mantenimiento: al no compartir exactamente el mismo punto de seccionamiento, se facilita el desacoplamiento de ambas tecnologías para intervenciones o actuaciones de O&M.

- Reducción de potenciales conflictos regulatorios: en caso de que surjan limitaciones administrativas por el uso de infraestructuras comunes, esta configuración ofrece una vía alternativa ya definida.
- Resiliencia ante fallos: disponer de una red de evacuación solar paralela puede ofrecer redundancia parcial, mejorando la seguridad de operación en escenarios de contingencia.

En conclusión, la **configuración principal** se posiciona como la opción óptima para el proyecto, ya que combina simplicidad técnica, reducción de costes y coherencia con la infraestructura existente. Sin embargo, la configuración secundaria constituye una alternativa viable que, aunque menos eficiente en términos económicos, aporta beneficios de independencia operativa y puede servir como plan de contingencia ante posibles restricciones técnicas o regulatorias.

11.2 IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DE BATERÍAS (BESS)

La incorporación de almacenamiento marca un cambio cualitativo en el planteamiento del proyecto. Ya no se trata únicamente de hibridar dos tecnologías generadoras (eólica y solar), sino de dar un paso más hacia una doble hibridación en la que el sistema pasa a combinar generación y almacenamiento. Esta nueva dimensión otorga una flexibilidad especial en la inyección de energía, al permitir desplazar producción desde momentos de saturación hacia horas con mayor hueco en la capacidad de evacuación o precios de mercado más atractivos.

En este marco, el BESS convierte el curtailment en oportunidad, posibilitando un sobredimensionamiento solar mayor que en el caso de hibridación simple. Mientras que en el escenario sin baterías la potencia óptima quedaba en torno a 28 MWp de solar, con almacenamiento el análisis indica que la solución más equilibrada se sitúa en 33 MWp FV + 25 MW BESS, siempre con los 39 MW eólicos existentes como base del portfolio.

Para el escenario de 33 MWp de PV y 39 MW de eólica, se han modelado distintas capacidades de batería. Los resultados muestran que todas las opciones son rentables, aunque con un comportamiento diferenciado:

BESS (MW)	BESS CAPEX (€/MW)	Curtailment usado (%)	Margen medio BESS (€/MWh)	IRR BESS (%)	IRR Portfolio (Δ vs. sin BESS)
20	646.100	99 %	79,6	8,8	+10 bps
25	619.600	99 %	78,6	9,2	+20 bps
35	606.257	100 %	75,6	8,6	+10 bps
40	594.500	100 %	73,7	8,1	-10 bps
45	591.844	100 %	71,8	7,0	-40 bps
50	587.180	100 %	70,2	5,9	-60 bps

Tabla 28. Análisis Alternativas de Instalación BESS

El análisis confirma que el punto óptimo se alcanza con 25 MW de BESS, donde la mejora agregada es más significativa (+20 bps en la IRR del portfolio) y el IRR propio del BESS se sitúa en un 9,2 %.

Tamaños menores de batería, aunque rentables, no logran capturar plenamente el excedente disponible: al utilizar casi todo el curtailment, cada MW adicional aporta menos valor, de ahí los rendimientos marginales decrecientes. Por el contrario, tamaños superiores absorben toda la energía posible, pero incurren en un mayor CAPEX “no útil”, es decir, potencia de almacenamiento que no se llega a aprovechar de forma eficiente, lo que penaliza progresivamente la rentabilidad del proyecto.

11.2.1 COMBINACIONES DE PORTFOLIO

Además del análisis detallado del caso 33 MW, se han planteado distintas combinaciones globales de portfolio, a modo de ejercicio comparativo:

Opción	PV (MW)	WIND (MW)	BESS (MW)	Comentario técnico-económico
Óptima recomendada	33	39	25	Absorbe casi todo el curtailment útil y desplaza energía a horas de hueco; maximiza la robustez económica del portfolio.
Base sin BESS	28	39	0	Escenario de referencia: curtailment muy bajo (~3 %) y buena rentabilidad, pero sin posibilidad de arbitraje temporal.
Muy rentable pero no óptima	28	39	18	Aprovecha gran parte del excedente y mantiene CAPEX moderado; sin embargo, no llega al máximo valor del binomio 33+25.
Sobredimensionada pero viable	39	39	30	Elevada producción y mayor uso del BESS, pero con penalización en IRR por exceso de CAPEX y sobrecurtailment estructural.

Tabla 29. Combinaciones de Portfolio

Este ejercicio evidencia que existen múltiples combinaciones favorables y que todas ellas resultan económicamente viables en el contexto actual del mercado, aunque con matices importantes en eficiencia marginal.

La incorporación de un sistema de almacenamiento abre un abanico de posibilidades mucho más amplio que el de la hibridación simple. El BESS no solo aporta resiliencia y flexibilidad, sino que redefine por completo el rango óptimo de dimensionamiento de la planta solar. En la práctica, la mayoría de combinaciones evaluadas ofrecen escenarios positivos, pero la clave reside en un correcto modelado y, sobre todo, en definir la estrategia de operación adecuada.

En este proyecto, la conclusión es clara:

- **Hibridación simple (eólica + solar):** el punto óptimo se alcanza con **28 MWp de PV**, equilibrando producción, curtailment y rentabilidad.
- **Doble hibridación (eólica + solar + BESS):** el caso de referencia más sólido es **33 MWp de PV y 25 MW de BESS**, donde se maximiza el aprovechamiento de excedentes, se optimiza la utilización de la capacidad de acceso y se mejora la rentabilidad del portfolio.

Este resultado pone de relieve que la doble hibridación no es solo una opción complementaria, sino un salto cualitativo en la gestión energética, capaz de transformar restricciones en oportunidades y de proporcionar una ventaja competitiva en mercados cada vez más exigentes y volátiles.

11.3 SENSIBILIDAD DEL DIMENSIONAMIENTO SOLAR AL DESEMPEÑO GLOBAL

Cada capacidad solar a instalar supone un desempeño global distinto de la hibridación. Con más o menos potencia fotovoltaica se obtienen perfiles de producción diferentes, grados variables de curtailment y necesidades de inversión distintas, lo que se traduce en escenarios económicos también diferenciados. Por tanto, el análisis del dimensionamiento se convierte en el núcleo del proyecto, ya que de su correcta interpretación depende elegir la opción más adecuada en función de la estrategia que se quiera seguir.

Este aspecto ya se ha evaluado en detalle en el bloque de dimensionamiento, pero cabe resaltar aquí las principales conclusiones. Desde el punto de vista técnico, se confirma que

aumentar la capacidad FV incrementa la producción total, aunque a costa de mayores vertidos: con 28 MW el curtailment se mantiene en un 2,9 %, mientras que con 33 MW asciende al 6,7 %, niveles todavía asumibles. En lo económico, todas las configuraciones resultan rentables, pero la rentabilidad financiera se ve condicionada por estos mismos factores: la IRR apalancada se sitúa en torno al 11,5 % con 23 MW, en el 11,4 % con 28 MW y cae al 10,7 % con 33 MW, descendiendo con mayor fuerza en potencias superiores.

Lo interesante es que, incluso con esas penalizaciones, la complementariedad tecnológica es evidente: la producción eólica mantiene una base sólida y constante, mientras que la solar aporta energía adicional que, aunque sufra recortes, eleva los ingresos totales del portfolio. La clave está en encontrar el equilibrio que permita maximizar el uso de la capacidad de acceso y conexión disponible, sin sobredimensionar en exceso el activo solar.

En definitiva, cada escenario ofrece ventajas y compromisos propios, y la clave está en saber analizar los resultados y elegir la capacidad en función de la estrategia deseada. El rango óptimo identificado se sitúa entre 23 y 33 MW, con 28 MW como la mejor opción para una hibridación simple y equilibrada, y 33 MW como alternativa más atractiva cuando entra en juego almacenamiento.

11.4 TRATAMIENTO DE SOMBRA

Lo que se analiza en este punto es cómo afecta el tipo de sombreado considerado en la simulación al resultado final de producción de la planta.

El principio físico es claro: la intensidad generada por un módulo depende directamente de la irradiancia que recibe. Si un módulo queda parcial o totalmente en sombra, su intensidad se reduce de forma muy acusada y, al estar conectado en serie con otros módulos dentro de un *string*, todos ellos se ven obligados a operar a esa misma intensidad reducida. De este modo, aunque la mayoría de los módulos del *string* estén recibiendo irradiancia normal, la potencia del conjunto queda limitada por el más afectado. Este fenómeno eléctrico, conocido como mismatch, es inevitable en terrenos con orografía compleja como el del presente

proyecto, donde existen pendientes pronunciadas y sombras variables que inciden sobre determinadas mesas.

Para representar este efecto, PVsyst ofrece dos caminos:

- **Linear shadings.** El sombreado se calcula de forma puramente geométrica: se proyecta la sombra sobre el plano de generadores y se estima la fracción de superficie cubierta. Esa fracción se aplica como una reducción directa de irradiancia sobre la superficie afectada, sin entrar al detalle de cómo esa sombra repercute eléctricamente en cada string. Es un método más simple y menos preciso, pero rápido de ejecutar y suficientemente válido para configuraciones en terrenos planos o con pocos obstáculos.
- **According to module strings.** En este caso, el modelo incorpora la partición eléctrica de la planta, es decir, los strings tal y como están conectados. La proyección de la sombra se hace sobre cada partición, y el programa calcula cómo se comportan los diodos de bypass y cómo se limita la corriente en cada serie. De este modo, se reproducen con realismo los efectos de mismatch, que en la práctica pueden ser críticos en un emplazamiento con fuerte orografía como el presente.

Los resultados principales de la simulación bajo ambos modelos de sombreado se resumen en la siguiente tabla:

Modelo de sombreado	Potencia FV (MWp)	Energía inyectada (MWh/año)	Producción específica (kWh/kWp·año)	PR (%)
Linear shadings (slow)	30,74	70.586	2296	86,41
Linear shadings (fast)	30,74	70.712	2300	86,56
According to module strings (fast)	30,74	69.225	2252	84,74

According to module strings (slow)	30,74	69.463	2259	85,03
---------------------------------------	-------	--------	------	-------

Tabla 30. Comparativa Distintas Simulaciones en función de Sombras

Entre las dos simulaciones realizadas con Linear shadings, y According to module strings los resultados apenas difieren entre sí. Esto se debe a que ambas se han basado en el mismo modelado geométrico de sombras, variando únicamente el algoritmo de cálculo empleado. La consistencia de los resultados muestra que ambos caminos pueden considerarse correctos a la hora de modelar este tipo de sombreado.

Cuando se comparan los dos modelos de sombreado distintos, las diferencias son más claras. Con *According to module strings* el PR es menor, lo que refleja que las pérdidas por sombras son mayores. Esto es coherente con la realidad operativa de la planta, ya que este método incorpora el efecto eléctrico de cómo una sombra puntual en un módulo reduce la intensidad de todo el *string*, aumentando de manera efectiva las pérdidas globales.

Este análisis pone de manifiesto que el fenómeno del mismatch existe y está presente en la operación real de la planta, y que la forma de modelarlo condiciona sensiblemente los resultados de la simulación. Mientras que el modelo *Linear shadings* ofrece una visión simplificada que puede ser válida en emplazamientos llanos o sin obstáculos, en un terreno como el estudiado resulta imprescindible recurrir al modelado *According to module strings* para obtener estimaciones más realistas de la producción. En definitiva, este fenómeno eléctrico es uno de los factores de sensibilidad más importantes a la hora de simular el desempeño de la planta, y debe ser tenido en cuenta con rigor en cualquier análisis detallado.

11.5 INFLUENCIA DE LA OROGRAFÍA Y DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento en el que se desarrolla la hibridación presenta unas condiciones particularmente complejas. Se trata de un terreno originalmente destinado a un parque eólico, situado en una zona de sierra y a gran altitud, con pendientes acusadas alrededor de las crestas que concentran el recurso de viento. Estas características, que resultan óptimas

para la implantación de aerogeneradores, se convierten en un importante condicionante para el despliegue de una planta fotovoltaica.

A esta dificultad se suma una restricción contractual crítica: la hibridación debía realizarse exclusivamente dentro de las parcelas catastrales ya asignadas al proyecto eólico original, no siendo posible la búsqueda de alternativas en terrenos más favorables. Este hecho limita de manera decisiva la flexibilidad del diseño y obliga a trabajar con una superficie disponible reducida y poco homogénea, condicionada por la orografía accidentada.

Por tanto, esta situación conlleva una serie de condicionantes y sensibilidades asociadas, que se detallan a continuación.

- Pérdidas energéticas por orografía.

Las irregularidades del terreno generan sombras topográficas y desalineaciones locales de los módulos que se traducen en pérdidas superiores al 5 % respecto a un emplazamiento óptimo y plano. Tomando como referencia la producción neta simulada de la planta (\approx 69.500 MWh/año), estas pérdidas equivalen a unos **3.500 MWh/año**. Si se multiplican por el precio medio de venta de la energía solar (\approx 53,5 €/MWh), la merma económica se sitúa en torno a **190.000 € anuales**, siendo en realidad aún mayor, dado que gran parte de estas pérdidas se concentran en las horas centrales del día, coincidiendo con los precios más altos del mercado.

- Incremento del pitch y ocupación de terreno.

Para mitigar las sombras entre filas y compensar las pendientes, ha sido necesario ampliar el pitch hasta valores de 10 m, claramente superiores a los habituales en plantas en terrenos llanos. Este ajuste implica una mayor ocupación superficial, con el consiguiente incremento en costes de arrendamiento de suelo, vallado perimetral, obra civil y medidas ambientales asociadas a la ocupación.

- Complejidad de la ingeniería y construcción.

En un emplazamiento regular, la ingeniería del campo solar podría haberse resuelto de manera mucho más simple, con alineaciones homogéneas y un diseño optimizado de zanjas

y cimentaciones. En cambio, en este proyecto la definición de la implantación ha requerido un análisis minucioso de curvas de nivel, pendientes y sombras, con un esfuerzo de ingeniería notablemente superior. A nivel constructivo, la orografía obliga a mayores movimientos de tierras, cimentaciones adaptadas y una logística de obra civil más exigente, lo que incrementa tiempos y costes.

- Zonificación forzada de la planta.

El relieve y las restricciones de parcelas han obligado a dividir la planta en seis zonas independientes, en lugar de una disposición más uniforme. Esta fragmentación supone:

- Mayor inversión en infraestructura eléctrica (más líneas de evacuación internas y mayor longitud de zanjas).
- Pérdidas eléctricas superiores, al incrementarse la distancia media hasta los centros de transformación.
- Una menor optimización en el uso de equipos como inversores o centros de transformación, al no poder concentrar la potencia en bloques más compactos.

- Complejidad en la selección de zonas de implantación.

La definición de las áreas útiles para instalar los módulos ha sido un proceso crítico. Ha sido necesario identificar con precisión aquellas superficies donde la inclinación permitía una orientación adecuada, las sombras eran aceptables y la implantación de los seguidores solares resultaba viable. Este trabajo ha requerido un análisis detallado de topografía y sombreados, mucho más exigente que el de un emplazamiento convencional.

La influencia de la orografía y de las limitaciones del emplazamiento es, por tanto, decisiva en el desempeño y en los costes del proyecto. Las pérdidas energéticas superiores al 5 %, el aumento de superficie ocupada, la complejidad de la ingeniería y obra civil, y la necesidad de dividir la planta en múltiples zonas independientes, son consecuencias directas de un terreno poco favorable para la implantación fotovoltaica.

En un emplazamiento llano y más homogéneo, la planta hubiera alcanzado producciones netas mayores, menores pérdidas, un diseño eléctrico más compacto y una construcción más sencilla y económica. Sin embargo, la restricción contractual de mantener la hibridación en las parcelas asignadas obliga a afrontar estas limitaciones, que se convierten en un factor de sensibilidad clave a tener en cuenta en el análisis global del proyecto.

11.6 SENSIBILIDAD A PARÁMETROS DE DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Más allá de la potencia instalada, existen parámetros de diseño que condicionan de forma notable el desempeño global de la planta. Se trata de decisiones aparentemente secundarias —tipo de módulo, potencia de los inversores, pitch, número de módulos en serie, entre otros—, pero que en la práctica afectan tanto a la producción neta como al PR, a las pérdidas eléctricas y al CAPEX. Este apartado explora cómo variaciones en esos parámetros hubieran podido modificar los resultados, identificando las palancas más sensibles y sus implicaciones.

11.6.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Módulos fotovoltaicos.

El caso base parte de módulos bifaciales de 500 Wp, con 1.500 V de tensión máxima y dimensiones de 2.184×1.096 mm. Esta decisión busca un equilibrio entre potencia unitaria y densidad de instalación. Ahora bien, si se hubiera optado por módulos de mayor potencia (550–600 Wp), el número de unidades a instalar se habría reducido, simplificando la obra y disminuyendo el BOS (Balance of System) (estructuras, cableado, zanjas, tornillería). Sin embargo, al haber menos strings para una misma potencia DC, la granularidad eléctrica sería menor y el riesgo de pérdidas por *mismatch* se incrementaría: una sombra puntual afectaría proporcionalmente a un número mayor de módulos.

En el extremo opuesto, con módulos de menor potencia (400–450 Wp) se incrementaría el número de strings, lo que aumenta la complejidad y el CAPEX del BoS, pero también

permitiría repartir mejor la generación, reduciendo el impacto de sombras diferenciales y mejorando la adaptación a un terreno tan accidentado como este. Además, cada variación de V_{mp}/V_{oc} obligaría a recalcular el número de módulos en serie para mantener el Umpp en la ventana de operación del inversor y no superar los 1.500 V a bajas temperaturas.

Inversores.

La planta se ha configurado con inversores string Huawei de 300 kW, 6 MPPTs y 28 entradas, en total 93 unidades, con una relación DC/AC $\approx 1,10$. Esta elección equilibra modularidad, redundancia y eficiencia. No obstante, es posible valorar otras opciones:

- Inversores de mayor potencia (p. ej., 500–800 kW) habrían reducido el número de equipos, simplificando la red de baja tensión y reduciendo cuadros y celdas, con un ahorro directo en CAPEX. El inconveniente es que se perdería granularidad: menos MPPTs totales implican mayor sensibilidad al *mismatch* en zonas con sombras heterogéneas.
- Inversores de menor potencia (100–150 kW) habrían multiplicado los MPPTs disponibles, mejorando la adaptación eléctrica al terreno y reduciendo pérdidas por desajuste. Sin embargo, el BoS (cables, obra civil, protecciones) se encarecería sensiblemente y la complejidad operativa sería mayor.

En definitiva, más potencia por inversor simplifica y abarata, pero con menos flexibilidad ante sombras; menos potencia por inversor da más control y mejor PR en terrenos complejos, aunque a costa de encarecer la instalación.

Centros de Transformación (CTs).

El diseño base contempla CTs de 6,8–9,0 MVA a 30 kV. Reducir el número de CTs y aumentar su potencia hubiera simplificado la red de media tensión y reducido celdas y zanjas, pero a costa de mayores corrientes en ciertos tramos, más pérdidas Joule y niveles de cortocircuito más elevados. Por el contrario, multiplicar el número de CTs con unidades más pequeñas habría permitido repartir mejor la potencia, reducir pérdidas en MT y aumentar la flexibilidad para aislar zonas en operación, aunque con un incremento notable del CAPEX en obra civil, celdas y equipos auxiliares.

11.6.2 PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN DEL CAMPO

Pitch y GCR.

El *pitch* base definido es de 10 m (12 m en la zona 1), lo que da lugar a GCRs entre 16,7 % y 20 %. Esta decisión está motivada por la necesidad de mitigar sombras en un emplazamiento con fuertes pendientes. Si el pitch hubiera sido mayor, las sombras entre filas se reducirían aún más, mejorando el PR, aunque a cambio de aumentar la ocupación superficial, el coste de arrendamiento del terreno, el vallado y la longitud de zanjas. En sentido contrario, reducir el pitch permitiría ahorrar en superficie y obra civil, pero a costa de un aumento de pérdidas por sombras, un factor especialmente crítico en este emplazamiento.

Número de módulos en serie.

El diseño contempla strings de 28 módulos, con $U_{mpp} \approx 861$ V en un sistema de 1.500 V. Variaciones a 26–30 módulos por serie hubieran desplazado la tensión de operación hacia arriba o hacia abajo, modificando la eficiencia de los inversores y el margen frente a condiciones de frío extremo (V_{oc}). Series más largas tienden a favorecer la eficiencia de conversión, pero con más riesgo de superar los límites de V_{oc} ; series más cortas aumentan la seguridad frente a sobretensiones, pero reducen el U_{mpp} y pueden sacar el inversor de su rango óptimo, incrementando pérdidas de conversión. Además, con series más cortas habría más flexibilidad para rediseñar strings y reducir el impacto de sombras localizadas, aunque con mayor coste de cableado.

Relación DC/AC.

En la configuración base se adoptó una relación DC/AC $\approx 1,10$, valor equilibrado entre clipping y aprovechamiento del inversor. Subir esta relación (1,15–1,20) aumentaría los MWh anuales generados, aunque con más energía recortada en picos, que en el contexto de límite de A&C podría incluso convertirse en vertido adicional si no hubiera almacenamiento. Bajarla (1,05) reduciría el clipping, pero dejaría al inversor infroutilizado en muchas horas, perdiendo producción potencial.

Disposición del layout y trazados de MT.

La planta se ha estructurado en seis zonas, cada una con parámetros adaptados a la orografía. Concentrar la potencia en menos zonas hubiera reducido el número de CTs y la longitud de MT, abaratando costes, pero sería inviable en este emplazamiento por el relieve y las sombras. De hecho, este diseño fragmentado es la única forma de garantizar producción aceptable en todas las parcelas. En cualquier caso, variar los trazados de MT o redistribuir potencia entre zonas afecta a las pérdidas eléctricas: concentrar lejos del CS implica más pérdidas, mientras que un reparto homogéneo y trazados directos tienden a reducirlas.

Geometría fina (separación entre mesas, altura, backtracking).

El diseño contempla una separación entre mesas de 0,3 m y una altura al suelo de 0,9 m, con backtracking activo (límites de giro 78,5–80,4°). Aumentar la separación o la altura reduciría sombras cruzadas y mejoraría la ventilación de los módulos, disminuyendo pérdidas térmicas, pero incrementando acero y cargas al viento. Reducirlas abarataría BOS y simplificaría la estructura, a costa de mayores pérdidas por sombras tangenciales en ciertos ángulos. Finalmente, ajustes conservadores en el algoritmo de backtracking evitarían sombras residuales en laderas, aunque recortando la captación en primeras y últimas horas del día.

11.6.3 CONCLUSIÓN

Para estructurar de manera clara los aspectos analizados, se presenta a continuación una matriz que resume los principales parámetros de diseño, su valor en el caso base, los rangos de variación más razonables y los indicadores clave (KPIs) a observar en cada caso. Esta tabla sirve como guía práctica para identificar qué elementos del diseño son más sensibles y cómo afectan a la planta cuando se modifican.

Parámetro	Caso base	Rango a testear	KPIs principales

Potencia/tamaño de módulo	500 Wp bifacial	450–550 Wp	BOS/CAPEX, PR, pérdidas por mismatch, nº de strings, cumplimiento 1.500 V
Nº módulos/serie	28 (Umpp≈861 V)	26–30	PR, pérdidas en inversor, límites Voc a frío, energía anual
Inversor (potencia/MPPT)	300 kW, 6 MPPT	250–350 kW; ±MPPT	PR, pérdidas por desajuste, nº inversores, CAPEX BT/MT
DC/AC	≈1,10	1,05–1,20	Energía neta, clipping, PR, curtailment (portfolio)
Pitch / GCR	10–12 m / 16,7–20 %	±0,5–1,5 m	PR por sombras, ocupación de suelo, BOS/zanjas, pérdidas MT
Zonificación / MT	6 zonas	Rebalanceo potencia; trazados MT	Pérdidas MT, CAPEX de zanjas/celdas, flexibilidad O&M
Spacing/Altura/Backtracking	0,3 m / 0,9 m / activo	0,2–0,4 m; 0,8–1,2 m; ajustes límites	PR (sombras finas), pérdidas térmicas, cargas estructurales

CTs (potencia/nº)	6,8–9,0 MVA	- / + unidades	Pérdidas MT, CAPEX celdas, niveles de cc, redundancia
-------------------	-------------	----------------	---

Tabla 31. Sensibilidad frente a Parámetros Técnicos de la Planta PV

A partir de lo anterior, pueden extraerse varias orientaciones prácticas:

- **Si la prioridad es maximizar el PR y asegurar una producción estable en un terreno complejo,** conviene mantener o incluso aumentar ligeramente el *pitch* y reforzar la granularidad eléctrica (más MPPTs totales o strings algo más cortos). Esto puede implicar un mayor BOS, pero ofrece más robustez frente a sombras y desajustes.
- **Si lo que se busca es contener el CAPEX y simplificar la obra,** la estrategia pasa por utilizar módulos de mayor potencia (menos unidades totales) e inversores de mayor capacidad (menos equipos), con un DC/AC en torno a 1,10–1,15 y un trazado eléctrico más compacto. El riesgo aquí es aumentar el *mismatch* si se reduce demasiado la granularidad.
- **Si el objetivo es maximizar la energía neta anual (sin incorporar BESS),** la relación DC/AC se convierte en la palanca clave. Ajustar este valor en torno al 1,10 base permite equilibrar clipping y aprovechamiento. En paralelo, es recomendable no aumentar demasiado el GCR en zonas con pendiente, para no penalizar el PR por sombras adicionales.

Capítulo 12. CONCLUSIONES

12.1 DESARROLLO DE LA PLANTA SOLAR E INTEGRACIÓN EN EL SISTEMA HÍBRIDO

Se ha desarrollado una planta solar de 27,9 MW nominales (AC) y 30,7 MWp (DC), destinada a hibridar con el parque eólico existente de 40,5 MW. El diseño se ha realizado conforme al *layout* y la infraestructura descritos en los apartados correspondientes, garantizando la integración plena con las instalaciones de evacuación ya previstas.

La planta fotovoltaica se configura como un sistema de seguidores a un eje con backtracking, distribuidos en seis zonas adaptadas a la orografía del terreno, con una relación DC/AC de 1,10. El equipamiento principal está constituido por:

- Módulos fotovoltaicos: Trina Vertex 500 Wp bifaciales, monocristalinos half-cell, con eficiencia STC del 21,1 %.
- Inversores: Huawei SUN2000-330KTL-H1 de 300 kW, con 6 MPPT y eficiencia máxima del 98,8 %.
- Centros de transformación: JUPITER 6,8–9 MVA, 800 V / 30 kV, refrigeración ONAN.

En términos energéticos, los resultados de la simulación en PVsyst arrojan los siguientes indicadores principales de desempeño:

Parámetro	Valor
Potencia instalada	30,74 MWp (27,9 MWac)
Energía anual inyectada a red (E_Grid)	69.463 MWh/año
Producción específica	2259 kWh/kWp·año
Performance Ratio (PR)	85,0 %
Irradiación global horizontal	1862 kWh/m ² ·año
Irradiación efectiva en plano de generador	2538 kWh/m ² ·año

Tabla 32. Resultados Planta PV

Estos resultados reflejan un diseño robusto y eficiente, con pérdidas globales controladas y un rendimiento dentro de los estándares de excelencia para plantas de gran escala. La producción esperada confirma la elevada calidad de la instalación y la idoneidad de la hibridación para optimizar el uso de la capacidad de acceso y conexión.

12.2 MEJORA OPERATIVA Y ECONÓMICA DE LA HIBRIDACIÓN

El sistema híbrido dispone de un punto de acceso y conexión a red limitado a 38 MW, frente a los 40,5 MW instalados en el parque eólico existente. En la práctica, el parque eólico raramente alcanza su potencia nominal de forma sostenida, de modo que la incorporación de la planta solar no compite con la generación ya concedida, sino que aprovecha los márgenes de capacidad disponibles en la red para inyectar energía adicional. En consecuencia, la hibridación solar solo puede suponer una mejora en todos los sentidos, maximizando el uso de la capacidad de evacuación y reduciendo el desaprovechamiento de recursos renovables.

A nivel operativo, el modelo de dimensionamiento confirma que:

1. El curtailment del sistema híbrido se mantiene en valores muy reducidos (<3 % en el escenario óptimo de 28 MWp solares), lo que garantiza un alto nivel de eficiencia en la utilización del punto de conexión.
2. La integración fotovoltaica incrementa la energía neta evacuada a red hasta aproximadamente 173 GWh/año, mejorando de forma sustancial la aportación global sin comprometer la operatividad del activo eólico.
3. Se produce una optimización de la curva de inyección, al llenar los huecos de capacidad no utilizados por la eólica, lo que se traduce en una operación más estable y con menor volatilidad de ingresos.

En el plano económico, esta mayor estabilidad productiva se refleja en un precio medio de captura más competitivo y en una rentabilidad financiera sólida, con un IRR apalancado superior al 11 % en el escenario central. Esto convierte al proyecto en una inversión atractiva, robusta y plenamente desarrollable dentro del marco actual del mercado eléctrico español.

12.3 CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El proyecto de hibridación solar–eólica se alinea de manera directa con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por Naciones Unidas, reforzando su carácter no solo técnico y económico, sino también social y ambiental.

En particular, destacan:

- a) **ODS 7 (Energía asequible y no contaminante):** la planta aporta energía limpia y renovable al sistema eléctrico, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y ampliando la disponibilidad de electricidad descarbonizada.
- b) **ODS 9 (Industria, innovación e infraestructuras):** el diseño híbrido constituye una solución innovadora que optimiza el uso de infraestructuras eléctricas existentes, impulsando la modernización tecnológica del sector energético.
- c) **ODS 13 (Acción por el clima):** al sustituir generación fósil por renovable, el proyecto contribuye activamente a la mitigación del cambio climático y a los objetivos de descarbonización marcados en el PNIEC.
- d) **ODS 11 y 12 (Ciudades y comunidades sostenibles, Producción y consumo responsables):** la gestión eficiente de la energía producida fomenta un consumo más responsable y favorece la sostenibilidad de las comunidades en las que se integra.
- e) **ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico):** el desarrollo del proyecto impulsa actividad económica, creación de empleo y nuevas oportunidades en el ámbito de las energías limpias.

En conjunto, la planta híbrida constituye una instalación de generación de energía limpia, sostenible y socialmente responsable, con un impacto positivo que trasciende lo técnico para contribuir a los retos globales de sostenibilidad.

12.4 RENTABILIDAD ECONÓMICA Y ATRACTIVO FINANCIERO DEL PROYECTO

El análisis económico desarrollado confirma que la hibridación solar–eólica constituye un proyecto claramente rentable y generador de beneficio económico. Los resultados obtenidos sitúan la tasa interna de retorno (IRR) en torno al 11–12 % en el escenario central, lo que posiciona al proyecto dentro de los márgenes de rentabilidad habituales en el sector y lo convierte en una oportunidad de inversión sólida y atractiva.

No obstante, el escenario finalmente seleccionado (28 MWp solares) no es el único que arroja resultados positivos. El estudio de sensibilidad demuestra que existen múltiples configuraciones alternativas igualmente viables, con un rango de potencias comprendido entre 23 y 33 MWp, todas ellas con IRR superiores al umbral de viabilidad.

Además, se ha valorado la incorporación de almacenamiento en baterías, opción que añade una segunda capa de hibridación. En este caso, el proyecto no solo mantiene su rentabilidad, sino que mejora aún más sus resultados económicos y operativos, permitiendo un mayor aprovechamiento de excedentes, una gestión temporal más eficiente de la energía y un incremento adicional en la rentabilidad global del portfolio.

En conjunto, tanto en la versión de hibridación simple como en su extensión con almacenamiento, el proyecto presenta una robustez económica contrastada, con capacidad para adaptarse a distintos escenarios de desarrollo sin perder atractivo ni competitividad en el mercado energético.

12.5 DIMENSIONAMIENTO COMO EJE DEL PROYECTO

En proyectos de hibridación como el desarrollado, el proceso administrativo y constructivo resulta relativamente sencillo: la actualización de los permisos de acceso y conexión se tramita como una modificación de los ya existentes, la normativa se cumple holgadamente (distancia, participación mínima de la tecnología original), y la integración eléctrica se apoya

en infraestructuras comunes ya construidas como el Centro de Seccionamiento y la SET 30/220 kV. En este contexto, y dado que prácticamente cualquier configuración analizada ha demostrado ser rentable, el verdadero factor crítico de éxito se concentra en el dimensionamiento de la planta solar.

El modelado realizado confirma que la elección de la capacidad a instalar define de manera decisiva el equilibrio entre producción neta, curtailment, precio de captura y rentabilidad. Mientras que escenarios con 23–33 MWp ofrecen resultados positivos, el rango óptimo identificado se sitúa en torno a 28 MWp en hibridación simple, y se amplía hasta 33 MWp con la incorporación de almacenamiento.

De este modo, puede afirmarse que lo más complejo y relevante no es obtener permisos ni ejecutar la obra, sino definir con precisión la potencia fotovoltaica a instalar. Solo un análisis detallado, basado en modelados horarios de generación y precios de mercado, permite encontrar la capacidad óptima y asentar el eje estratégico del proyecto

12.6 EL ALMACENAMIENTO COMO OPORTUNIDAD ESTRATÉGICA

El análisis desarrollado pone de manifiesto que la incorporación de un sistema de almacenamiento (BESS) constituye un salto cualitativo en el diseño híbrido. Mientras que la hibridación simple entre eólica y solar optimiza el uso de la capacidad de acceso y conexión, la integración de baterías permite transformar una restricción (el *curtailment*) en una oportunidad de valor.

El estudio de escenarios confirma que:

- a) Con 28 MWp en hibridación simple, la planta alcanza un equilibrio robusto entre producción, pérdidas y rentabilidad.
- b) La incorporación de un BESS de 25 MW junto con 33 MWp fotovoltaicos permite absorber prácticamente la totalidad de los vertidos, incrementando la energía útil inyectada a red y mejorando la eficiencia del portfolio.

- c) El IRR del conjunto se incrementa en torno a +20 bps, alcanzando valores cercanos al 12 %, mientras que el propio BESS ofrece una rentabilidad individual superior al 9 %, cifras que confirman su atractivo económico.

Más allá de los indicadores cuantitativos, el almacenamiento añade una flexibilidad operativa estratégica: posibilita desplazar energía desde horas de saturación hacia momentos de precios más elevados, incrementa la capacidad de respuesta frente a la variabilidad del recurso renovable y abre la puerta a nuevas oportunidades de mercado (servicios de balance, regulación de frecuencia, gestión de picos).

En definitiva, el BESS convierte el proyecto en una doble hibridación (eólica + solar + almacenamiento), que no solo mantiene su rentabilidad, sino que la refuerza y lo posiciona en la vanguardia del sector renovable. Esta ampliación dota al sistema de una resiliencia y competitividad difícilmente alcanzables con una instalación monotecnológica.

12.7 LA COMPLEMENTARIEDAD TECNOLÓGICA

El análisis de producción realizado a lo largo del proyecto confirma que la combinación de recursos eólicos y solares ofrece un comportamiento altamente complementario. Mientras que la generación eólica presenta un perfil irregular pero con aportación relevante durante muchas horas nocturnas e invernales, la solar aporta energía abundante y predecible en las horas centrales del día y en los meses estivales.

Esta complementariedad se traduce en:

- a) **Reducción de la intermitencia:** la combinación de ambas curvas de producción suaviza la variabilidad intrínseca de cada tecnología por separado, ofreciendo una generación más estable y continua.
- b) **Optimización del uso del punto de evacuación:** al repartirse los picos de generación en momentos distintos, se minimizan los vertidos y se maximiza la utilización efectiva de la capacidad concedida.
- c) **Diversificación del portfolio:** los ingresos dejan de depender de un único recurso, reduciendo la exposición a fluctuaciones meteorológicas o de mercado asociadas a una sola tecnología.

En conjunto, la experiencia obtenida demuestra que la hibridación eólica–solar no es únicamente una solución puntual para optimizar activos existentes, sino que constituye un modelo de referencia para el futuro del sector renovable.

12.8 EMPLAZAMIENTO Y OROGRAFÍA COMPLICADOS

El emplazamiento disponible para la hibridación, condicionado por las parcelas catastrales vinculadas al proyecto eólico original, presenta una orografía compleja que ha supuesto un reto técnico significativo. Las pendientes acusadas y la irregularidad del terreno han obligado a:

- **Incrementar el pitch** entre filas hasta valores de 10 m, superiores a lo habitual, para reducir pérdidas por sombreados.
- **Aceptar pérdidas energéticas adicionales superiores al 5 %**, equivalentes a más de 3.500 MWh/año, con el consiguiente impacto económico.
- **Fragmentar la planta en seis zonas independientes**, lo que ha incrementado la longitud de zanjas, la infraestructura eléctrica y la complejidad constructiva.

Pese a estas limitaciones, el diseño desarrollado ha permitido adaptar la planta a un terreno poco favorable sin comprometer su viabilidad ni su rentabilidad. No obstante, es evidente que en un emplazamiento más regular se hubieran alcanzado producciones más elevadas, menores pérdidas y una obra civil más sencilla y económica.

12.9 RELEVANCIA ESTRATÉGICA DEL MARCO REGULATORIO Y DE LOS INCENTIVOS

El proyecto se desarrolla en un marco normativo muy favorable para la hibridación, apoyado en el Real Decreto 1955/2000, el Real Decreto 1183/2020 y la Circular 1/2021 de la CNMC, que simplifican la tramitación al permitir una actualización de permisos sin necesidad de solicitar un nuevo acceso y conexión.

A ello se suma la existencia de múltiples fondos y programas de apoyo, como los gestionados por el IDAE, que facilitan subvenciones y financiación a proyectos de hibridación y almacenamiento. Todo ello refuerza la viabilidad administrativa y económica, consolidando el carácter estratégico de la planta híbrida.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

BOE, B. O. del E. (2001, January 16). Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
<https://www.boe.es/buscar/pdf/2000/BOE-A-2000-24019-consolidado.pdf>

BOE, B. O. del E. (2020, December 30). Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
<https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-17278-consolidado.pdf>

BOE, B. O. del E. (2021, January 22). Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
<https://www.boe.es/boe/dias/2021/01/22/pdfs/BOE-A-2021-904.pdf>

García-Ceca, C. (2024, January 9). Acciona arranca en Cuenca su primera instalación híbrida eólica-fotovoltaica. Energías Renovables. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/accion-a-energia-instala-54-208-modulos-fotovoltaicos-20240109>

Iberdrola. (2023, September 27). Finalizamos la construcción de nuestra primera planta híbrida eólica y solar de España. <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/finalizamos-construccion-primer-a-planta-hibrida-eolica-solar-espana>

MITECO, M. para la T. E. y el R. D. (2020a, January 20). PLAN NACIONAL
INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) 2021-2030.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

MITECO, M. para la T. E. y el R. D. (2020b, December 30). Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-17278-consolidado.pdf>

Moncada, M. (2024, January 18). El primer parque híbrido eólico-solar de España ya entrega energía limpia a la red. Energías Renovables. <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-primer-parque-hibrido-eolicosolar-de-espana-20240118>

Pérez Monguió, F. (2024, October 29). Bruc invertirá 1.030 millones hasta 2028 en Andalucía para favorecer su transición energética. Cadena Ser.
<https://cadenaser.com/andalucia/2024/10/29/luis-venero-bruc-invertira-1030-millones-hasta-2028-en-andalucia-para-favorecer-su-transicion-energetica-radio-sevilla/>

REE, R. E. E. (2025). Generación renovable. <https://www.sistemadelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-renovable-de-energia-electrica>

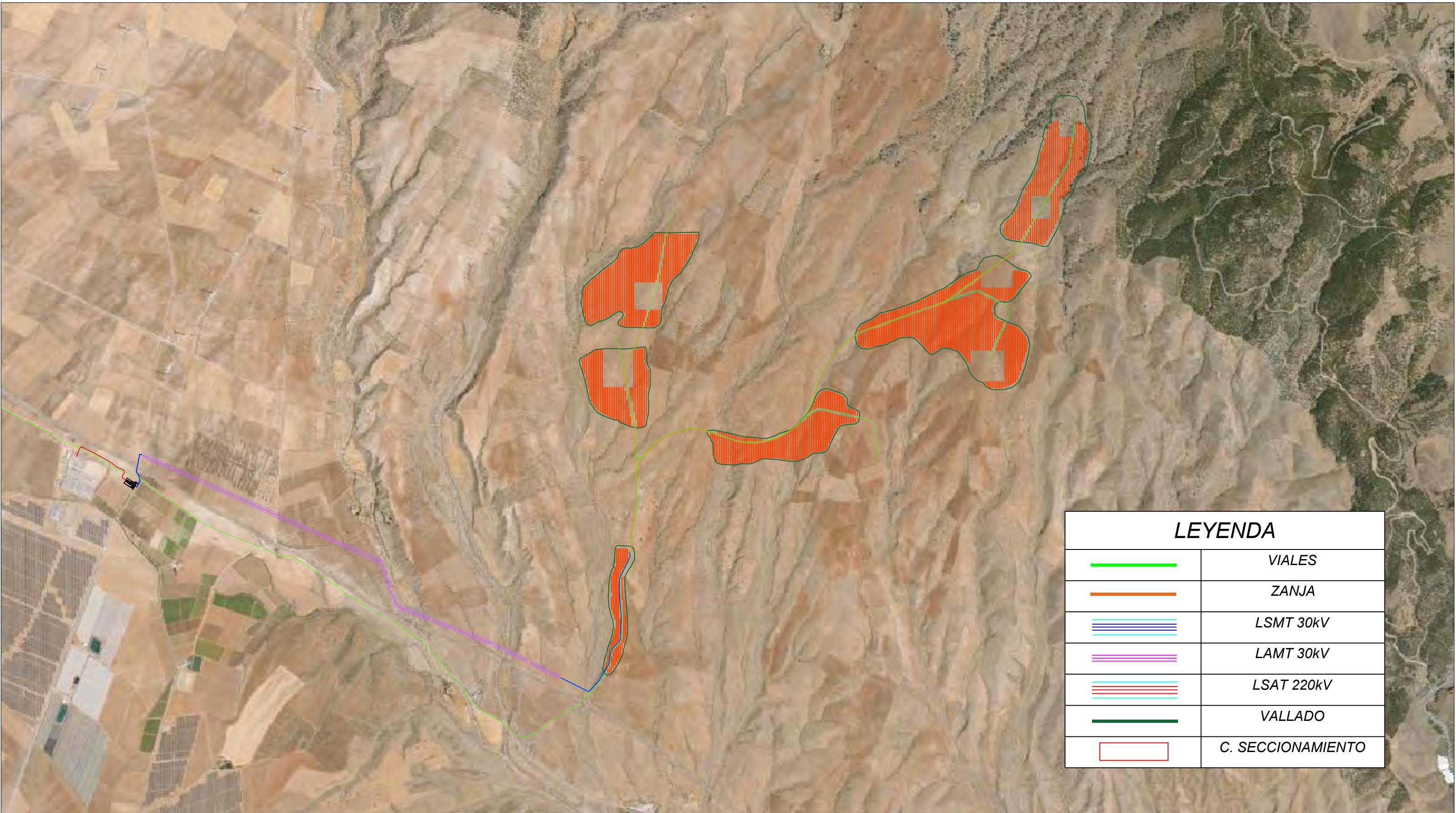
Roca, J. A. (2022, October 4). Adani pone en marcha la primera planta de energía híbrida de India. El Periódico de La Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/adani-pone-en-marcha-la-primer-planta-de-energia-hibrida-de-india/>

Smart Grids. (2024, October 3). La generación renovable alcanza en septiembre el 53% del

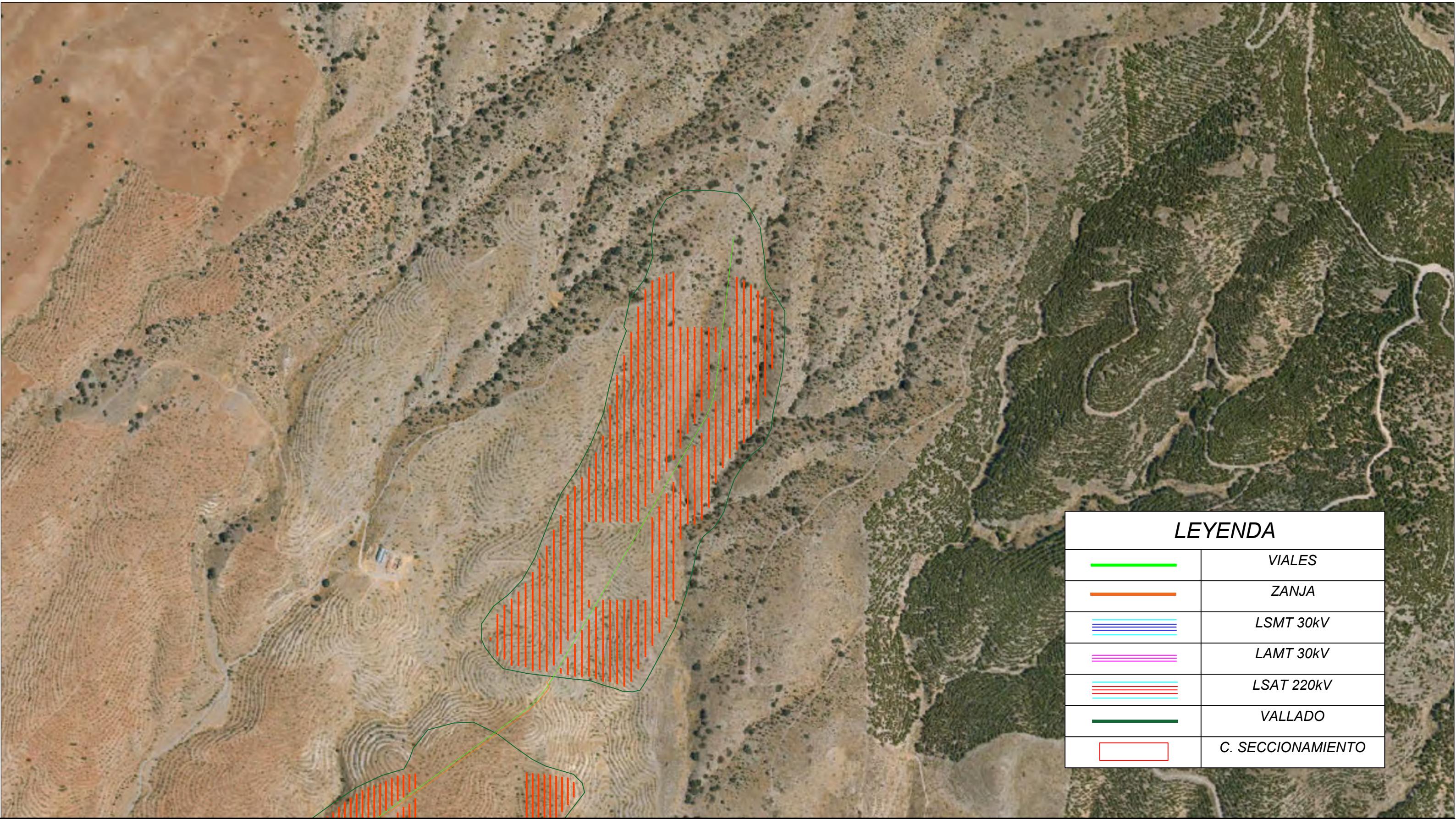
mix eléctrico en España. Smart Grids Info.

<https://www.smartgridsinfo.es/2024/10/03/generacion-renovable-alcanza-septiembre-53-mix-electrico-espana>

ANEXO I – PLANOS LAYOUT

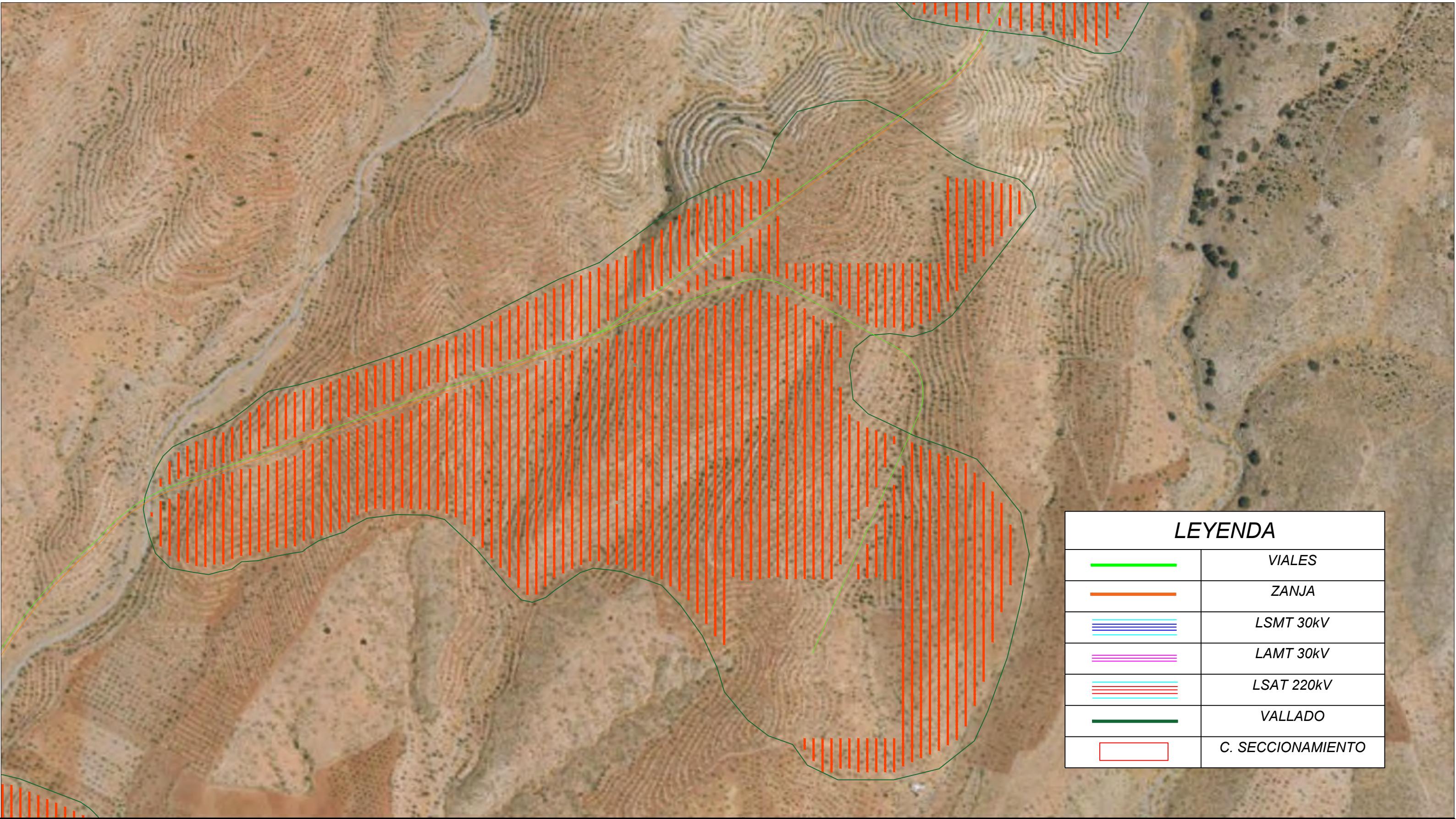


PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT GENERAL PLANTA PV		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



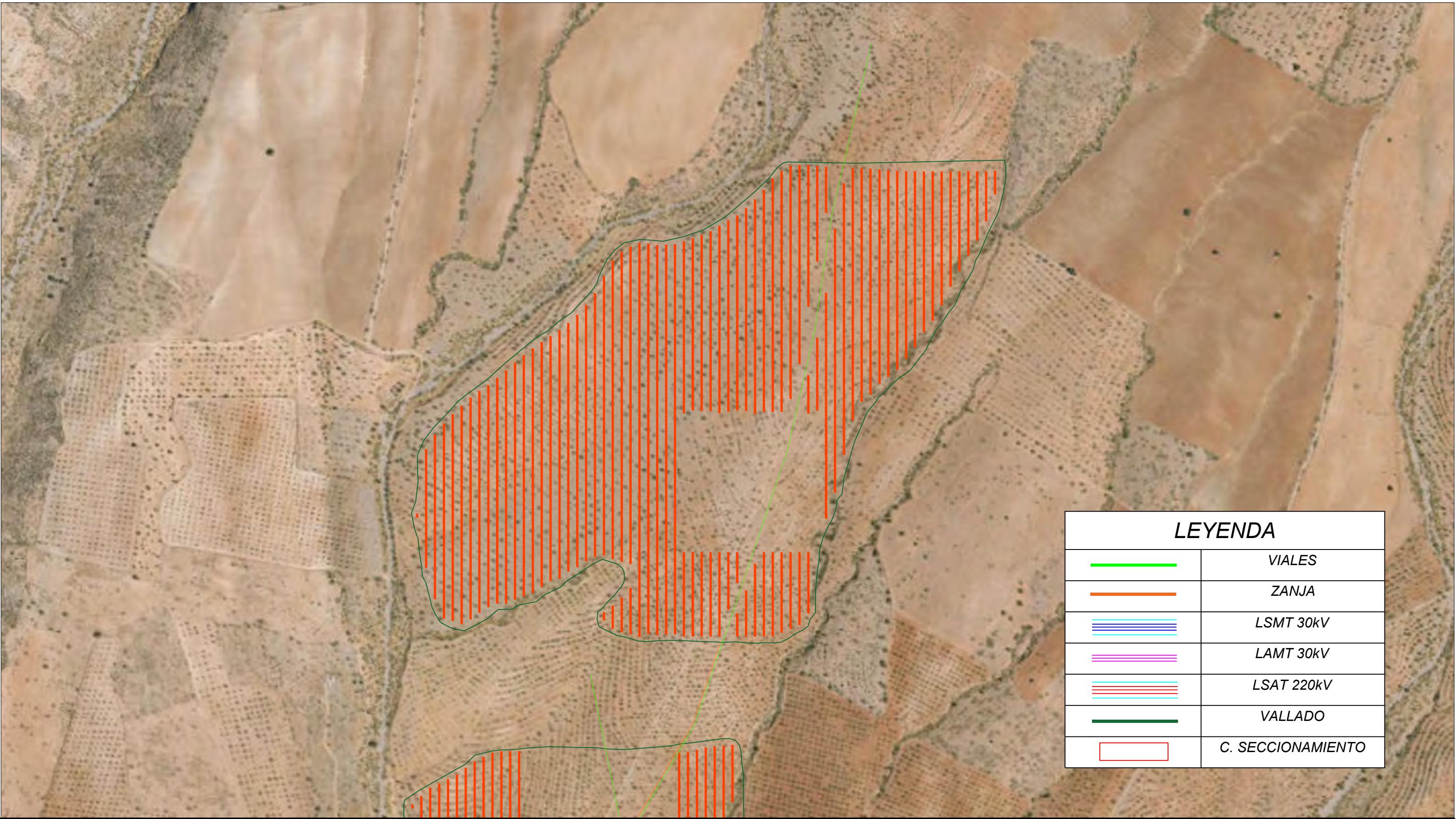
LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT ZONA 1		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICA
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT ZONA 2		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



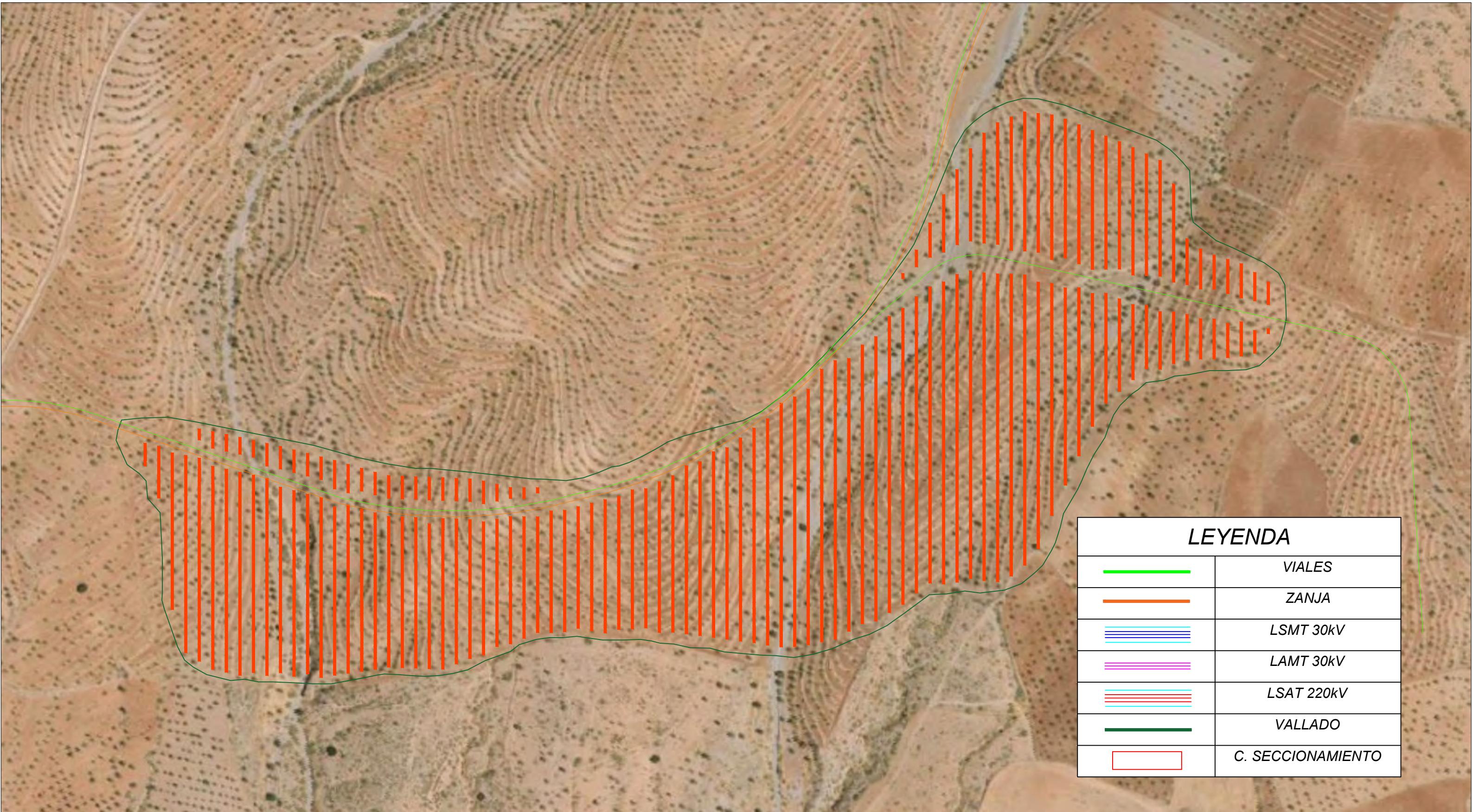
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:		PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"		TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICA SANTO TORIBIO

LAYOUT ZONA 3

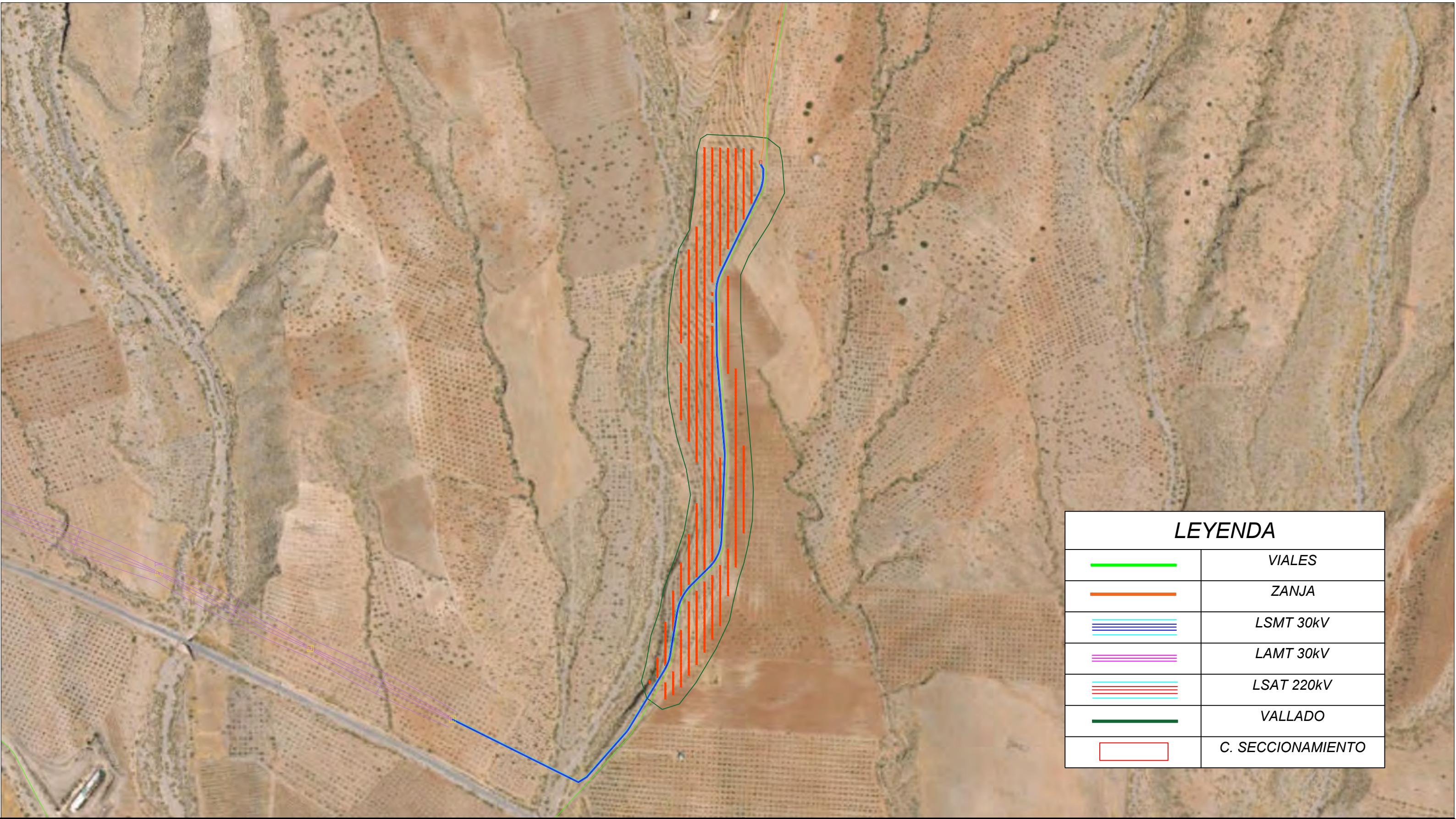
JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT ZONA 4		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

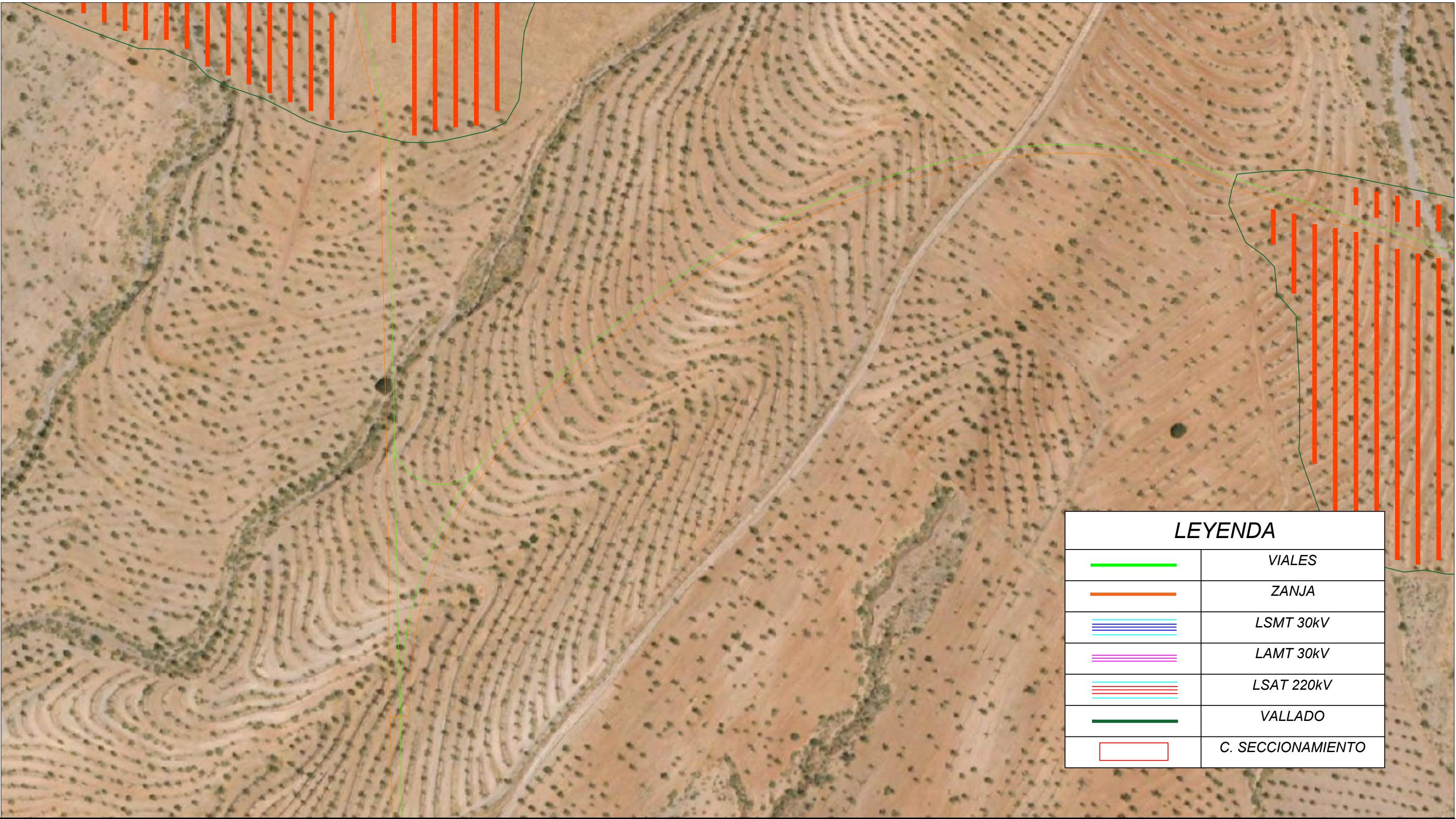


PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT ZONA 5		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICA
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT ZONA 6		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:		PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"		TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICA CEU SPAIN

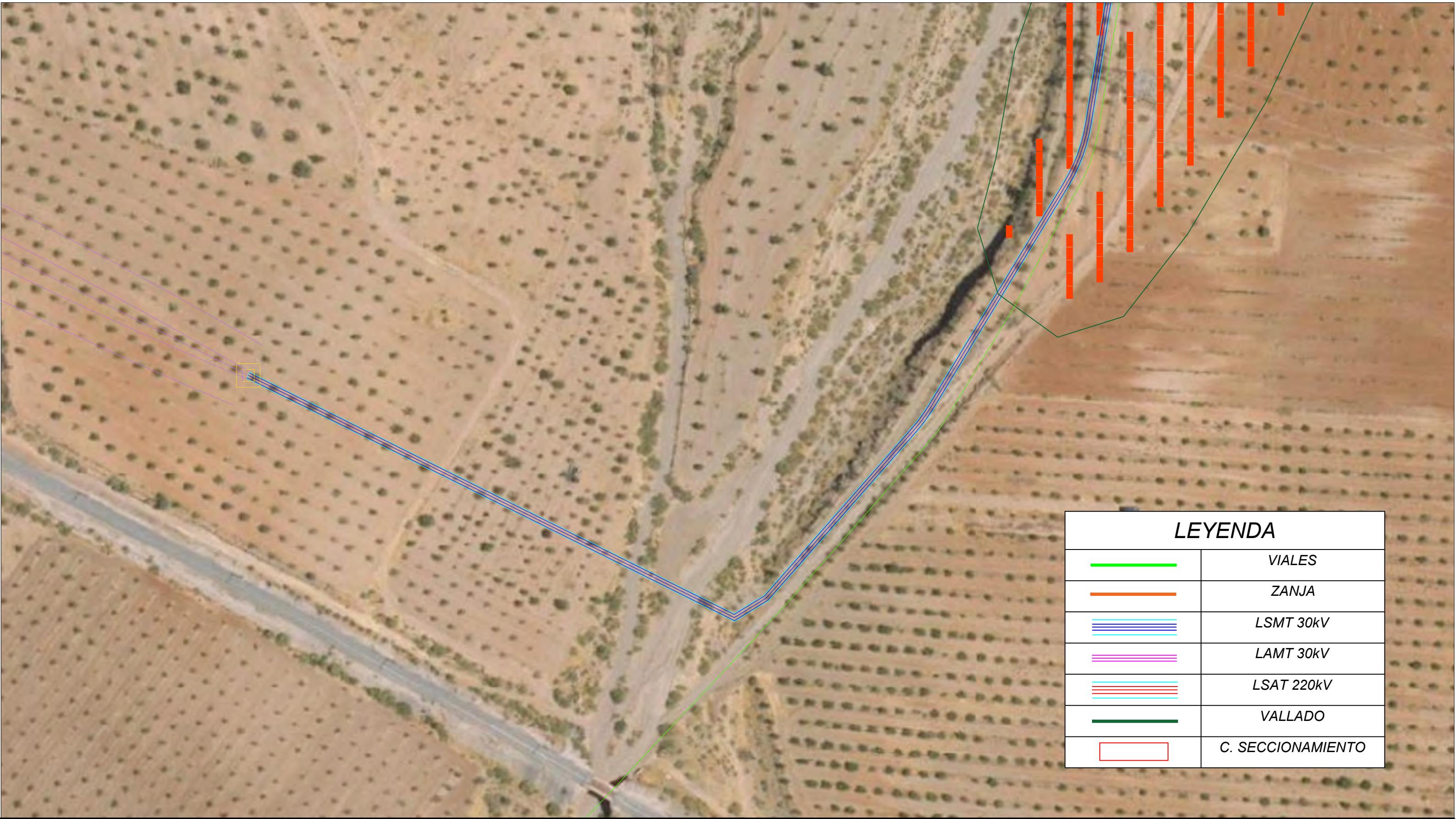
BIFURCACIÓN DE ZANJA Y VIALES

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



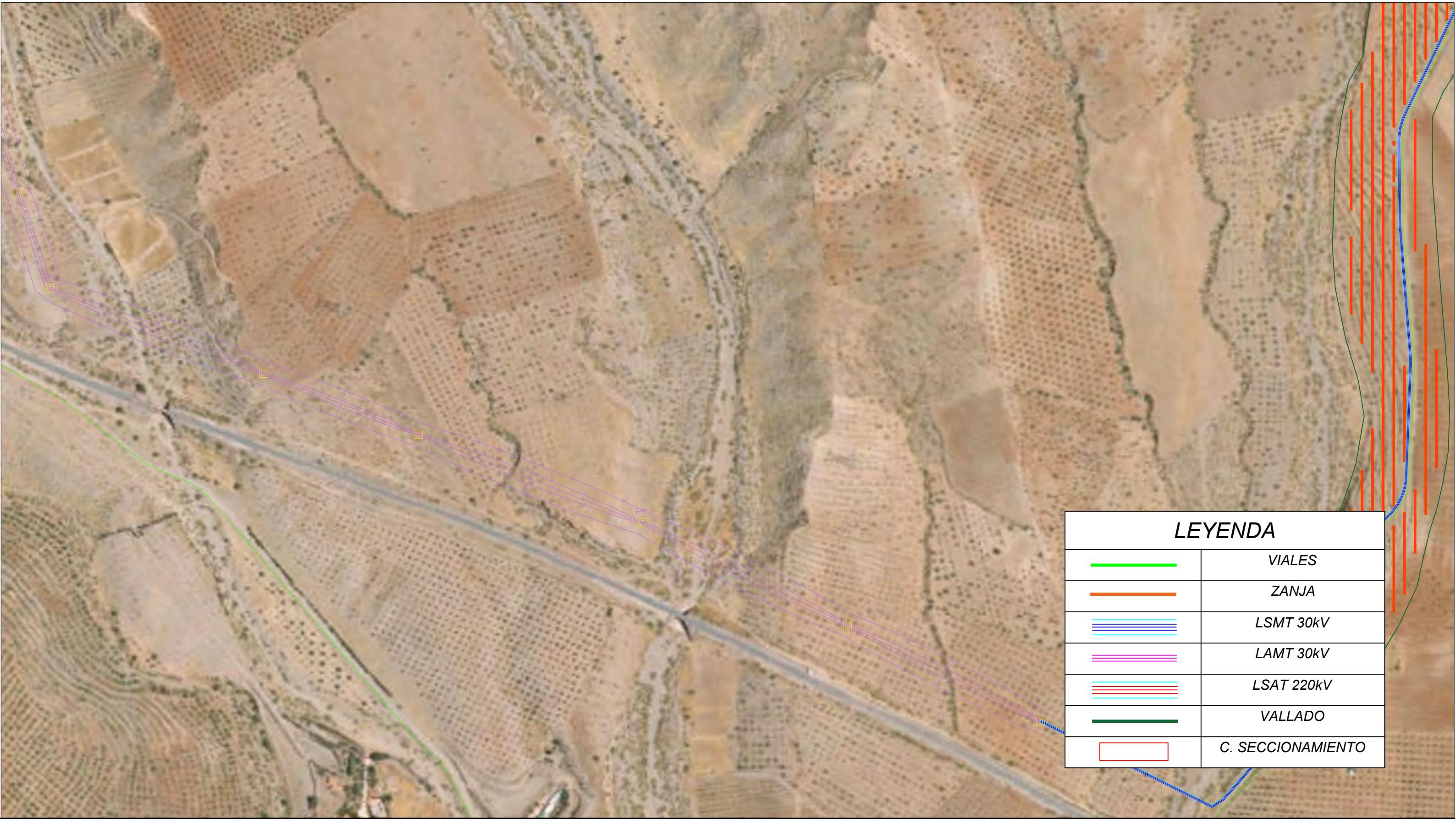
LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
CENTRO DE SECCIONAMIENTO		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICA
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
TRAMO LSMT 30kV		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



LEYENDA

	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW
PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

TRAMO LAMT 30kV

NÚMERO
NUMBER

VERSIÓN
VERSION

1

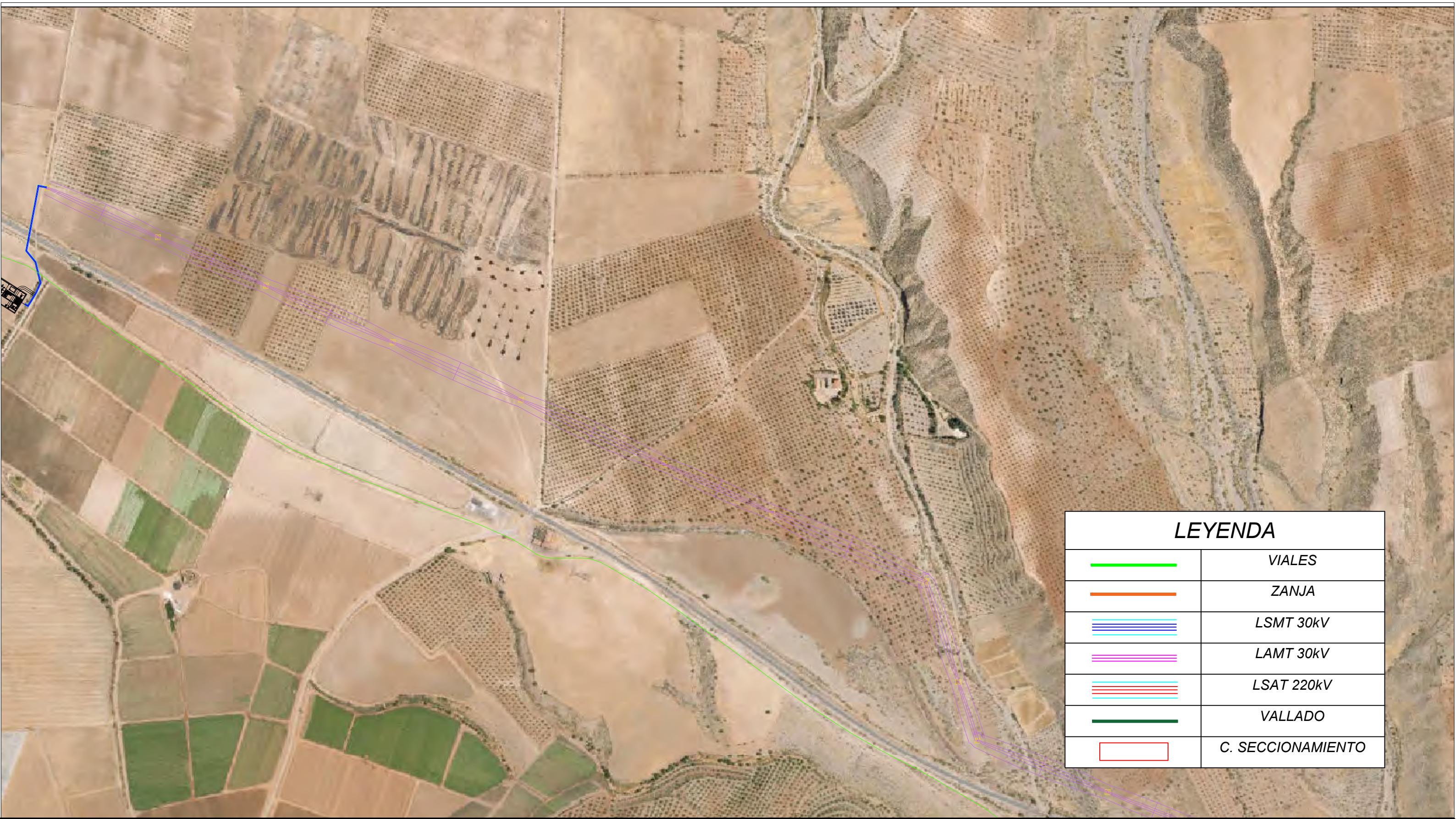
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA,
DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
TRAMO LAMT 30kV	2	JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW
PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

TRAMO LSMT 30kV

NÚMERO
NUMBER

2

VERSIÓN
VERSION

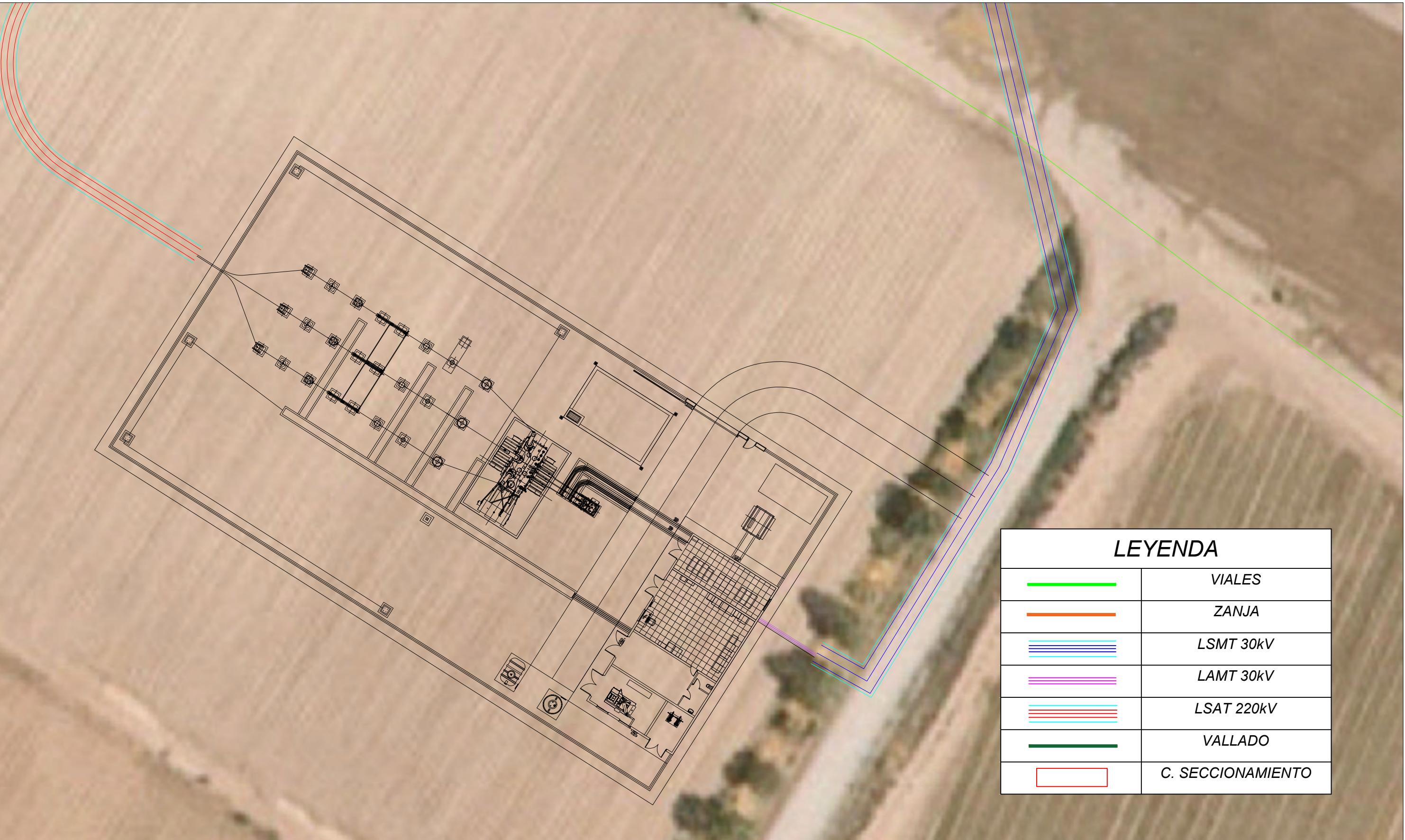
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA,
DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:		PRYECTO PROJECT		MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"		TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO		
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION		
SET 30/220 kV			JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA	

LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:			
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"			
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION	
LSAT 220 kV			JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	



LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
INTERCONEXION A SET 220/400		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

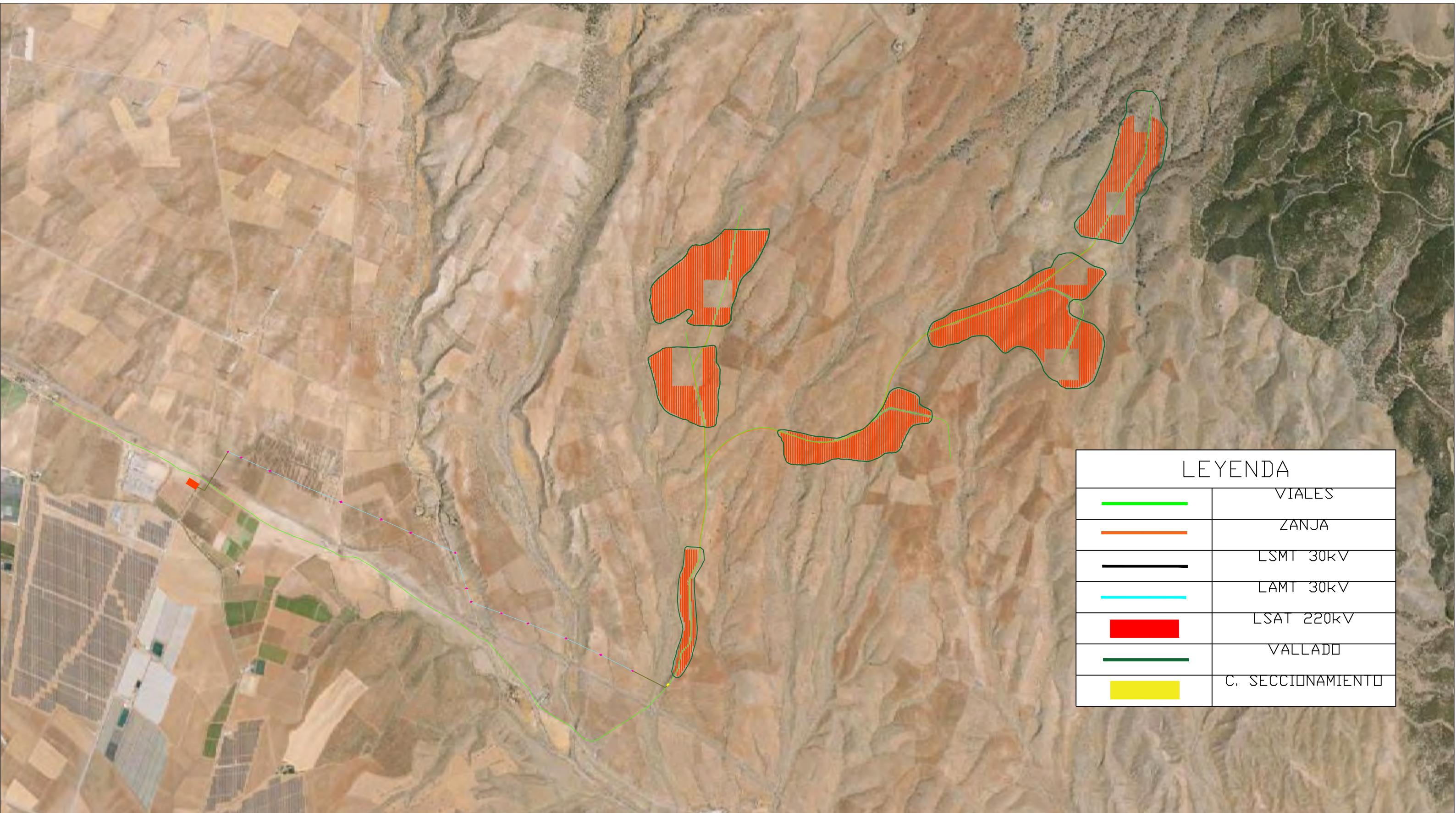


LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

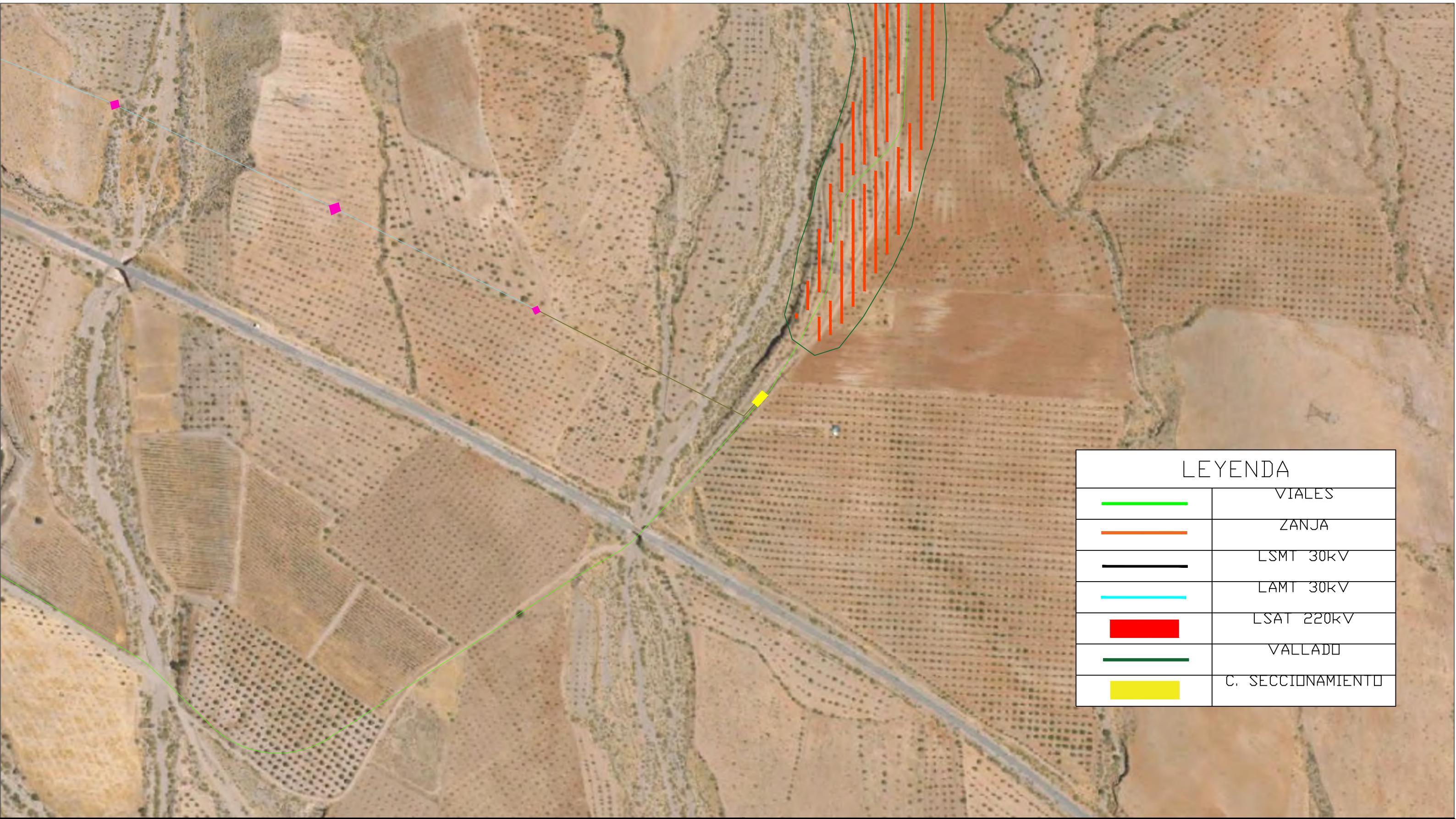
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
VIALES ENTRADA		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

ANEXO II – PLANOS LAYOUT

CONFIGURACIÓN SECUNDARIA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
LAYOUT GENERAL		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



LEYENDA	
	VIALES
	ZANJA
	LSMT 30kV
	LAMT 30kV
	LSAT 220kV
	VALLADO
	C. SECCIONAMIENTO

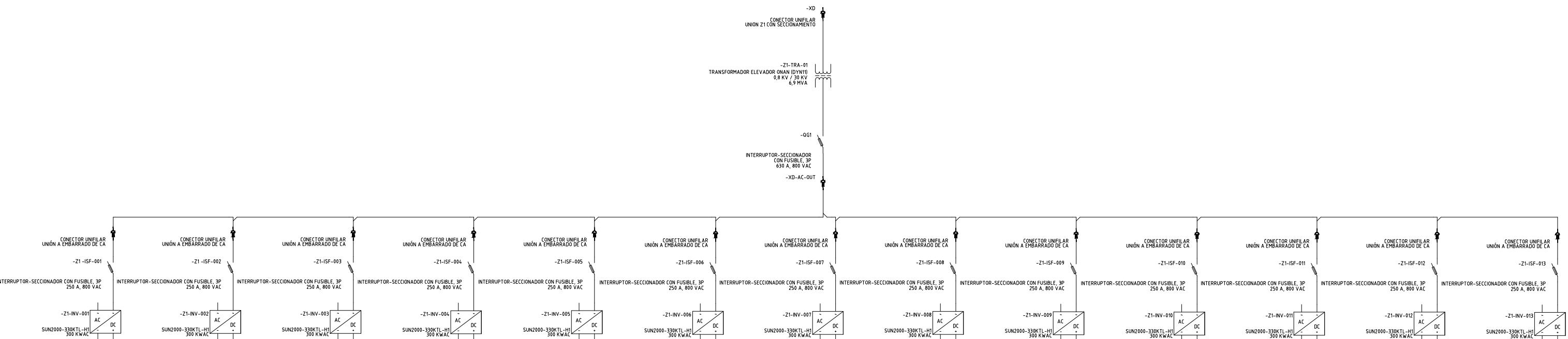
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	PRYECTO PROJECT	MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA SANTO TORONTO
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER	VERSIÓN VERSION
C. SECCIONAMIENTO-LSMT-LAMT		JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:	
HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"	
PLANO DRAW	NÚMERO NUMBER
SET 30/220kK	VERSIÓN VERSION

PRYECTO PROJECT	
TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO	
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL	

ANEXO III – DIAGRAMAS UNIFILARES



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 1

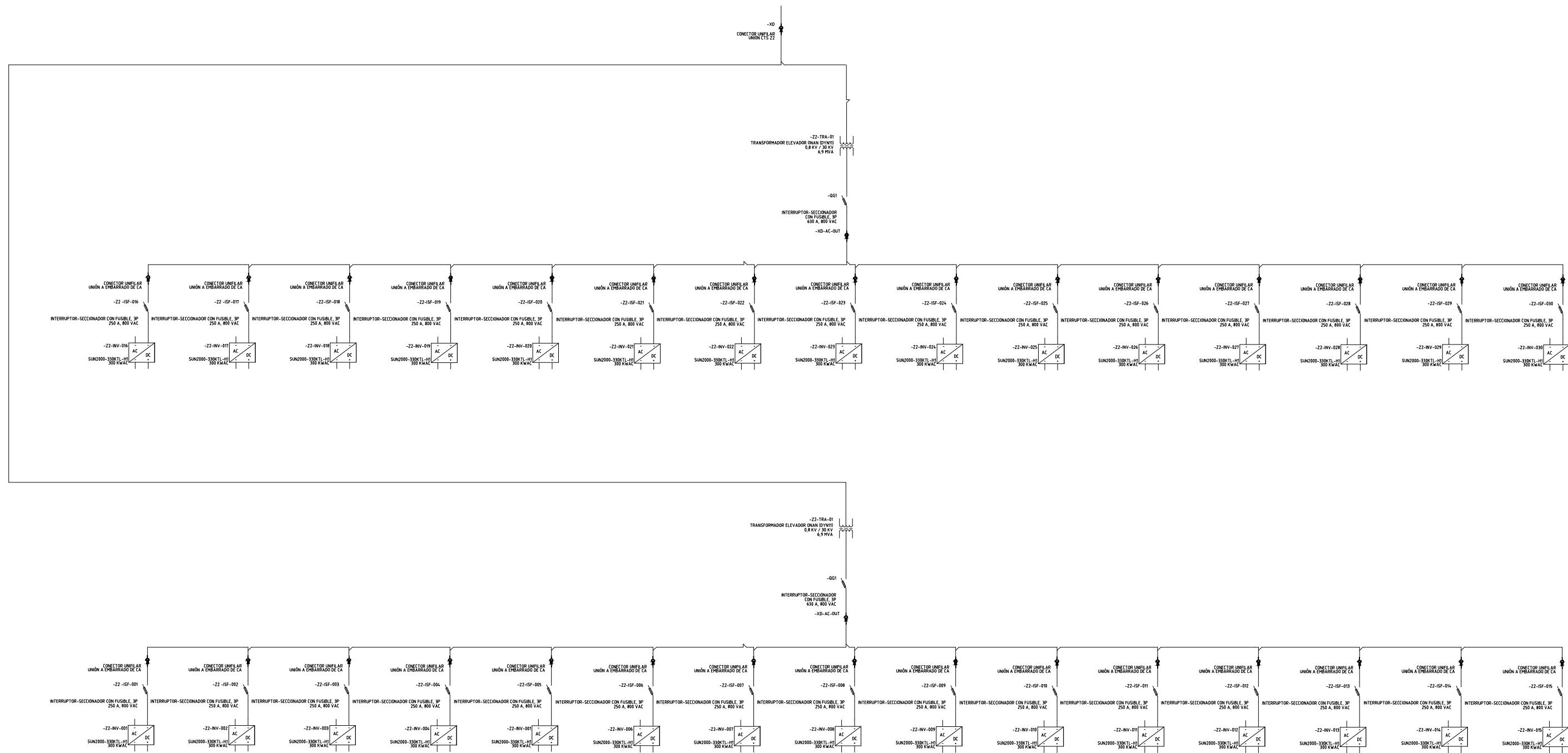
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





POYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

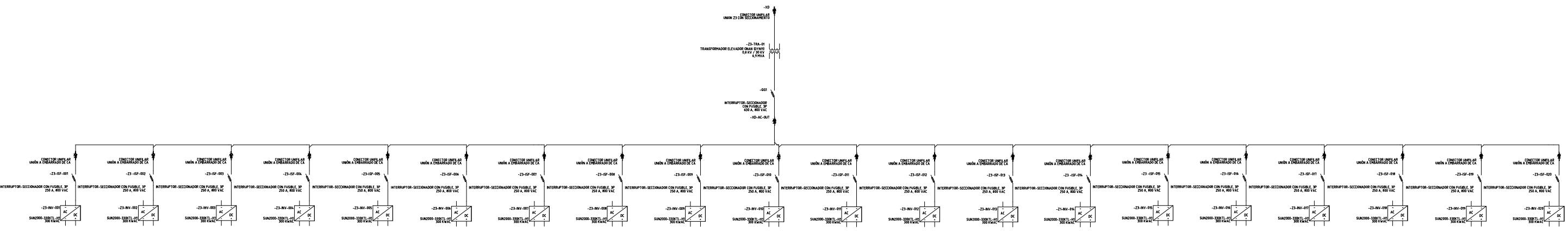
PLANO
DRAW

NÚMERO <i>NUMBER</i>	VERSIÓN <i>VERSION</i>
-------------------------	---------------------------

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 2

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE: PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

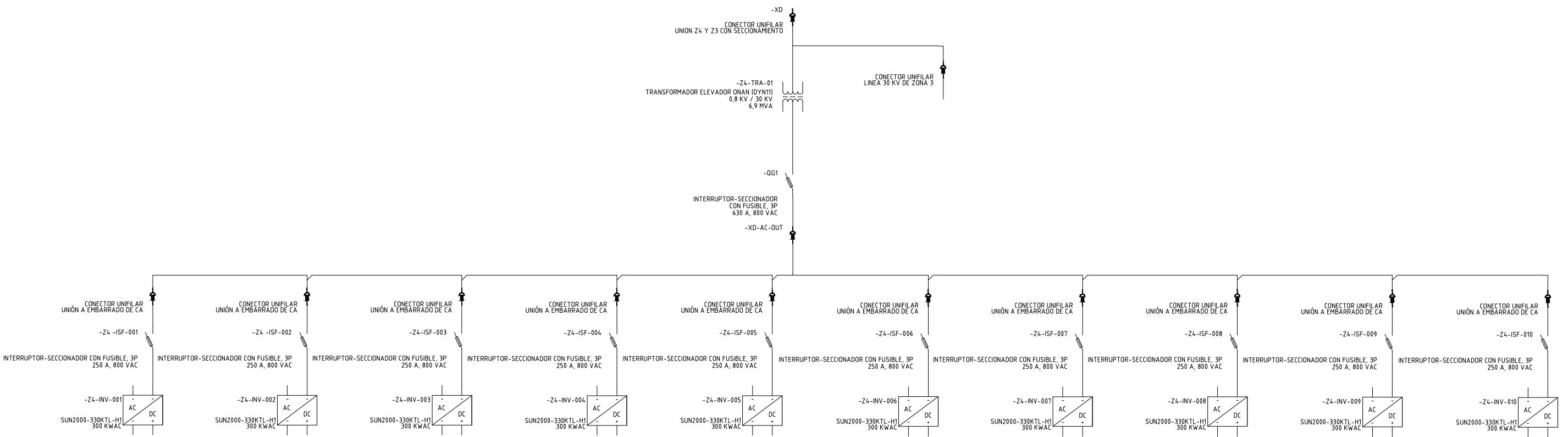
PLANO
DRAW

NÚMERO <i>NUMBER</i>	VERSIÓN <i>VERSION</i>
-------------------------	---------------------------

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 3

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

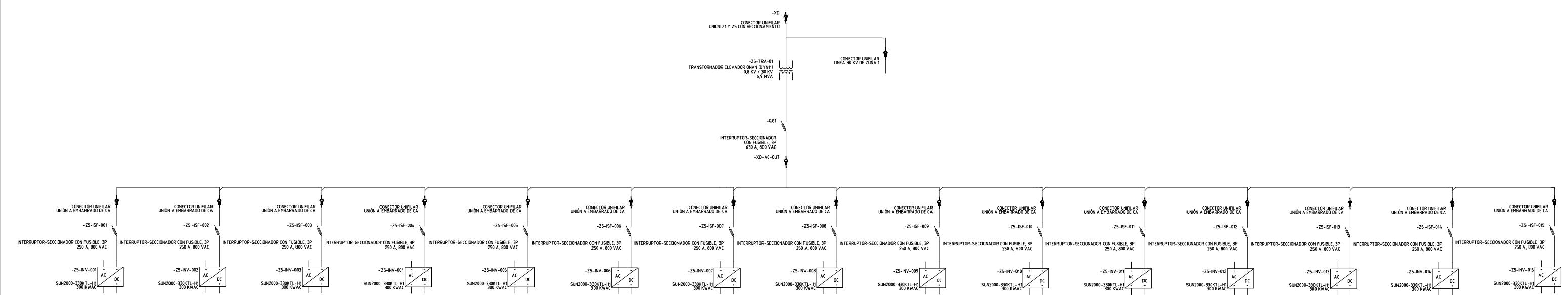
DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 4

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

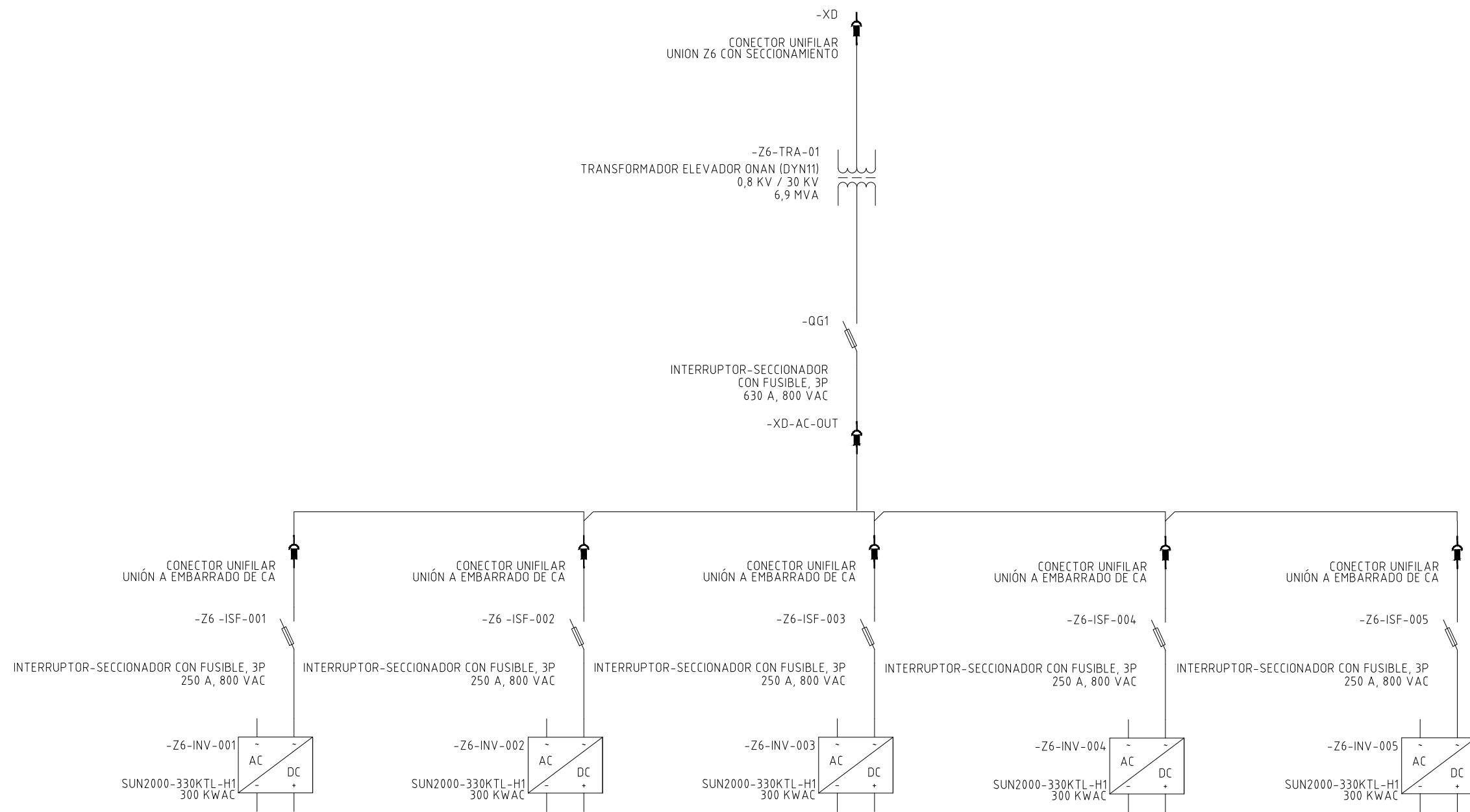
DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 5

PROYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 6

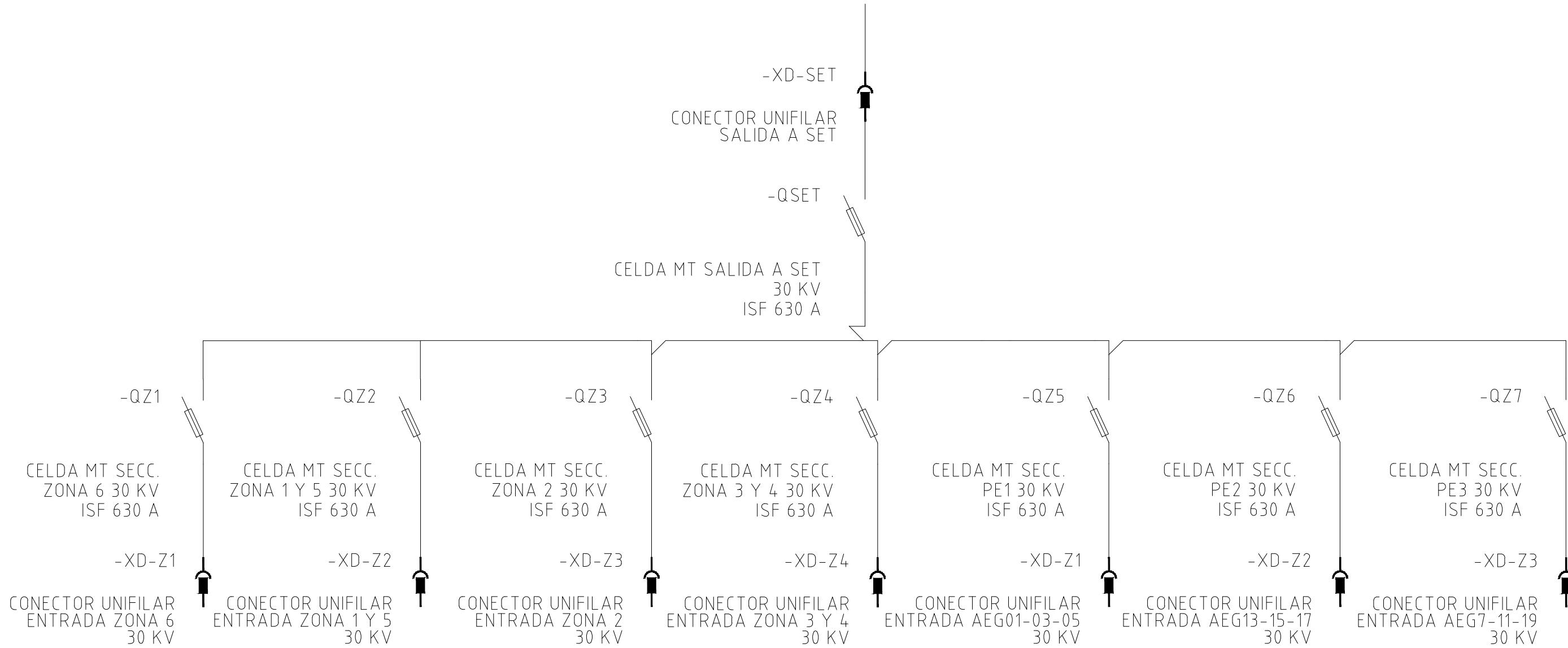
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

UNIFILAR CENTRO DE SECCIONAMIENTO

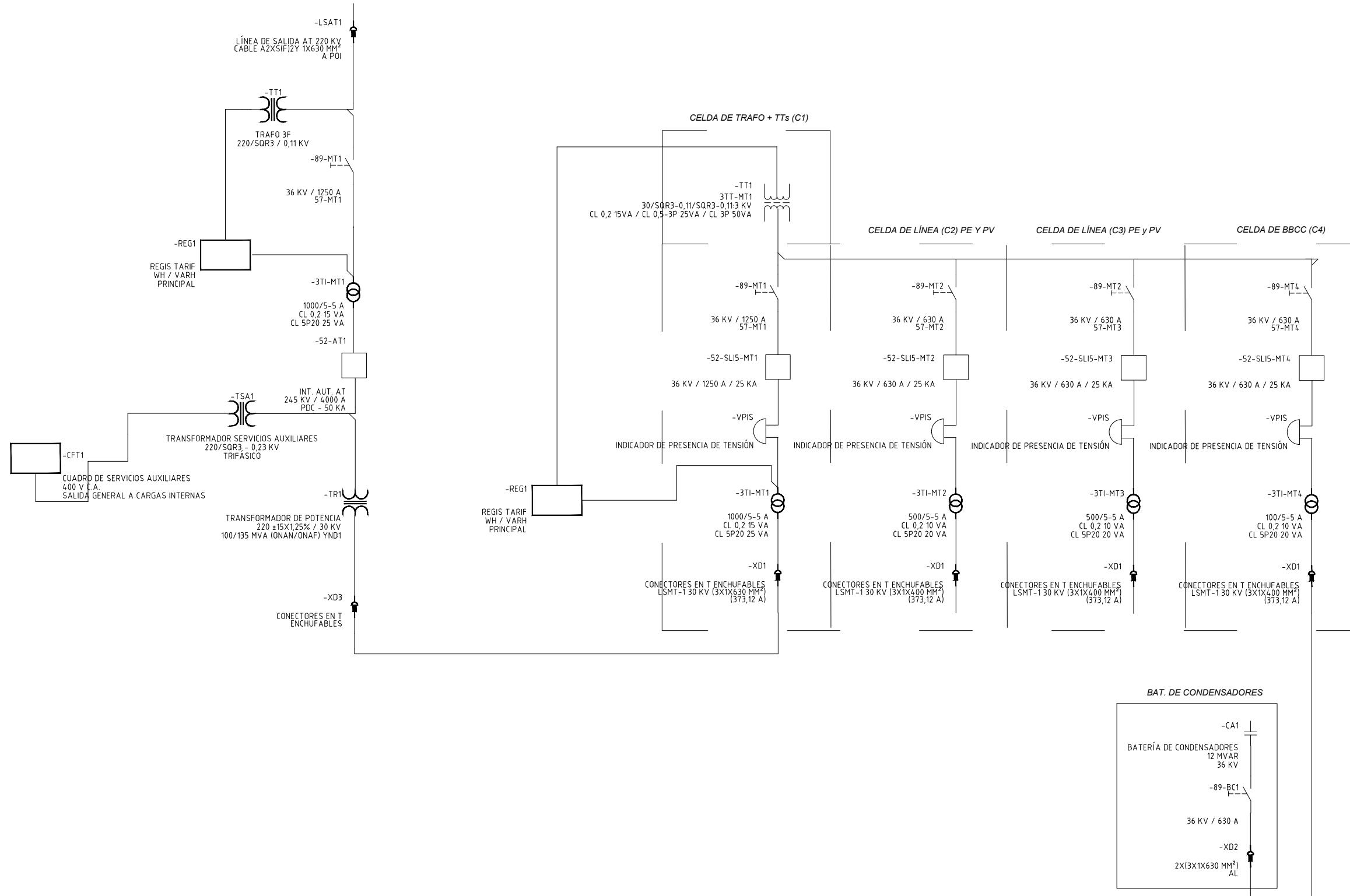
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA,
DESARROLLO TÉCNICO

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

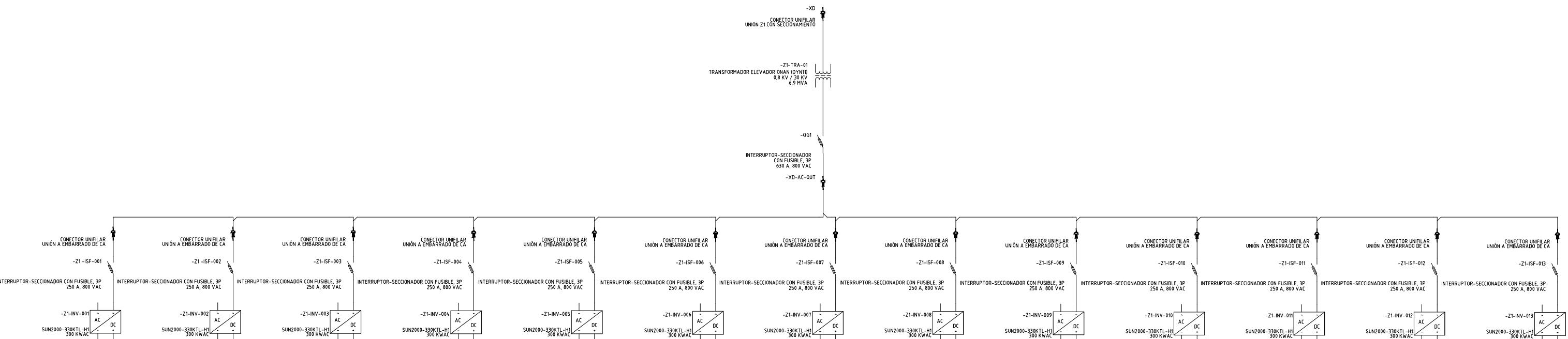
PLANO
DRAW

DIAGRAMA UNIFILAR SET 30/220kV

NÚMERO
NUMBER

VERSIÓN
VERSION

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 1

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

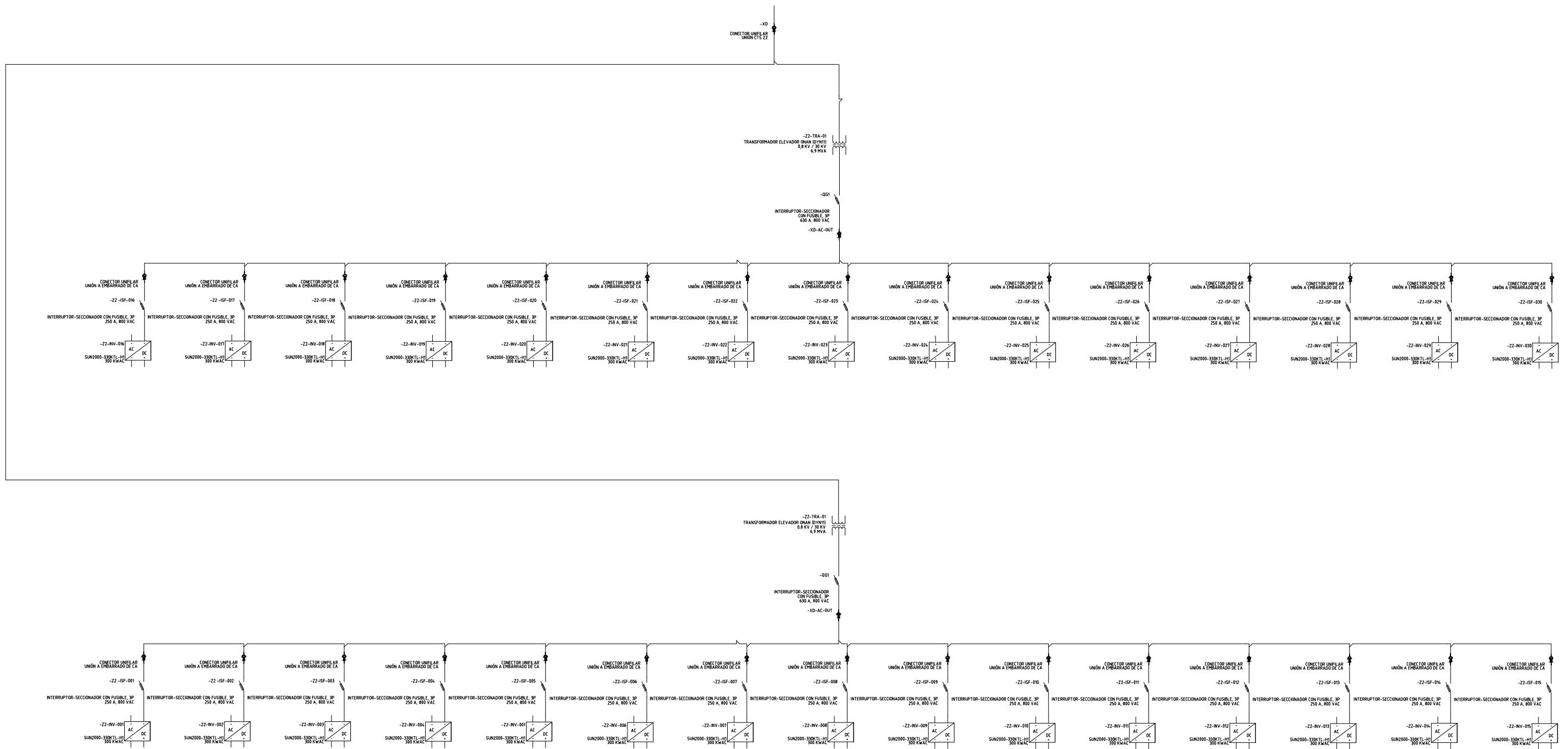
JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL



ANEXO IV – DIAGRAMAS UNIFILARES

CONFIGURACIÓN SECUNDARIA



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

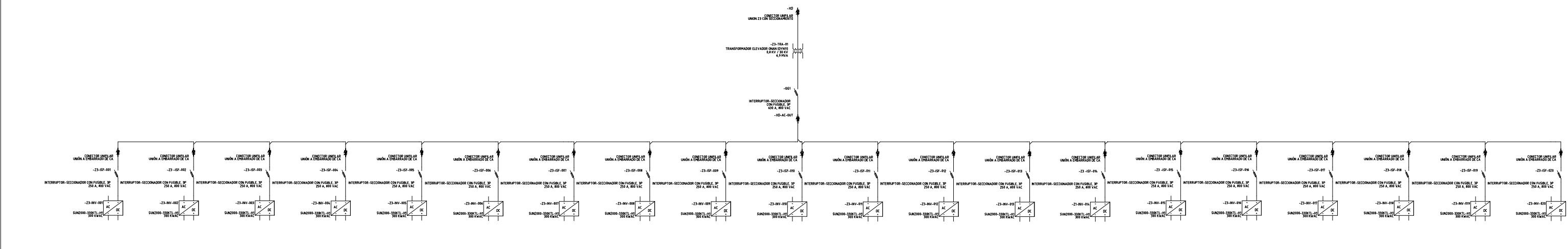
DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 2

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

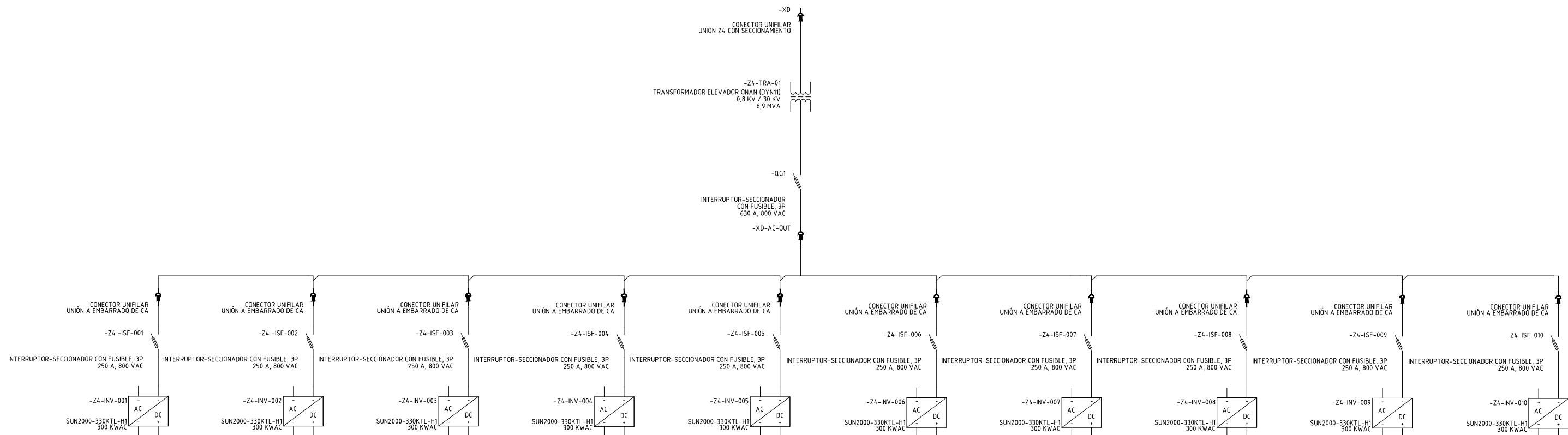
DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 3

PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 4

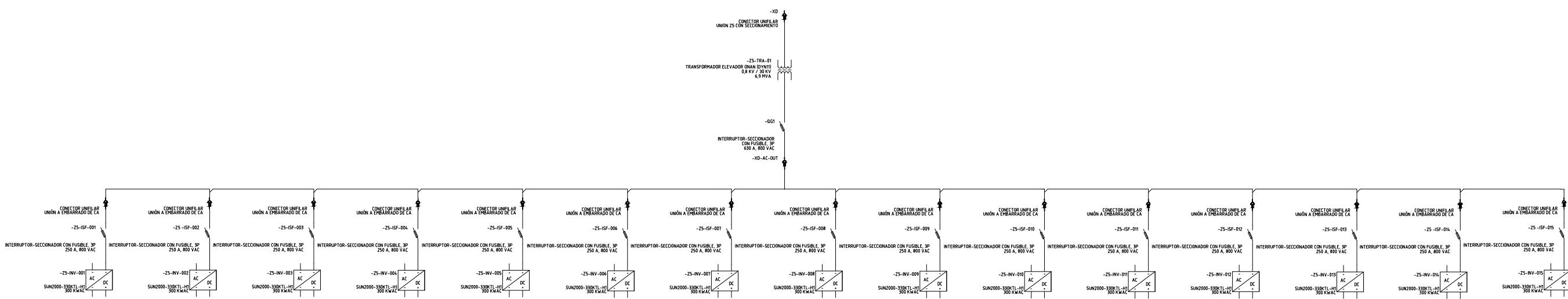
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

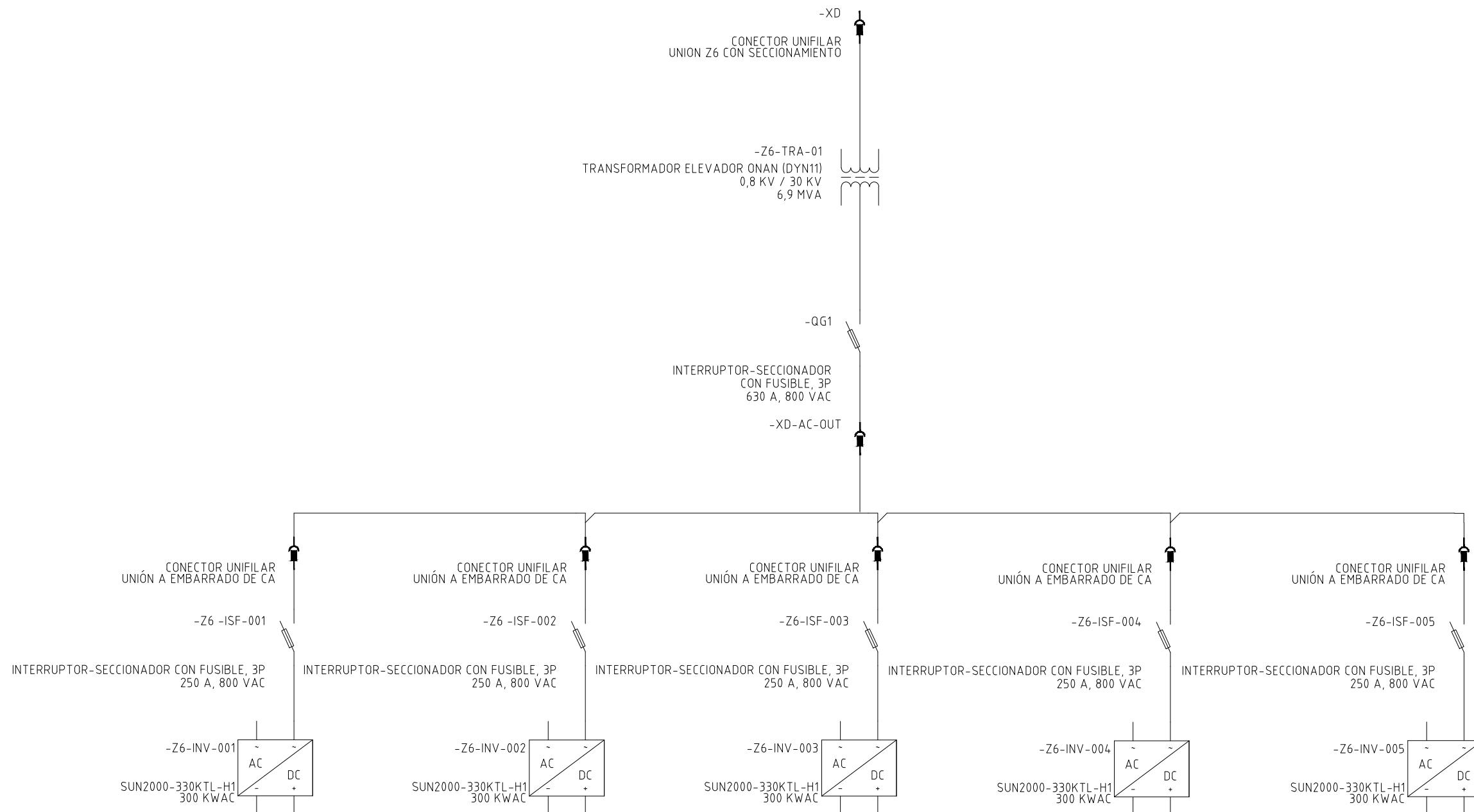
DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 5

PROYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL



PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA 6

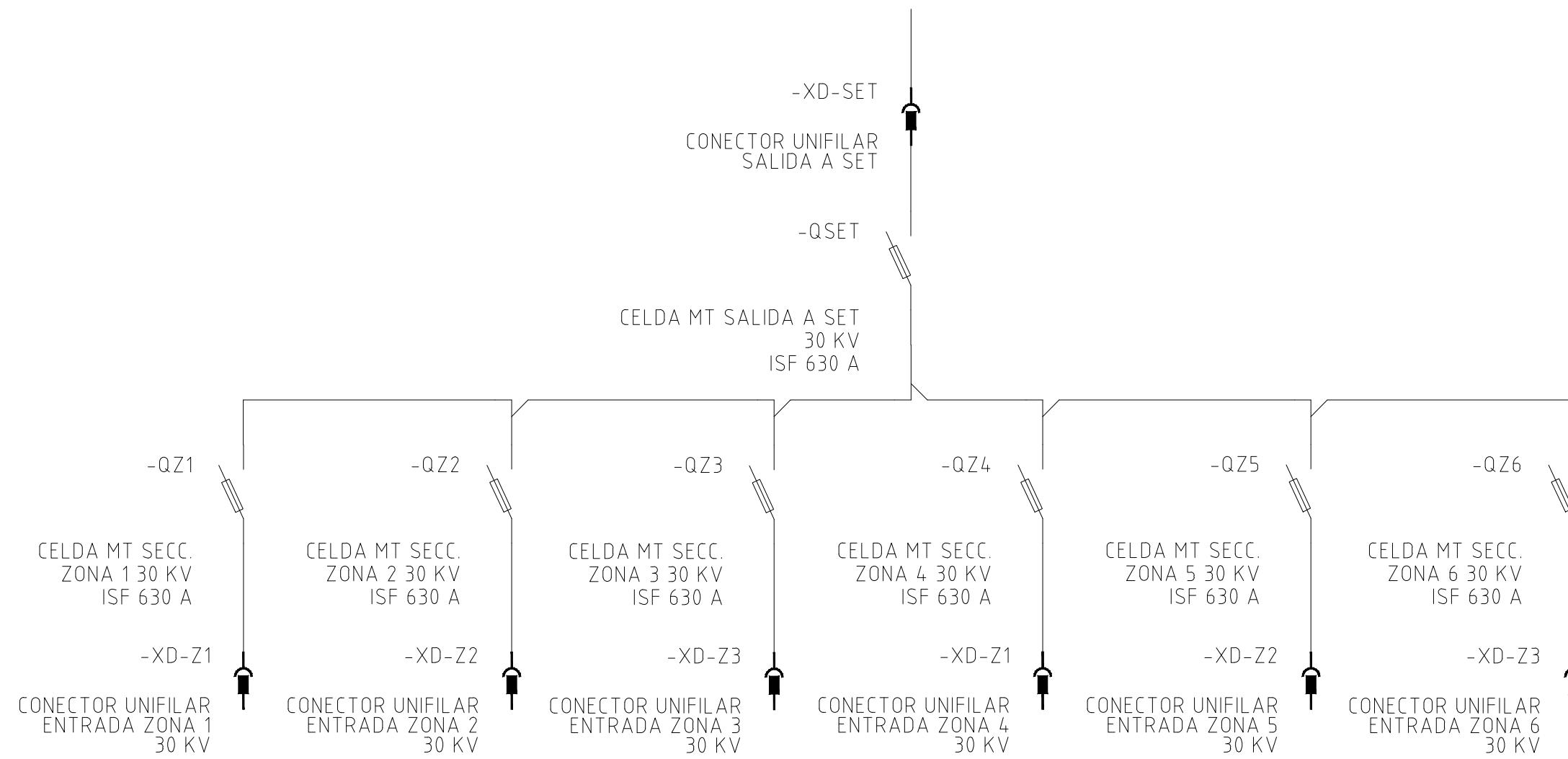
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

PLANO
DRAW

UNIFILAR CENTRO DE SECCIONAMIENTO

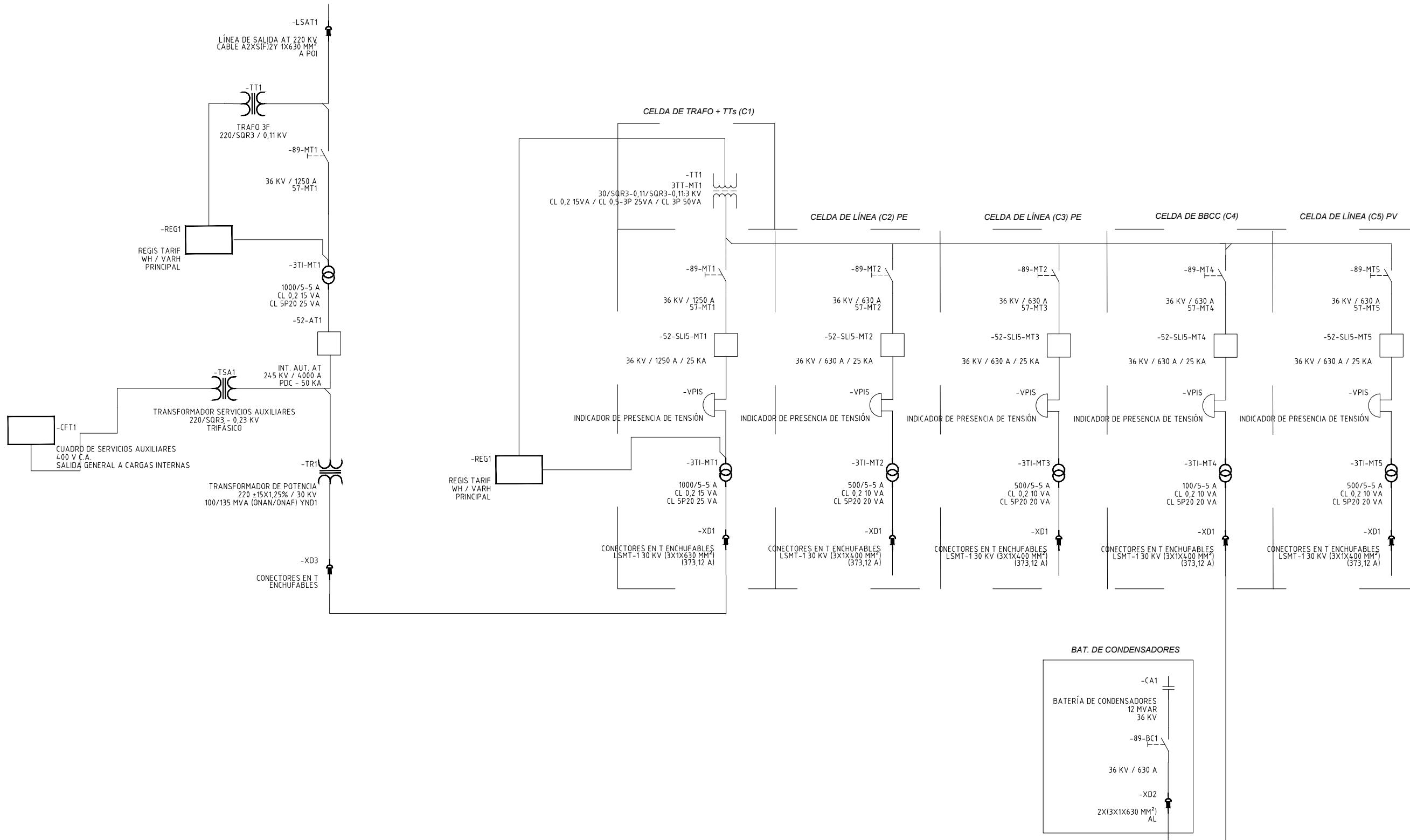
PRYECTO
PROJECT

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL





**PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN FASE:
PROJECT CONSTRUCTION PHASE:**

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA DE 28 MW PARA "PARQUE EÓLICO"

**PLANO
DRAW**

DIAGRAMA UNIFILAR SET 30/220kV

**PRYECTO
PROJECT**

TFM MII: HIBRIDACIÓN SOLAR-EÓLICA, DESARROLLO TÉCNICO

JUAN JOSÉ FERNÁNDEZ DE LUZ PADILLA

**MÁSTER EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL**



ANEXO V – REPORT PVSYST PLANTA PV

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

Tracking system with backtracking

System power: 30.74 MWp

Proyecto TFM - Spain



Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Juan José Fernández de Luz Padilla (Spain)

Project summary			
Geographical Site	Situation		Project settings
Proyecto TFM	Latitude	37.22 °(N)	Albedo
Spain	Longitude	-2.90 °(W)	0.20
	Altitude	1179 m	
	Time zone	UTC+1	
Weather data			
Proyecto TFM	Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Synthetic		

System summary							
Grid-Connected System			Tracking system with backtracking				
Orientation #1		Orientation #2		Orientation #3			
Tracking plane, tilted axis		Tracking plane, tilted axis		Tracking plane, tilted axis			
Orientation #4		Orientation #5		Orientation #6			
Tracking plane, tilted axis		Tracking plane, tilted axis		Tracking plane, tilted axis			
Near Shadings			User's needs				
According to strings : Slow (simul.)			Unlimited load (grid)				
Electrical effect							
100 %							
System information							
PV Array			Inverters				
Nb. of modules		61488 units	Nb. of units		93 units		
Pnom total		30.74 MWp	Total power		27900 kWac		
			Pnom ratio		1.10		

Results summary					
Produced Energy	69463 MWh/year	Specific production	2259 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.03 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	8
Main results	12
Loss diagram	13
Predef. graphs	14
Single-line diagram	15



Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Juan José Fernández de Izu Padilla (Spain)

General parameters		
Grid-Connected System		
Orientation #1	Tracking system with backtracking	
Tracking plane, tilted axis	Field properties	
Avg axis tilt	Nb. of trackers	2866 units
Avg axis azim.	Tracking plane, tilted axis	
Phi min / max.	Sizes	
-/+ 60 °	Tracker Spacing	12.0 m
Diffuse shading	Collector width	2.00 m
all trackers	Average GCR	16.7 %
Tracking algorithm	Backtracking limit angle	
Astronomic calculation	Phi limits	+/- 80.4 °
Backtracking activated	Backtracking parameters	
	Backtracking pitch	11.9 m
	Backtracking width	2.00 m
	Left inactive band	0.00 m
	Right inactive band	0.00 m
	Backtracking GCR	16.8 %
	Parameters choice: Automatic	
Orientation #2	Horizon	
Tracking plane, tilted axis	Free Horizon	
Avg axis tilt	Field properties	
3.1 °	Nb. of trackers	6522 units
Avg axis azim.	Tracking plane, tilted axis	
0 °	Sizes	
-/+ 60 °	Tracker Spacing	10.00 m
Diffuse shading	Collector width	2.00 m
all trackers	Average GCR	20.0 %
Tracking algorithm	Backtracking limit angle	
Astronomic calculation	Phi limits	+/- 78.5 °
Backtracking activated	Backtracking parameters	
	Backtracking pitch	9.73 m
	Backtracking width	2.00 m
	Left inactive band	0.00 m
	Right inactive band	0.00 m
	Backtracking GCR	20.5 %
	Parameters choice: Automatic	
Orientation #3	Near Shadings	
Tracking plane, tilted axis	According to strings : Slow (simul.)	
Avg axis tilt	Electrical effect	100 %
2.4 °		
Avg axis azim.		
0 °		
-/+ 60 °		
Diffuse shading		
all trackers		
Tracking algorithm	Field properties	
Astronomic calculation	Nb. of trackers	4161 units
Backtracking activated	Tracking plane, tilted axis	
	Sizes	
	Tracker Spacing	10.0 m
	Collector width	2.00 m
	Average GCR	20.0 %
	Backtracking limit angle	
	Phi limits	+/- 78.5 °
	Backtracking parameters	
	Backtracking pitch	9.90 m
	Backtracking width	2.00 m
	Left inactive band	0.00 m
	Right inactive band	0.00 m
	Backtracking GCR	20.2 %
	Parameters choice: Automatic	



PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

Juan José Fernández de luz Padilla (Spain)

General parameters			User's needs
Orientation #4			Unlimited load (grid)
Tracking plane, tilted axis			
Avg axis tilt	2.6 °		
Avg axis azim.	0 °		
Phi min / max.	-/+ 60 °		
Diffuse shading	all trackers		
Tracking algorithm			
Astronomic calculation			
Backtracking activated			
Field properties			
Nb. of trackers	2250 units		
Sizes			
Tracker Spacing	10.00 m		
Collector width	2.00 m		
Average GCR	20.0 %		
Backtracking limit angle			
Phi limits	+/- 78.5 °		
Backtracking parameters			
Backtracking pitch	9.76 m		
Backtracking width	2.00 m		
Left inactive band	0.00 m		
Right inactive band	0.00 m		
Backtracking GCR	20.5 %		
Parameters choice:Automatic			
Orientation #5			
Tracking plane, tilted axis			
Avg axis tilt	2.1 °		
Avg axis azim.	0 °		
Phi min / max.	-/+ 60 °		
Diffuse shading	all trackers		
Tracking algorithm			
Astronomic calculation			
Backtracking activated			
Field properties			
Nb. of trackers	3330 units		
Sizes			
Tracker Spacing	10.00 m		
Collector width	2.00 m		
Average GCR	20.0 %		
Backtracking limit angle			
Phi limits	+/- 78.5 °		
Backtracking parameters			
Backtracking pitch	9.81 m		
Backtracking width	2.00 m		
Left inactive band	0.00 m		
Right inactive band	0.00 m		
Backtracking GCR	20.4 %		
Parameters choice:Automatic			
Orientation #6			
Tracking plane, tilted axis			
Avg axis tilt	1.5 °		
Avg axis azim.	0 °		
Phi min / max.	-/+ 60 °		
Diffuse shading	all trackers		
Tracking algorithm			
Astronomic calculation			
Backtracking activated			
Field properties			
Nb. of trackers	1129 units		
Sizes			
Tracker Spacing	10.00 m		
Collector width	2.00 m		
Average GCR	20.0 %		
Backtracking limit angle			
Phi limits	+/- 78.5 °		
Backtracking parameters			
Backtracking pitch	9.94 m		
Backtracking width	2.00 m		
Left inactive band	0.00 m		
Right inactive band	0.00 m		
Backtracking GCR	20.1 %		
Parameters choice:Automatic			



Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Juan José Fernández de Luz Padilla (Spain)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-500-NEG18R-28-20 Vertex (Original PVsyst database)	Model	SUN2000-330KTL-H1 (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	61488 units	Number of inverters	93 units
Nominal (STC)	30.74 MWp	Total power	27900 kWac
Array #1 - PV Array			
Orientation	#1	Number of inverters	13 units
Tilt/Azimuth	4/0 °	Total power	3900 kWac
Number of PV modules	8568 units	Operating voltage	550-1500 V
Nominal (STC)	4284 kWp	Max. power (>=30°C)	330 kWac
Modules	306 string x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3976 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	861 V		
I mpp	4617 A		
Array #2 - Sub-array #2			
Orientation	#2	Number of inverters	30 units
Tilt/Azimuth	3/0 °	Total power	9000 kWac
Number of PV modules	19796 units	Operating voltage	550-1500 V
Nominal (STC)	9898 kWp	Max. power (>=30°C)	330 kWac
Modules	707 string x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	9187 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	861 V		
I mpp	10668 A		
Array #3 - Sub-array #3			
Orientation	#3	Number of inverters	20 units
Tilt/Azimuth	2/0 °	Total power	6000 kWac
Number of PV modules	13300 units	Operating voltage	550-1500 V
Nominal (STC)	6650 kWp	Max. power (>=30°C)	330 kWac
Modules	475 string x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	6172 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	861 V		
I mpp	7167 A		
Array #4 - Sub-array #4			
Orientation	#4	Number of inverters	10 units
Tilt/Azimuth	3/0 °	Total power	3000 kWac
Number of PV modules	6608 units	Operating voltage	550-1500 V
Nominal (STC)	3304 kWp	Max. power (>=30°C)	330 kWac
Modules	236 string x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3067 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	861 V		
I mpp	3561 A		



PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

Juan José Fernández de Iuz Padilla (Spain)

PV Array Characteristics

Array #5 - Sub-array #5

Orientation	#5
Tilt/Azimuth	2/0 °
Number of PV modules	9912 units
Nominal (STC)	4956 kWp
Modules	354 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	4600 kWp
U mpp	861 V
I mpp	5341 A

Number of inverters	15 units
Total power	4500 kWac
Operating voltage	550-1500 V
Max. power ($=>30^\circ\text{C}$)	330 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Power sharing within this inverter	

Array #6 - Sub-array #6

Orientation	#6
Tilt/Azimuth	2/0 °
Number of PV modules	3304 units
Nominal (STC)	1652 kWp
Modules	118 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	1533 kWp
U mpp	861 V
I mpp	1780 A

Number of inverters	5 units
Total power	1500 kWac
Operating voltage	550-1500 V
Max. power ($=>30^\circ\text{C}$)	330 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	30744 kWp
Total	61488 modules
Module area	136735 m ²

Total inverter power

Total power	27900 kWac
Max. power	30690 kWac
Number of inverters	93 units
Pnom ratio	1.10

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction	-1.3 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.1 %
---------------	-------

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

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.42 m
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #1 - PV Array

Global array res.	3.0 m
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #3 - Sub-array #3

Global array res.	2.0 m
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #2 - Sub-array #2

Global array res.	1.3 m
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #4 - Sub-array #4

Global array res.	3.9 m
Loss Fraction	1.5 % at STC



Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Juan José Fernández de Luz Padilla (Spain)

DC wiring losses

Array #5 - Sub-array #5

Global array res. 2.6 m
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sub-array #6

Global array res. 7.9 m
Loss Fraction 1.5 % at STC

PVsyst student

PVsyst student

PVsyst student



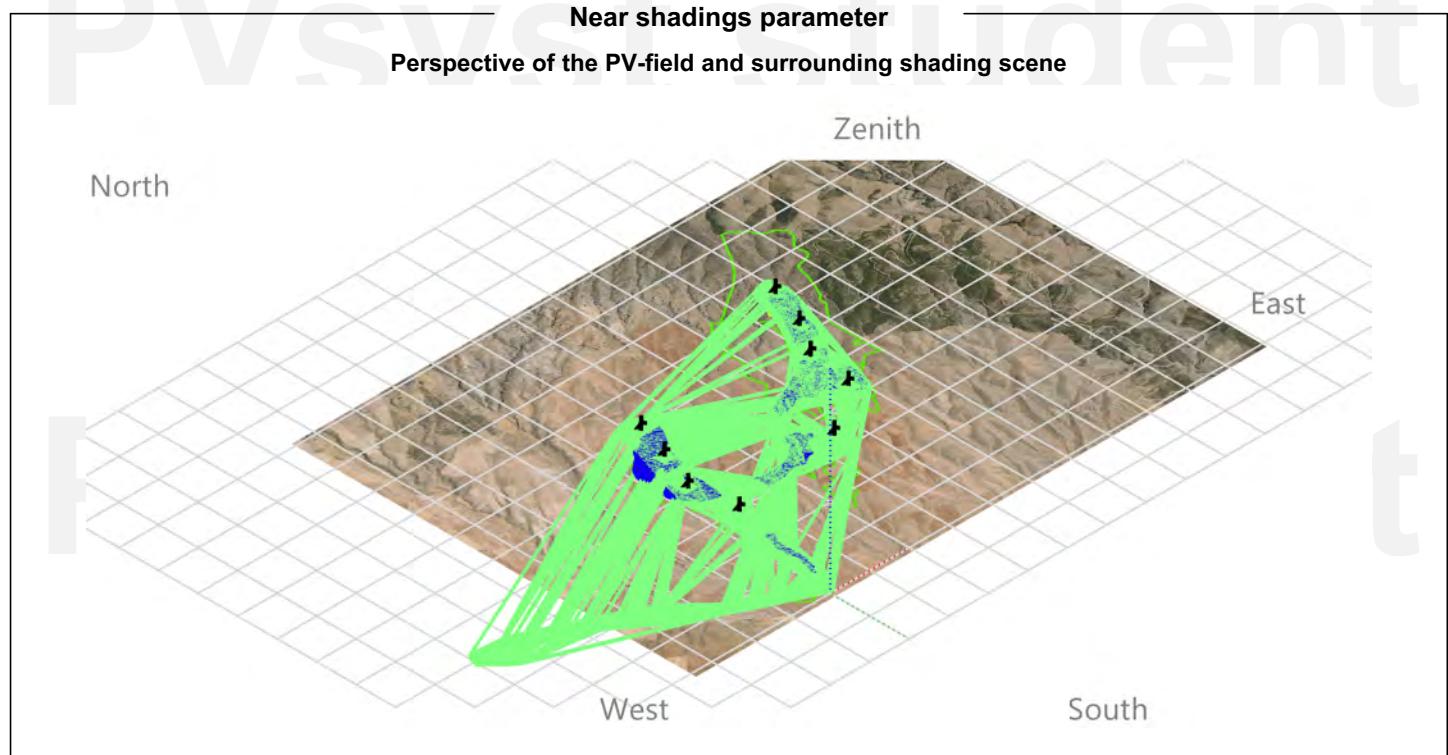
Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Juan José Fernández de Izu Padilla (Spain)



PVsyst student

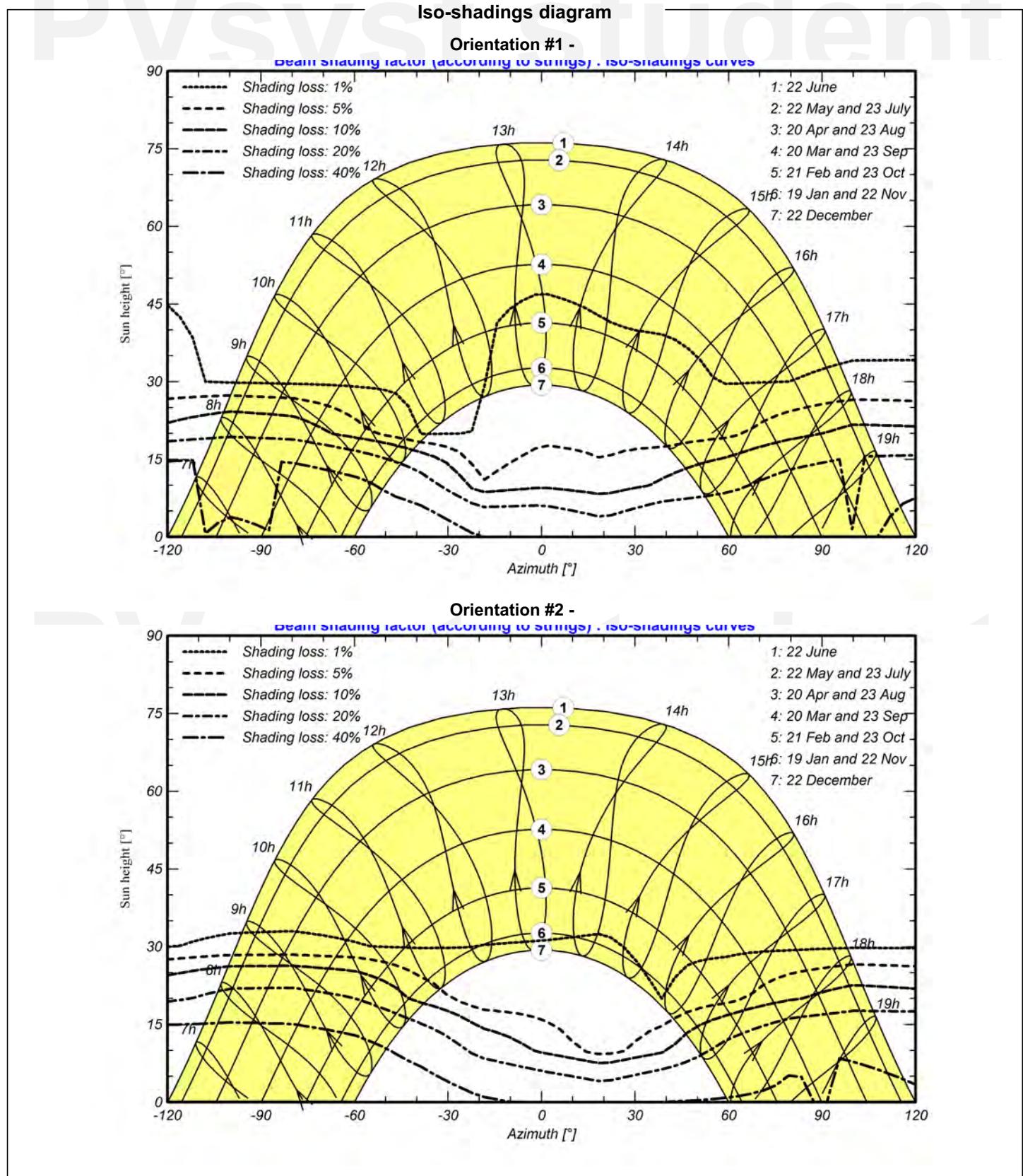
PVsyst student



PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

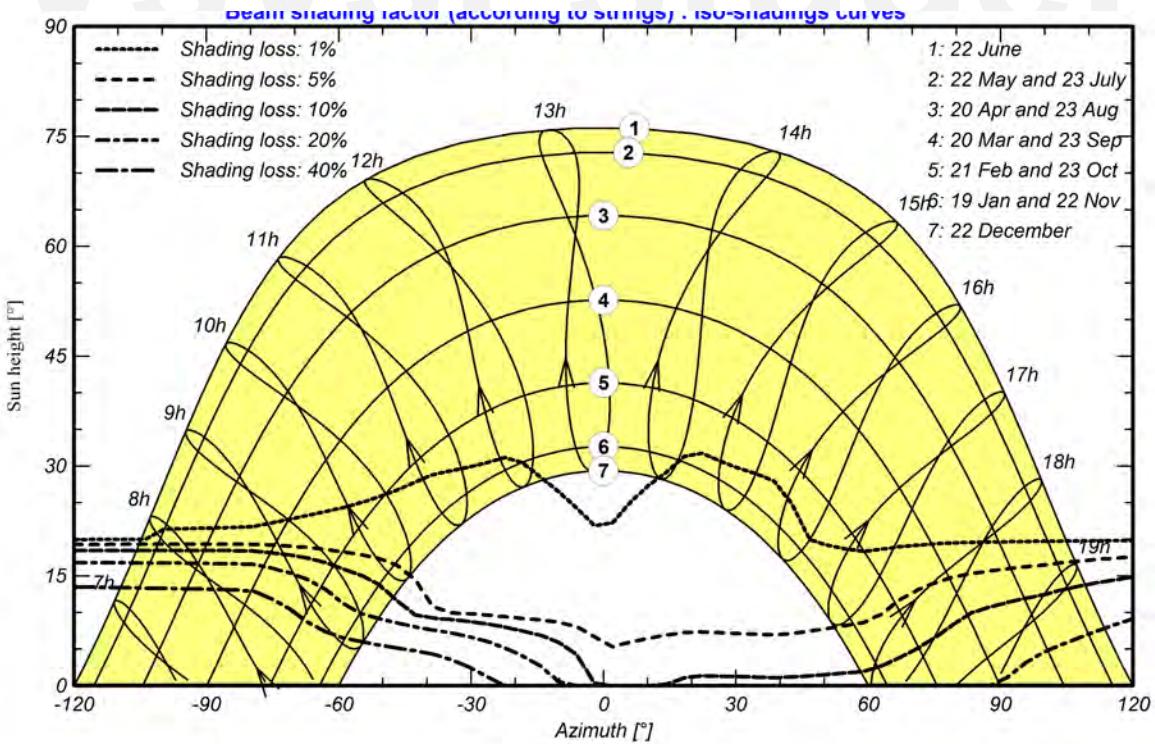
Juan José Fernández de Izu Padilla (Spain)



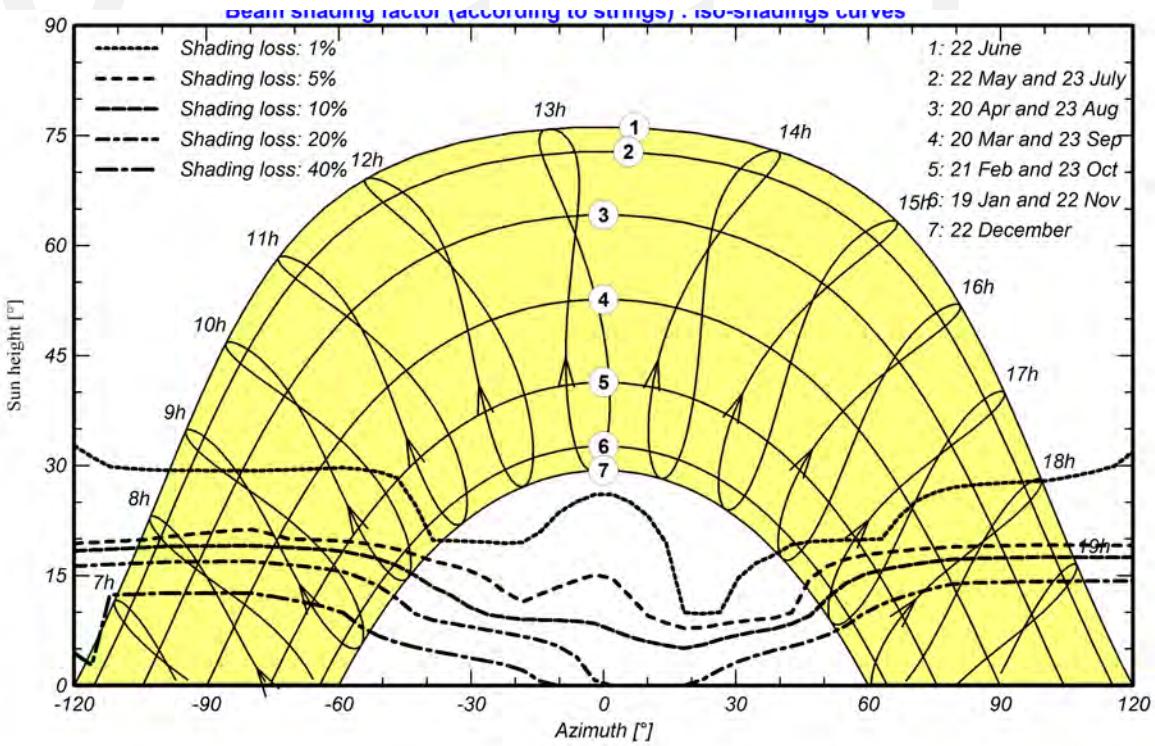


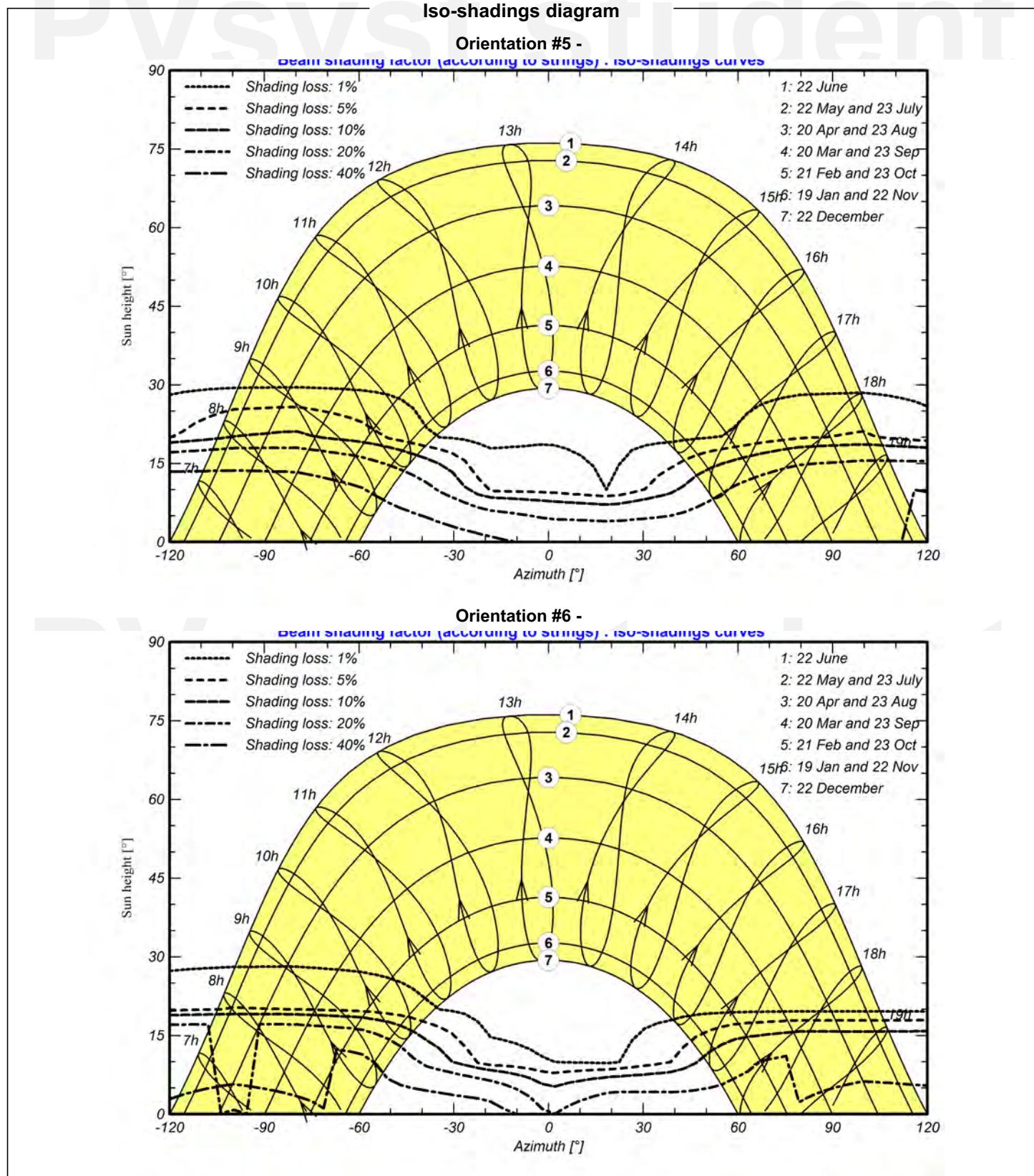
Iso-shadings diagram

Orientation #3 -



Orientation #4 -







Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Juan José Fernández de Iuz Padilla (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy

69463 MWh/year

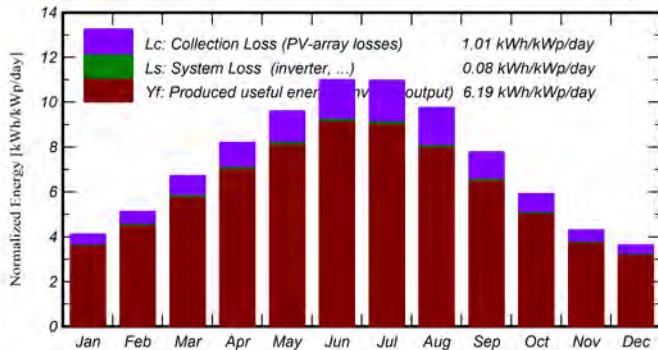
Specific production

Perf. Ratio PR

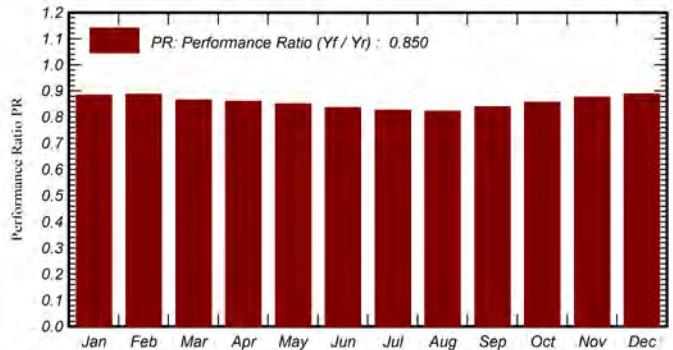
2259 kWh/kWp/year

85.03 %

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	81.8	28.79	2.91	127.9	119.5	3523	3475	0.884
February	98.7	31.93	4.63	143.6	136.4	3973	3918	0.887
March	144.0	52.19	7.96	208.5	197.9	5620	5549	0.866
April	176.8	62.50	10.85	246.5	235.2	6601	6520	0.860
May	218.3	62.37	15.48	297.7	286.6	7880	7785	0.851
June	239.0	61.22	20.94	330.1	317.9	8578	8481	0.836
July	244.3	56.57	24.07	340.3	329.0	8746	8647	0.826
August	213.8	52.83	23.61	302.7	290.9	7744	7655	0.822
September	161.5	46.53	18.27	233.7	223.3	6110	6034	0.840
October	123.9	37.82	13.47	183.8	174.4	4901	4838	0.856
November	85.7	30.39	6.77	129.1	121.0	3528	3476	0.876
December	74.4	23.80	3.66	113.0	106.1	3133	3085	0.888
Year	1862.4	546.94	12.77	2657.0	2538.2	70337	69463	0.850

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



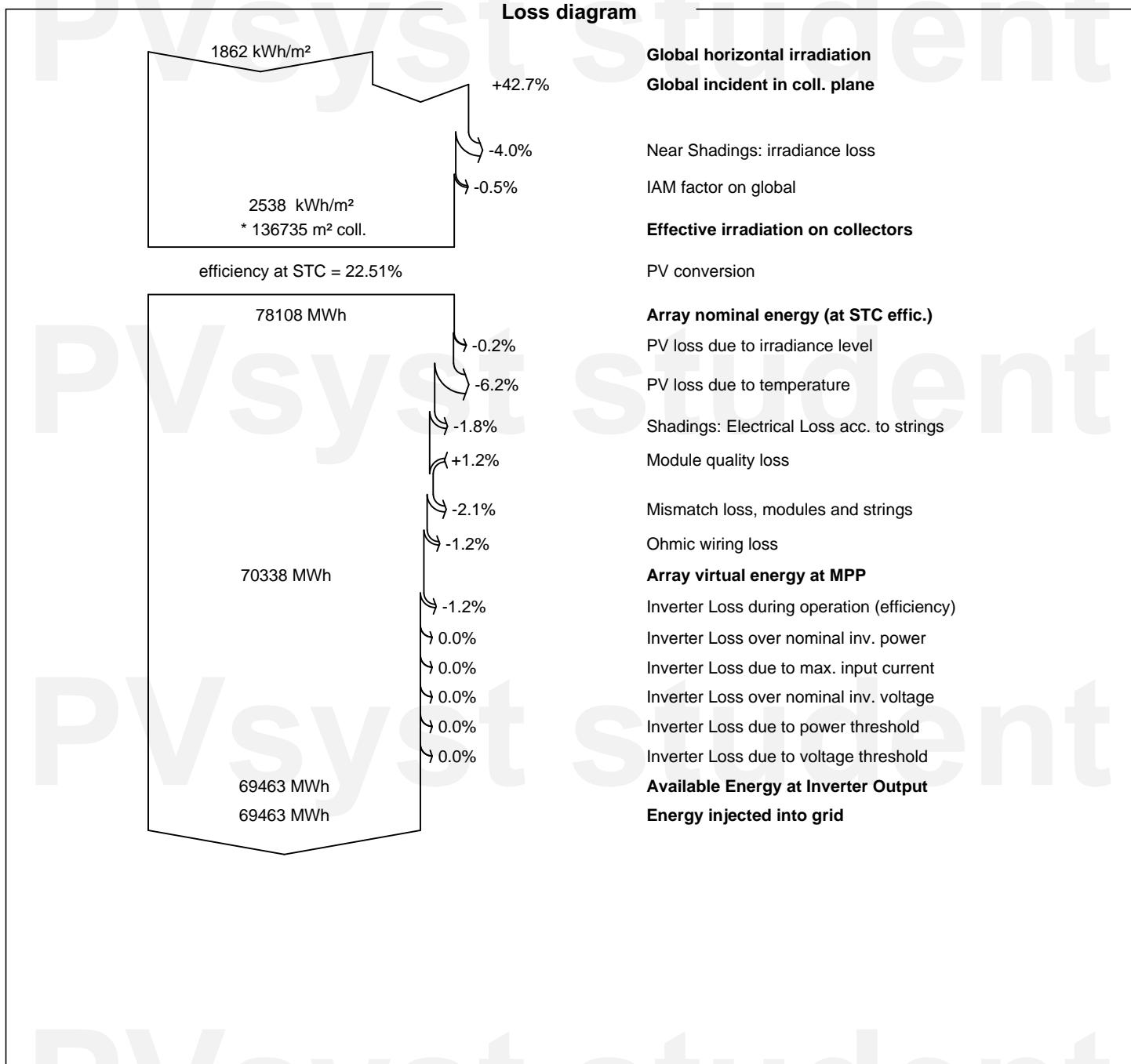
Project: Hibridacion_TFM

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

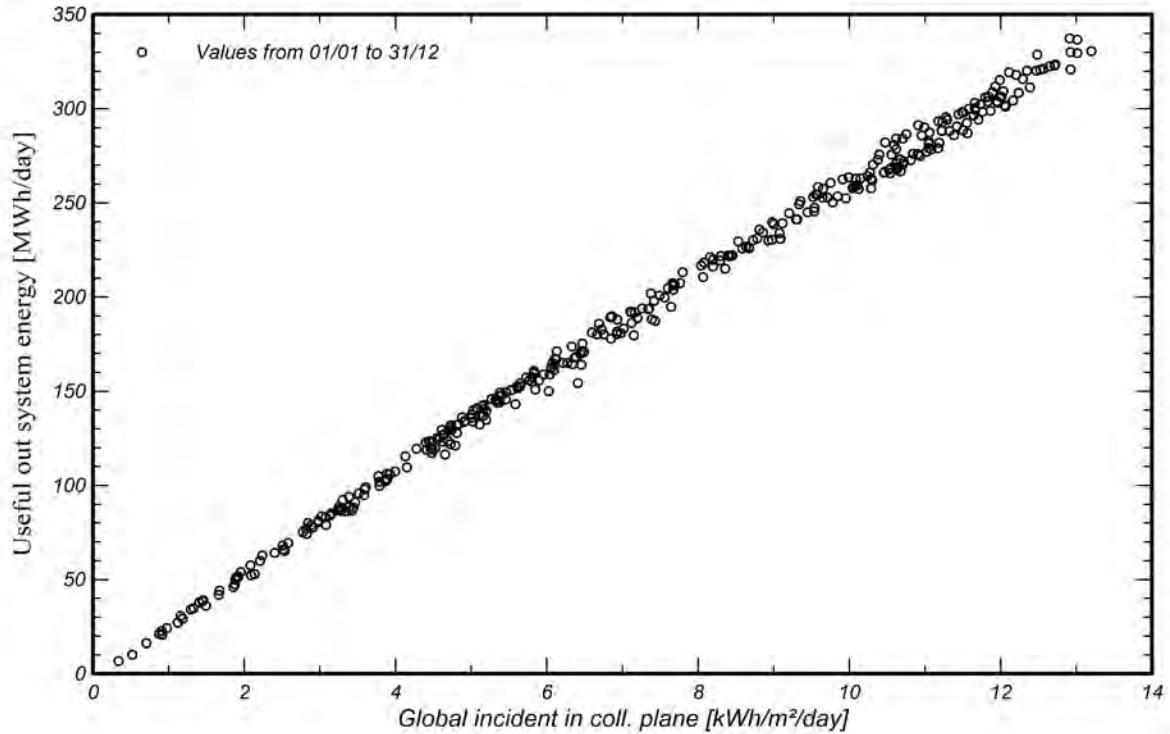
Juan José Fernández de Luz Padilla (Spain)



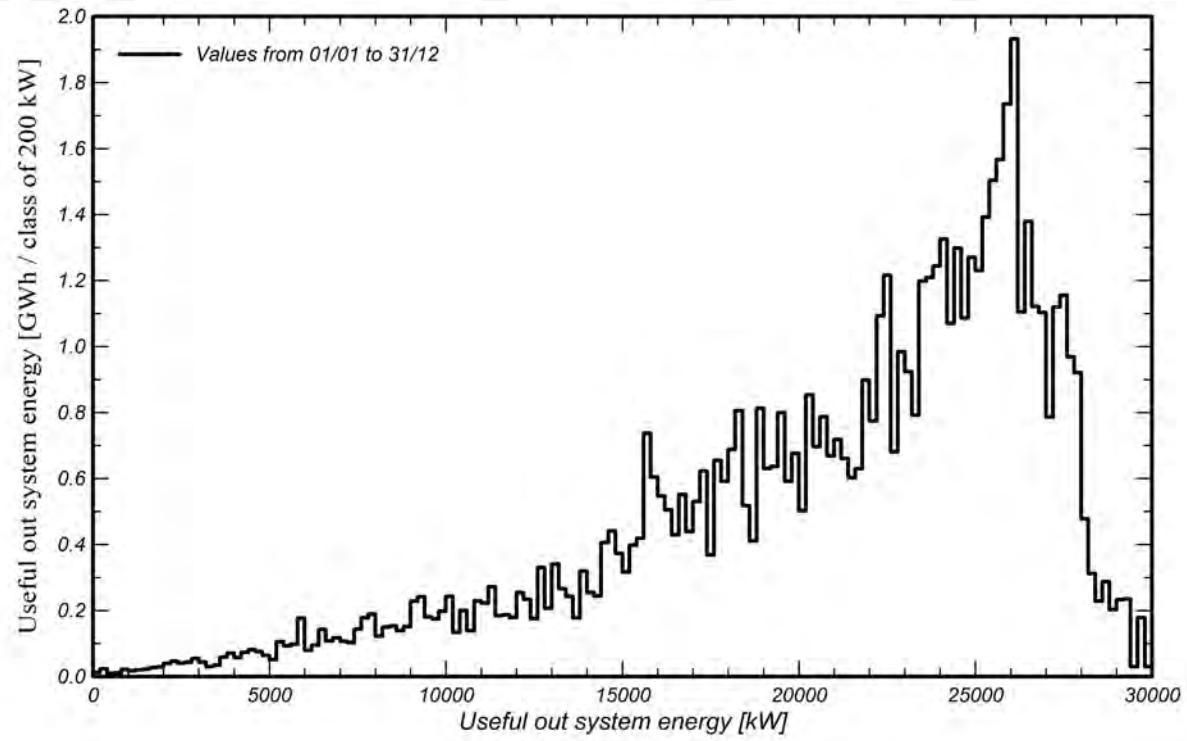


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

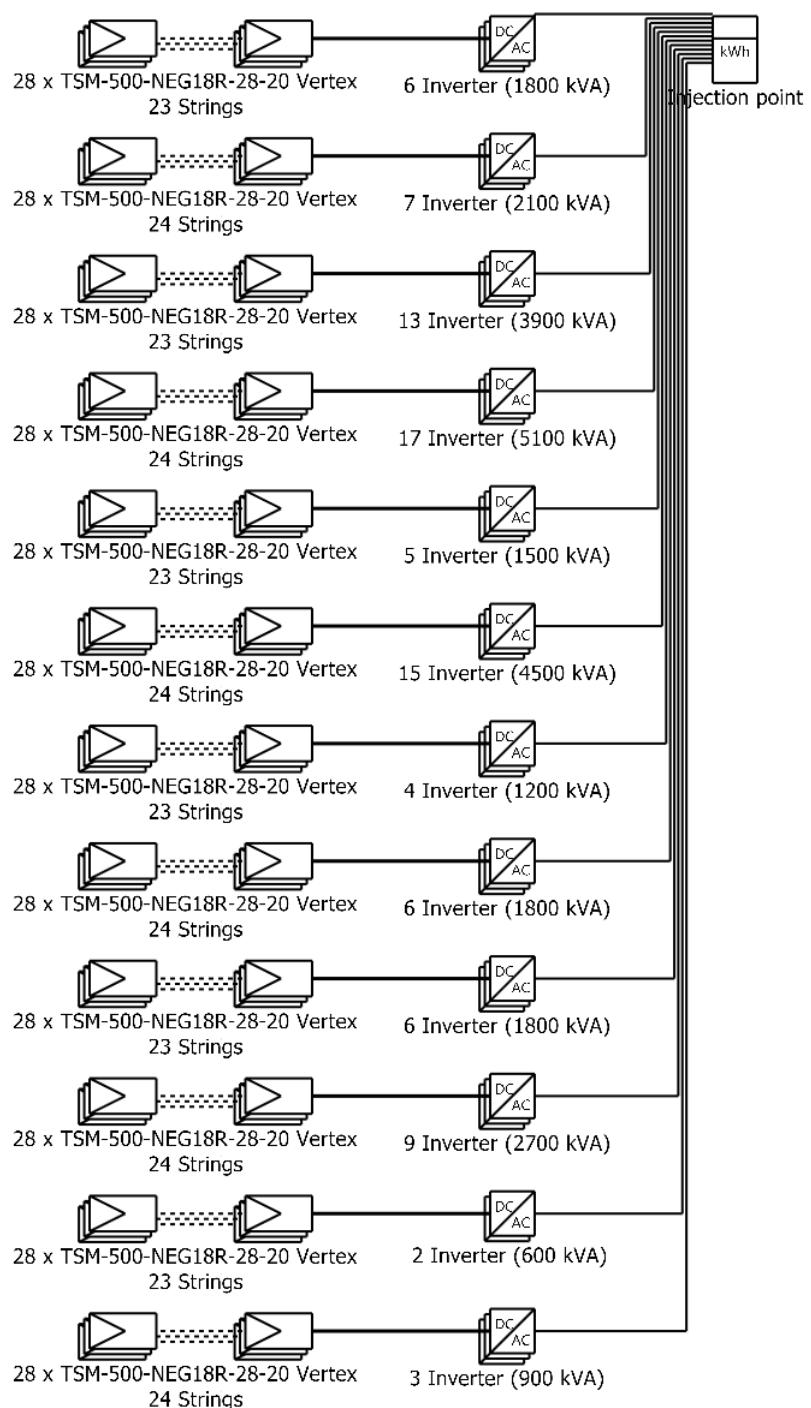




PVsyst V8.0.9

VC2, Simulation date:
11/08/25 22:40
with V8.0.9

Single-line diagram



PV module TSM-500-NEG18R-28-20 Vertex

Inverter SUN2000-330KTL-H1

String 28 x TSM-500-NEG18R-28-20 Vertex

Hibridacion_TFM

Juan José Fernández de la Luz Padilla (S)

VC2 : New simulation variant

12/08/25