



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD
TÉCNICA Y ECONÓMICA DE
UNA FÁBRICA DE
COMPONENTES
AUTOMOVILÍSTICOS**

Alumno: Pedro Sánchez Martínez

Tutor: Prof. D. Francisco José Sánchez Sutil
Dpto: Ingeniería Eléctrica

Septiembre, 2019



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don FRANCISCO JOSÉ SÁNCHEZ SUTIL , tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado:
ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA EN UNA FÁBRICA DE COMPONENTES AUTOMOVILÍSTICOS,
que presenta PEDRO SÁNCHEZ MARTÍNEZ, autoriza su presentación para defensa
y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Septiembre de 2019

El alumno:

Los tutores:

PEDRO SÁNCHEZ MARTÍNEZ

FRANCISCO JOSÉ SÁNCHEZ SUTIL

Memoria

1. INTRODUCCIÓN	12
1.1. Situación base del proyecto	12
1.2. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo	13
2. DATOS DESCRIPTIVOS	14
2.1. Situación y emplazamiento.....	14
2.2. Superficie a utilizar	15
2.3. Contrato de Suministro Eléctrico	16
3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	16
3.1. Cobertura energética de la instalación	17
3.2. Potencia óptima de la instalación	19
4. CONFIGURACIÓN DE LOS CAMPOS GENERADORES	19
5. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	21
5.1 Módulos fotovoltaicos	21
5.2. Selección inversores.....	23
5.2.1. Sistemas de monitorización	25
5.3. Cableado.....	25
5.3.1. Parte corriente continua	25
5.3.2. Parte corriente alterna.....	26
5.4. Protecciones	27
5.4.1. Protección contra sobreintensidades. Interruptores automático bipolares	28
5.4.2. Protección contra sobretensiones. Descargadores de sobretensiones.....	29
5.4.3. Seccionadores de maniobra.....	29
5.4.4. Controlador permanente de aislamiento (CPI).....	30
5.4.5. Puesta a tierra.....	31
6. ANÁLISIS FINANCIERO	31
7. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS	32
8. NORMAS Y REFERENCIAS.....	33
8.1. Normativa y disposiciones legales	33
8.2. Programas de Cálculo.....	34
8.3. Bibliografía	34

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

9. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	36
9.1. OBJETO	37
9.2. GENERALIDADES	37
9.3. DEFINICIONES	39
9.3.1. Radiación solar	39
9.3.2. Instalación.....	39
9.3.3. Módulos	41
9.3.4. Integración arquitectónica	43
9.4. DISEÑO	44
9.4.1. Diseño del generador fotovoltaico	44
9.4.2. Diseño del sistema de monitorización	46
9.4.3. Integración arquitectónica	46
9.5. COMPONENTES Y MATERIALES.....	47
9.5.1. Generalidades.....	47
9.5.2. Sistemas generadores	48
9.5.3. Estructura soporte.....	51
9.5.4. Inversores	53
9.5.5. Cableado	56
9.5.6. Conexión a red.....	57
9.5.7. Medidas	57
9.5.8. Protecciones	57
9.5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	57
9.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	58
9.5.11. Medidas de seguridad	58
9.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	59
9.7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL PREVISTA	61
9.8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.....	63
9.8.1. Generalidades.....	63

9.8.2. Programa de mantenimiento	63
9.8.3. Garantías	65

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

10. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	69
10.1. CONFIGURACIÓN DE LOS CAMPOS GENERADORES	70
10.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO	74
10.2.1. Generalidades	74
10.2.2. Criterio de caída de tensión	74
10.2.3. Intensidad admisible	75
10.2.4. De módulos a caja de conexiones MPPT	76
10.2.5. De caja de conexiones MPPT a Inversor	77
10.2.6. Desde el inversor hasta la caja de conexiones general	78
10.2.7. Desde la Caja de conexiones general al CGBT	81
10.3. CÁLCULO DE PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN	82
10.3.1. Sobreintensidades. Desconexión Automática.	82
10.3.2. Sobre tensiones	83
10.3.2. Puesta a tierra de la instalación	87

PLANOS

11. PLANOS	89
11.1. EMPLAZAMIENTO	90
11.2. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LA NAVE	91
11.3. ESQUEMA UNIFILAR	92
11.4. DISTRIBUCIÓN DE LA BANDEJA PORTACABLES	93
11.5. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA 1 Y 2 (GENERADORES A-B-C-D)	94
11.6. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA 3 Y 4 (GENERADORES E-F)	95

PRESUPUESTOS Y MEDICIONES

12. PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....	96
12.1. MEDICIONES.....	97
12.2. PRECIOS SIMPLES.....	98
12.3. JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS.....	99
12.4 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	105
12.5. RESUMEN DE PRESUPUESTO	108

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

13. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.....	109
13.1. Financiación.....	109
13.2. Análisis del flujo de caja.....	110

ANEXOS

ANEXO A: DATOS CATASTRALES.....	119
ANEXO B: HOJA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS	120
ANEXO C: HOJA TÉCNICA DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS.....	121
ANEXO D: CONEXIONADO DE CABLES.....	123
D.1. Configuración del conexionado de los subgeneradores en serie-paralelo Cubierta 1 y 2	124
D.2. Configuración del conexionado de los subgeneradores en serie-paralelo Cubierta 3 y 4	130
ANEXO E: DATOS DE CONSUMO DE ENERGÍA 2018	137
ANEXO F: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA	138
F.1. INTRODUCCIÓN.....	138
F.2. PROCEDIMIENTO	139
ANEXO G: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS	141
G.1. Objeto	141
G.2. Descripción del método.....	141
G.2.1. Obtención del perfil de obstáculos.....	141

G.2.2. Representación del perfil de obstáculos	142
G.2.4 Cálculo final	142
G.4. Distancia mínima entre filas de módulos	143
ANEXO H: IRRADIANCIA MENSUAL	145
H.1. IRRADIANCIA MES DE ENERO	145
H.2. IRRADIANCIA MES DE FEBRERO.....	146
H.3. IRRADIANCIA MES DE MARZO	147
H.4. IRRADIANCIA MES DE ABRIL	148
H.5. IRRADIANCIA MES DE MAYO	149
H.6. IRRADIANCIA MES DE JUNIO	150
H.7. IRRADIANCIA MES DE JULIO.....	151
H.8. IRRADIANCIA MES DE AGOSTO.....	152
H.9. IRRADIANCIA MES DE SEPTIEMBRE	153
H.10. IRRADIANCIA MES DE OCTUBRE	154
H.11. IRRADIANCIA MES DE NOVIEMBRE	155
H.12. IRRADIANCIA MES DE DICIEMBRE	156
ANEXO I: MODELADO EN TRES DIMENSIONES DE LA NAVE INDUSTRIAL CON LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN.....	157

Tablas

Tabla 1. Denominación de las cubiertas a emplazar la instalación fotovoltaica.	15
Tabla 2. Potencia contratada con la tarifa 6.1.A	16
Tabla 3. Consumos mensuales frente a simulación de energía generada con una instalación de 520 KW.	18
Tabla 4. Principales características generadores A,B,C y D.	19
Tabla 5. Principales características generadores E y F.	20
Tabla 6. Configuración del campo generador en la Cubierta 1.	20
Tabla 7. Configuración del campo generador en la Cubierta 2.	20
Tabla 8. Configuración del campo generador en la Cubierta 3	21
Tabla 9. Configuración del campo generador en la Cubierta 4.	21
Tabla 10. Especificaciones normalizadas del módulo fotovoltaico SunForte PM096B00 (BenQ Solar)	22
Tabla 11. Dimensiones físicas del módulo fotovoltaico SunForte PM096B00 (BenQ Solar) .	22
Tabla 12. Especificaciones técnicas del inversor ABB PVS-100-TL.	24
Tabla 13. Especificaciones técnicas del inversor HUAWEI Sun2000-60-KTL.....	25
Tabla 14. Hipótesis comunes para el análisis de proyectos fotovoltaicos.	32
Tabla 15. Margen máximo de pérdidas por orientación, inclinación y sombras.	45

Tabla 16. Características del Módulo BenQ SunForte PM096B00	70
Tabla 17. Rangos del inversor ABB PVS 100 TL.....	70
Tabla 18. Rangos del inversor HUAWEI Sun2000 60 TL.....	70
Tabla 19. Comprobación del cumplimiento de criterios para el diseño del generador A-B-C-D.	72
Tabla 20. Comprobación del cumplimiento de criterios para el diseño del generador E-F. ...	72
Tabla 21. Caídas de tensión para cables de 0,6/1 KV.	75
Tabla 22. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde los módulos hasta la caja de conexiones MPPT para el generador A-B-C-D.	77
Tabla 23. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde los módulos hasta la caja de conexiones MPPT para el generador E-F.	77
Tabla 24. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde la caja de conexiones MPPT hasta los inversores para el generador A-B-C-D.....	78
Tabla 25. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde la caja de conexiones MPPT hasta los inversores para el generador E-F.	78
Tabla 26. Caída de tensión reglamentaria en función de la parte de instalación.	79
Tabla 27. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde inversores de 100 KW hasta la caja de conexiones general.....	80
Tabla 28. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde inversores de 60 KW hasta la caja de conexiones general.	80
Tabla 29. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde la caja de conexiones general hasta el CGBT.	82
Tabla 30. Clasificación de los valores a determinar de tensión soportada (kV). Fuente: ITC-REBT-23.	85
Tabla 31. Sección mínima del cableado de protección.	87
Tabla 32. Factores claves para la financiación.	109
Tabla 33. Cuota anual para los períodos de deuda.	110
Tabla 34. Flujo de caja acumulado.	115
Tabla 35. Cantidad de energía consumida 2018.	137
Tabla 36. Factor k en función de la latitud.	143
Tabla 37. Datos de radiación correspondientes al mes de enero.	145
Tabla 38. Datos de radiación correspondientes al mes de febrero.	146
Tabla 39. Datos de radiación correspondientes al mes de marzo.....	147
Tabla 40. Datos de radiación correspondientes al mes de abril.....	148
Tabla 41. Datos de radiación correspondientes al mes de mayo.....	149
Tabla 42. Datos de radiación correspondientes al mes de junio.....	150
Tabla 43. Datos de radiación correspondientes al mes de julio.....	151
Tabla 44. Datos de radiación correspondientes al mes de agosto.....	152
Tabla 45. Datos de radiación correspondientes al mes de septiembre.....	153
Tabla 46. Datos de radiación correspondientes al mes de octubre.....	154
Tabla 47. Datos de radiación correspondientes al mes de noviembre.....	155
Tabla 48. Datos de radiación correspondientes al mes de diciembre.....	156

Ilustraciones

Ilustración 1. Vista en tres dimensiones de la nave industrial con el montaje propuesto de la instalación fotovoltaica.	15
Ilustración 2. Bandeja portacables perforada.....	26
Ilustración 3. Cable Afumex Class1000 V Cu.	27
Ilustración 4. Comprobación de la idoneidad de la configuración con PVSol del Generador A-B-C-D.	73
Ilustración 5. Comprobación de la idoneidad de la configuración con PVSol del Generador E-F.....	73
Ilustración 6. Clasificación de la frecuencia de tormentas eléctricas en las provincias de España.....	84
Ilustración 7. Hoja técnica del descargador de sobretensiones DG YPV SCI 1000	86
Ilustración 8. Flujo de Caja hasta el año 16.	111
Ilustración 9. Flujo de Caja hasta el final del proyecto.	112
Ilustración 10. Ejemplo denominación de módulos.	123
Ilustración 11. Parte 1 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2	124
Ilustración 12. Parte 2 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.	125
Ilustración 13. Parte 3 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.	126
Ilustración 14. Parte 4 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.	127
Ilustración 15. Parte 5 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.	128
Ilustración 16. Parte 6 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.	129
Ilustración 17. Parte 1 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.	130
Ilustración 18. Parte 2 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.	131
Ilustración 19. Parte 3 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.	132
Ilustración 20. Parte 4 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.	133
Ilustración 21. Parte 5 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.	134
Ilustración 22. Parte 6 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4	135
Ilustración 23. Parte 7 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.	136
Ilustración 24. Demostración ángulo Azimut.....	138
Ilustración 25. Demostración ángulo de inclinación.	138
Ilustración 26. Pérdidas por orientación e inclinación.	140
Ilustración 27. Perfil de Obstáculos.	142
Ilustración 28. Representación en tres dimensiones de la distancia entre filas en la cubierta 1.....	144
Ilustración 29. Sección transversal de la nave con la instalación propuesta.	157
Ilustración 30. Vistas de la cubierta 2 y 3.....	158
Ilustración 31. Vistas de la nave desde la orientación Oeste.	159
Ilustración 32. Perspectiva general de la instalación propuesta.....	160

MEMORIA

Memoria

1. INTRODUCCIÓN	12
1.1. Situación base del proyecto	12
1.2. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo	13
2. DATOS DESCRIPTIVOS	14
2.1. Situación y emplazamiento.....	14
2.2. Superficie a utilizar	15
2.3. Contrato de Suministro Eléctrico	16
3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	16
3.1. Cobertura energética de la instalación	17
3.2. Potencia óptima de la instalación	19
4. CONFIGURACIÓN DE LOS CAMPOS GENERADORES	19
5. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	21
5.1 Módulos fotovoltaicos	21
5.2. Selección inversores.....	23
5.2.1. Sistemas de monitorización	25
5.3. Cableado.....	25
5.3.1. Parte corriente continua	25
5.3.2. Parte corriente alterna.....	26
5.4. Protecciones	27
5.4.1. Protección contra sobreintensidades. Interruptores automático bipolares	28
5.4.2. Protección contra sobretensiones. Descargadores de sobretensiones.....	29
5.4.3. Seccionadores de maniobra.....	29
5.4.4. Controlador permanente de aislamiento (CPI).....	30
5.4.5. Puesta a tierra.....	31
6. ANÁLISIS FINANCIERO	31
7. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS	32
8. NORMAS Y REFERENCIAS	33
8.1. Normativa y disposiciones legales	33
8.2. Programas de Cálculo.....	34
8.3. Bibliografía	34

1. INTRODUCCIÓN

Para una industria, uno de los costes más importantes asociados con la producción es el relativo a la energía. En los últimos años cada vez se está viendo más corroborada la evidencia de que es necesario un cambio en el modelo energético que abarque beneficios medioambientales, sociales y también económicos. La industria se está sometiendo a un cambio en el papel que asumía dentro del campo energético, pasando de ser un simple consumidor a convertirse partícipe y responsable de las fuentes que abastecen su consumo energético.

Este cambio de roles de los que se puede beneficiar la industria ha sido ocasionado entre otras circunstancias por el desarrollo y disminución de manera vertiginosa en los últimos años del coste de la energía solar fotovoltaica. Esta tecnología permite actualmente a la propia industria abastecer parte de su consumo energético con la energía que ellos mismos pueden llegar a producir gracias a la energía de origen fotovoltaico que puede llegar a generar una instalación aprovechando superficies que anteriormente no eran utilizadas como puede ser la cubierta de una nave industrial.

1.1. Situación base del proyecto

Si describimos la situación inicial de la que parte el proyecto hay que describir una fábrica destinada a la producción de componentes automovilísticos a la cual el 100% de su consumo de energía eléctrica es suministrado a través de una empresa comercializadora.

Con este estudio se pretende analizar la viabilidad económica y beneficios asociados a fomentar el autoabastecimiento energético, en el caso de este cliente en particular decida llevar a cabo una instalación de energía solar fotovoltaica aprovechando la cubierta de la nave industrial de su propiedad. Junto a este estudio se tiene como objetivo realizar distintas propuestas relacionadas con la modificación de los hábitos de consumo del cliente optimizando la situación en el supuesto de una realización final del proyecto a estudiar.

1.2. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo

En la actualidad es posible que cualquier consumidor pueda generar su propia energía eléctrica utilizando instalaciones de energía solar fotovoltaicas. **Estas instalaciones generadoras pueden ser conectadas a la red interior de un consumidor.**

Las condiciones técnicas y económicas del autoconsumo han quedado actualizadas en el reciente **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Así, las instalaciones para autoconsumo instantáneo permiten disponer de una instalación de generación de electricidad propia, de forma que se pueda autoconsumir la energía generada por nuestra instalación en los momentos en los que tenemos consumo en nuestros hogares, edificios e industrias.

El autoconsumo supone grandes ventajas para el consumidor, entre las que podemos destacar:

- Ahorro económico y un ahorro energético con una inversión amortizable por ahorros.
- Reducción impacto en los costes fijos de producción que provocan los incrementos del precio de la electricidad.
- Reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Para el presente estudio, se establecerá la modalidad de “*AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES*” tipificada en el decreto anteriormente mencionado; los factores que

justifican la elección de esta modalidad como la más oportuna para este proyecto en particular son:

- Se abstiene al consumidor de la necesidad de tramitar permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.
- Se simplifica el punto de enlace con el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) propio del cliente; al no exigirse los requisitos de interconexión del suministrador eléctrico de la región.

Sin embargo, en esta modalidad hay que garantizar otros aspectos:

- El vertido de los excedentes de la energía generada debe de ser nulo.
- El titular del punto de suministro será el consumidor, el cual también será el titular de las instalaciones de generación conectadas a red.

2. DATOS DESCRIPTIVOS

2.1. Situación y emplazamiento

El Proyecto a estudiar se ubica en una nave industrial propiedad de GESTAMP AUTOMOCIÓN dedicada a la fabricación de componentes automovilísticos procedente de la provincia de Jaén, en Polígono Industrial Los Rubiales, Mina San Diego, 23700 Linares, España.

Sus coordenadas corresponden a la zona UTM 30-S con las siguientes características:

X UTM= 444228.676 m

Y UTM: 4216637.528 m

Altitud: 421 metros.

2.2. Superficie a utilizar

El lugar donde se emplazará la instalación será sobre la cubierta de la nave industrial. La nave industrial está dividida en tres zonas, de las cuales las superficies a utilizar para la instalación de los módulos fotovoltaicos serán las orientadas a la vertiente Sur, exceptuando la parte central de la nave industrial. Esta descripción queda complementada con las siguientes ilustraciones de la nave.



Ilustración 1. Vista en tres dimensiones de la nave industrial con el montaje propuesto de la instalación fotovoltaica.

Como se puede observar en la ilustración correspondiente a la vista en 3D de la nave industrial, las cubiertas a utilizar orientadas a la vertiente sur cuentan con dos inclinaciones distintas. Por lo que se pasará a **denominar Cubierta 1 y Cubierta 2** a las dos cubiertas simétricas más grandes que poseen 20° de inclinación; y **Cubierta 3 y Cubierta 4** a las dos cubiertas simétricas de dimensiones menores que cuentan con una inclinación de 40°.

Queda resumido en la siguiente tabla:

Denominación	Ángulo de inclinación de la cubierta (β°)	Superficie de la cubierta (m ²)
Cubierta 1	20°	2.124
Cubierta 2	20°	2.124
Cubierta 3	40°	710
Cubierta 4	40°	710

Tabla 1. Denominación de las cubiertas a emplazar la instalación fotovoltaica.

2.3. Contrato de Suministro Eléctrico

La modalidad de tarifa a la que se acoge la fábrica corresponde con la Tarifa 6.1.A con una tensión de servicio suministrada por ENDESA de 25 KV, la cual es adaptada en el Centro de Transformación propio para el correcto funcionamiento de la maquinaria que trabaja en el rango de 400V.

Cuenta con una potencia contratada en P6 de 900 KW, y de 750 KW para los períodos P1,P2,P3,P4 y P5. Tras realizar una comprobación de la adecuación de la tarifa contratada con el perfil de consumo de la fábrica; hay que concluir que **la tarifa está correctamente dimensionada** desde la situación de origen del proyecto.

Período	Potencia Contratada
P1	750 KW
P2	750 KW
P3	750 KW
P4	750 KW
P5	750 KW
P6	900 KW

Tabla 2. Potencia contratada con la tarifa 6.1.A

Además, cabe destacar que la empresa se acoge a la *Reducción del ISE*; una reducción del 85% del impuesto eléctrico destinado a los clientes que destinan el uso de la energía a procesos metalúrgicos. (Boletín Oficial del Estado, 2014)

3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Para realizar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica de manera optimizada necesitamos tener en cuenta una serie de factores restrictivos:

- Consumo eléctrico horario como mínimo relativo al período de un año, en este caso el perteneciente al año 2018.
- La potencia total de la instalación no puede superar a la mínima potencia contratada, que son 750 KW.

- La potencia total de la instalación está restringida a la superficie disponible en el emplazamiento sometido a estudio. En este particular será la superficie correspondiente a la Cubierta 1, 2, 3 y 4.

3.1. Cobertura energética de la instalación

En primer lugar, realizamos un análisis de la cobertura energética diaria alcanzada en el supuesto de realizar una instalación con el máximo de capacidad de potencia fotovoltaica que nos permiten las condiciones iniciales; esto es, aplicando la mayor restricción en nuestro proyecto, que en este caso corresponde a la **superficie disponible** para la ubicación de los módulos fotovoltaicos. Para esta restricción la mayor capacidad de potencia a instalar es de **520 KW**.

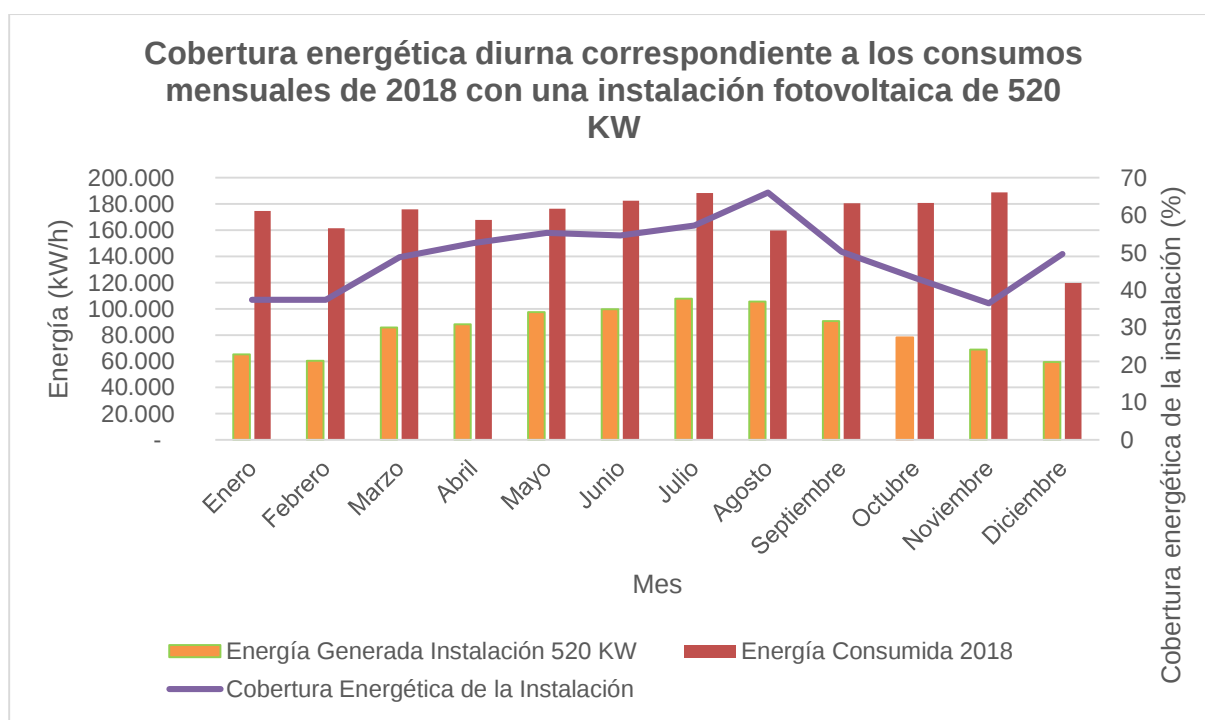
Si el análisis mostrara que hay excedentes en la producción de energía buscaríamos optimizar la dimensión de la instalación, pero en nuestra situación no encontramos ningún mes a lo largo de todo el año que se genere el 100% de la energía consumida. Además, hay que tener en cuenta que la fábrica produce tanto en fin de semana como en festivos, por lo que con estos hábitos de consumo podemos concluir que resulta **innecesario el almacenamiento energético** a través de baterías que complementen la instalación.

El tipo de instalación que maximizaría los beneficios sería aquella clasificada en el artículo 4 del R.D. 244/2019 (Ministerio de Transición Ecológica, 2019) como *“MODALIDAD DE SUMINISTRO CON AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES”*

En la siguiente tabla se describe el consumo energético mensual del año 2018 junto a la energía que generaría una instalación de 520 KW localizada en Linares, estos datos han podido ser extraídos gracias a la utilización del programa de simulación PVSYST.

Mes	Energía Consumida DIURNA (kW/h)	Energía Generada con 520 kW (kW/h)	Cobertura Energética DIURNA %
Enero	174.800	65.395	37,4113272
Febrero	161.458	60.402	37,4103482
Marzo	175.840	85.834	48,8136943
Abril	167.875	88.224	52,5533879
Mayo	176.333	97.552	55,3225999
Junio	182.451	99.707	54,6486454
Julio	188.300	107.800	57,2490706
Agosto	159.727	105.500	66,0501982
Septiembre	180.531	90.747	50,2667132
Octubre	180.722	78.162	43,2498534
Noviembre	188.825	68.875	36,4755726
Diciembre	119.792	59.450	49,627688
TOTAL	2.056.654	1.007.648	48,9945319

Tabla 3. Consumos mensuales frente a simulación de energía generada con una instalación de 520 KW.



Gráfica 1. Cobertura energética diaria de una instalación de 520 KW.

Cabe mencionar que el mes con mayor cobertura energética diaria corresponde a agosto, mes en el cual se recibe una de las mayores irradiancias anuales y que coincide con uno de los meses de menores consumos energéticos anuales.

3.2. Potencia óptima de la instalación

Por lo consiguiente, podemos concluir que la potencia óptima a instalar en este proyecto es la correspondiente a la máxima superficie disponible, lo que equivale a una instalación de 520 KW.

4. CONFIGURACIÓN DE LOS CAMPOS GENERADORES

Una vez descritas las particularidades del proyecto se describe la configuración y equipo elegido en esta instalación.

Para las Cubiertas 1 y 2, se instalarán dos inversores por cubierta lo que hará un total de 4 campos generadores con idéntica configuración que se denominarán Generador A,B,C y D; los cuáles cuentan con la siguiente configuración:

CONFIGURACIÓN GENERADOR A-B-C-D		
FACTORES	VALORES	UNIDADES
Voc	778,8	V
Isc	169,52	A
Vmax	795	V
I _{max}	157,04	A
P _{max}	102,96	KW
INVERSOR ABB PVS 100 TL		

Tabla 4. Principales características generadores A,B,C y D.

Para las Cubiertas 3 y 4, se instalarán un inversor por cubierta lo que hará un total de 2 campos generadores con idéntica configuración que se denominarán Generador E y F; los cuáles cuentan con la siguiente configuración:

CONFIGURACIÓN GENERADOR E-F		
FACTORES	VALORES	UNIDADES
Voc	843,7	V
Isc	97,8	A
Vmax	861,25	V
Imax	90,6	A
Pmax	64,35	KW
INVERSOR HUAWEI Sun2000 60 ktl		

Tabla 5. Principales características generadores E y F.

Profundizando en la configuración de los distintos sistemas, se ha optado por los siguientes diseños en el conexionado en serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos con sus respectivas conexiones MPPT:

CONFIGURACIÓN CUBIERTA 1			
MPPT	Np	Ns	Módulos
1	5	12	60
2	5	12	60
3	5	12	60
4	4	12	48
5	4	12	48
6	3	12	36
Total Módulos			312 x 2
Total Potencia			205,92 KW
2 x INVERSOR ABB PVS 100 TL			

Tabla 6. Configuración del campo generador en la Cubierta 1.

CONFIGURACIÓN CUBIERTA 2			
MPPT	Np	Ns	Módulos
1	5	12	60
2	5	12	60
3	5	12	60
4	4	12	48
5	4	12	48
6	3	12	36
Total Módulos			312 x 2
Total Potencia			205,92 KW
2 x INVERSOR ABB PVS 100 TL			

Tabla 7. Configuración del campo generador en la Cubierta 2.

CONFIGURACIÓN CUBIERTA 3			
MPPT	Np	Ns	Módulos
1	5	13	65
2	5	13	65
3	5	13	65
Total Módulos			195
Total Potencia			64,35 KW
Inversor HUAWEI SUN2000 60 TL			

Tabla 8. Configuración del campo generador en la Cubierta 3

CONFIGURACIÓN CUBIERTA 4			
MPPT	Np	Ns	Módulos
1	5	13	65
2	5	13	65
3	5	13	65
Total Módulos			195
Total Potencia			64,35 KW
Inversor HUAWEI SUN2000 60 TL			

Tabla 9. Configuración del campo generador en la Cubierta 4.

5. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

5.1 Módulos fotovoltaicos

Siguiendo los requisitos de la norma EN 50380 la ficha técnica del módulo debe incluir los siguientes datos (Solarpraxis AG, 2006), registrados bajos las condiciones estándar de temperatura (Radiación de 1000 W/m²; Temperatura de célula de 25 °C; Am: 1,5):

Factor	Valor	Unidad
Potencia nominal (P)	330	W
Voltaje MPP (Umpp)	54.7	V
Intensidad MPP (Impp)	6.04	A
Tensión de Circuito Abierto (Uoc)	64.9	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	6.52	A
Coeficientes de temperatura de la Potencia nominal (P_N)	-0.33	% / K
Eficiencia	20.3	%

Tabla 10. Especificaciones normalizadas del módulo fotovoltaico SunForte PM096B00 (BenQ Solar)

Las dimensiones físicas correspondientes a cada módulo son las siguientes:

Factor	Valor	Unidad
Longitud	1559	mm
Ancho	1046	mm
Profundidad	46	mm
Peso	18.6	Kg

Tabla 11. Dimensiones físicas del módulo fotovoltaico SunForte PM096B00 (BenQ Solar)

Uno de los aspectos vitales para el buen desarrollo del estudio a lo largo de todo su ciclo de vida consiste en la selección concienzuda de un modelo de módulo que se adecue correctamente a la idiosincrasia del proyecto en cuestión. El criterio de selección del módulo fotovoltaico SunForte PM096B00 (BenQ Solar) en concreto se ha basado en varios aspectos que resultan cruciales para el éxito en la ejecución y viabilidad del proyecto:

- Debido a la limitación de superficie disponible, es necesario módulos con una alta capacidad de generación (330 W) y resultados considerables de eficiencia (20.3%).
- Si nos enfocamos en minimizar las pérdidas, resulta conveniente elegir módulos que cuenten con un Voltaje nominal mayor a la media (54.7 V), y una Intensidad nominal menor a la media (6.04 A).
- Teniendo en cuenta que el emplazamiento de estos módulos se realizará en la cubierta de una nave industrial, es necesario contar con módulos lo más ligeros posibles para minimizar la sobrecarga que aplican a la estructura de la nave y garantizar las condiciones óptimas de seguridad y salud del personal.

5.2. Selección inversores

Para la Cubierta 1 y 2, se instalará dos inversores ABB PVS-100-TL por cada cubierta, dando un total de cuatro inversores de 100 KW cada uno entre ambas cubiertas. Hay que destacar que este modelo cuenta con 6 entradas MPPT que facilitarán el seguimiento del punto de máxima potencia y la optimización de la generación a lo largo de toda la instalación fotovoltaica correspondientes a ambas cubiertas.

Las características técnicas de este inversor quedan descritas a continuación:

Factor	Valor	Unidad
Nº MPPT	6	-
Potencia nominal A.C. (P_{ac})	100000	W
Tensión MPPT máxima ($V_{mppt\ max}$)	850	V
Tensión MPPT mínima ($V_{mppt\ min}$)	480	V
Intensidad MPPT (I_{mppt})	36	A
Tensión máxima D.C. ($V_{dc\ max}$)	1000	V
Intensidad máxima cortocircuito. ($I_{sc\ max}$)	50	A
Cos ρ	1	-
Eficiencia	98.4	%

Tabla 12. Especificaciones técnicas del inversor ABB PVS-100-TL.

Para la Cubierta 3 y 4, se optará por un inversor HUAWEI Sun2000-60-KTL instalado para cada cubierta, debido a la menor superficie disponible este inversor cuenta con una salida de potencia de 60 KW. Este modelo, al igual que el anterior cuenta con 6 entradas MPPT, que en este caso optaremos por realizar conexiones ESCLAVO-MAESTRO por cada 2 entradas, lo que equivaldría a un inversor con 3 entradas con el doble de rango de Intensidad MPPT en las especificaciones técnicas que el descrito en la hoja técnica del fabricante.

Las características técnicas de este inversor quedan descritas a continuación:

Factor	Valor	Unidad
Nº MPPT	6	-
Potencia nominal A.C. (P_{ac})	60000	W
Tensión MPPT máxima ($V_{mppt\ max}$)	1000	V
Tensión MPPT mínima ($V_{mppt\ min}$)	200	V
Intensidad MPPT (I_{mppt})	22	A
Tensión máxima D.C. ($V_{dc\ max}$)	1100	V
Intensidad máxima cortocircuito. ($I_{sc\ max}$)	30	A
Cos ρ	1	-
Eficiencia	98.7	%

Tabla 13. Especificaciones técnicas del inversor HUAWEI Sun2000-60-KTL.

5.2.1. Sistemas de monitorización

Ambos modelos seleccionados incluyen íntegramente un sistema de monitorización por entrada MPPT, para poder realizar un análisis exhaustivo del rendimiento y potencial de la instalación.

5.3. Cableado

5.3.1. Parte corriente continua

Tras aplicar los criterios de cálculo propios del REBT, explicados en el correspondiente *Apartado 10.2. Cálculo de la Sección del Cableado*, es seleccionado el conductor P-Sun 2.0 CPRO de **6 mm²** para conectar los módulos fotovoltaicos entre sí y las cajas de conexiones MPPT de sus subgeneradores.

Este conductor de 6 mm² se utilizará para el total de campos generadores y será portado por bandejas de rejillas a la intemperie.

Además, este conductor se conectará en la parte de corriente continua desde las cajas de conexiones de las ramas hasta su inversor correspondiente de cada campo generador con un cableado de sección de **6 mm²** que será conducido a través de bandejas de rejilla portacables suspendidas directamente al inversor, todos los inversores estarán ubicados en la caseta del centro de transformación.



Ilustración 2. Bandeja portacables perforada.

5.3.2. Parte corriente alterna

Desde los inversores de 100 KW correspondientes a la cubierta 1 y 2 se conducirán un cable *Afumex Class 1000 V* de cobre con una sección de **95 mm²** que será conducido hasta la caja de conexiones general, esta sección es necesaria para cumplir con el criterio de Intensidad admisible (I_B) que será profundizado en el *Apartado 10.2.6*.

Desde los inversores de 60 KW procedentes de la cubierta 3 y 4 saldrá el mismo modelo de cable con una sección correspondiente a **50 mm²**, este cable será conducido también hacia la misma caja de conexiones general, donde se realizará la conexión general del sistema.

A partir del CGP, toda la energía generada del sistema será conducida a través de 3 cables *Afumex Class 1000 V* con una sección de **185 mm²** cada uno. De ahí se

conectarán al cuadro general de baja tensión (CGBT) que alimentará a las cargas de la nave industrial.



Ilustración 3. Cable Afumex Class1000 V Cu.

5.4. Protecciones

Para una instalación fotovoltaica uno de los esquemas más utilizados para cumplir las medidas de la norma UNE 20460 es el clasificado como **Instalación Fotovoltaica Flotante** (lo que equivale a un esquema IT), que actúa en esta instalación como primer nivel de protección. Para garantizar la protección del sistema y mantener unas condiciones óptimas de seguridad y salud se debe de cumplir los criterios impuesto en la *ITC-BT-18 Apartado 4.1.3*.

Cuenta con la ventaja de eliminar el riesgo eléctrico debido a contactos directos e indirectos. Algo que en las instalaciones generadoras de corriente continua es peculiar ya que, los dispositivos de protección de corte son frecuentemente utilizados en instalaciones de corriente alterna, como los seccionadores, pueden llegar a agravar el problema; lo que resultaría nefasto en tareas de mantenimiento. Otra de las ventajas es que no se requiere necesariamente de una desconexión tras un primer fallo de aislamiento; por lo que permite la continuidad del suministro durante la detección del punto de falta de aislamiento; en el caso de que se produzca un segundo, sí es necesario tomar una serie de medidas de protección similares a los esquemas TT y TN. (Vidal, 2000). Es obligatorio que las mas del sistema tengan una puesta a tierra.

Como segundo nivel de protección, es necesario disponer de un sistema auxiliar de control que se encargue de mantener las condiciones de protección en caso de un primer fallo, por lo que resulta indispensable un dispositivo **controlador permanente de aislamiento** (CPI) de la instalación o también denominado “*Isolation Monitoring Device*” (*IMD*), que será configurado para eliminar la tensión del sistema una vez que la resistencia de aislamiento (R_{ISO}) respecto a tierra baje de un determinado valor. Este sistema auxiliar puede actuar de dos formas en caso de detectar un primer defecto de aislamiento:

- Accionando una señal acústica o visual que permita mantener el suministro mientras se estudia el defecto por parte del personal de mantenimiento.
- Eliminando directamente la tensión del sistema.

En caso de que fallen los dos niveles de protección anteriormente mencionados, el sistema contará con una puesta a tierra diseñada con una interconexión de todas las masas de la parte de C.C. y puesta a tierra a un mismo electrodo para proteger ante defectos de aislamiento.

5.4.1. Protección contra sobreintensidades. Interruptores automático bipolares

Los Interruptores Automáticos Bipolares en la parte de Corriente Continua serán instalados en los siguientes tramos de la instalación:

- En la finalización de cada String. La Intensidad Nominal correspondiente al interruptor: **10 A**.

- Tras la Caja de Conexiones de los subgeneradores agrupados para su entrada MPPT correspondiente en el inversor. La Intensidad Nominal correspondiente al interruptor: **63 A**.

Hay que destacar la particularidad de que estas protecciones en la parte de corriente continua requieren de un umbral de protección de la corriente por choque eléctrico fijado en **100 mA**, que es el valor a partir del cual la corriente causa daños al cuerpo humano, en lugar de 30 mA que es el rango a partir del cual la corriente que traspasa un cuerpo humano causa daños a la persona en corriente alterna.

Los cálculos y el criterio de elección de los interruptores se pueden encontrar en el *Apartado 10.3.1.* y se puede visualizar la colocación de dichas protecciones en *PLANO 11.3. Esquema Unifilar.*

5.4.2. Protección contra sobretensiones. Descargadores de sobretensiones

Generalmente, el sistema óptimo de protección es el **escalonado** o en cascada, en el que se combinan en etapas sucesivas las prestaciones de dispositivos con alta capacidad de descarga y las de dispositivos con un reducido nivel de protección en tensión.

Para la salida de las cajas de conexiones de cada MPPT será seleccionado un descargador con valores propios de $U_{CPV} = 1000 \text{ V}$.

En este sistema, ambos modelos de inversores seleccionados cuentan con dispositivos descargadores de sobretensiones que garantizarán las condiciones de protección a la entrada y a la salida del inversor.

También es necesario conectar la instalación a su respectivo descargador de sobretensiones a la salida de cada inversor.

5.4.3. Seccionadores de maniobra

En la parte de corriente continua es necesario la incorporación de un dispositivo seccionador de maniobra a la salida de cada generador, con un poder de corte superior a la Intensidad de cortocircuito correspondiente al campo generador.

En este caso resulta adecuado un Seccionador de maniobra con un Poder de Corte de **63 A** ubicado a salida de cada caja de conexión MPPT.

A la salida de cada inversor ABB de 100 KW se implantará un Seccionador de maniobra con un Poder de Corte de **250 A**, y a la salida de cada inversor HUAWEI de 60 KW será de **125 A**.

Finalmente, antes del punto de conexión es necesario con un Seccionador General de cabecera para cortar la instalación generadora íntegramente, en este caso su valor será de **1250 A**.

5.4.4. Controlador permanente de aislamiento (CPI)

Al configurar una instalación flotante en la cual las masas queden aisladas de tierra, tenemos la ventaja de que en el caso de que se produzca un primer defecto a tierra la instalación seguirá suministrando energía. Sin embargo, es necesario incluir en nuestro sistema un dispositivo que nos permita detectar ese primer defecto a tierra para solventarlo con inmediatez y prevenir un segundo defecto a tierra que pueda causar daños perjudiciales en tareas de mantenimiento o demás personal.

Este dispositivo tiene que ser configurado con una Resistencia de Aislamiento (R_{ISO}) aplicando una protección frente a un límite de intensidad de 100 mA (Vidal, 2000), lo que nos permitirá garantizar la protección y seguridad sobre la salud de todo el personal.

$$R_{ISO} = \frac{V_{OCm\acute{a}x} \text{ Generador}}{100 \times 10^{-3}} \quad (1)$$

En nuestra situación en particular tras revisar la hoja técnica de ambos modelos de inversores que se utilizarán en nuestra instalación, podemos corroborar que el dispositivo CPI viene integrado en ambos modelos, por lo que bastaría con ajustar el rango de Resistencia de Aislamiento en cada inversor.

Siendo para cada modelo de un valor:

$$R_{ajuste} \text{ ABB PVS 100 TL} = 8 \text{ k}\Omega$$

$$R_{ajuste} \text{ HUAWEI SUN 2000 TL} = 8.5 \text{ k}\Omega$$

Para optimizar los recursos en el sistema, implementaremos un único dispositivo CPI aplicando el ajuste de resistencia de aislamiento más restrictivo, en este caso, nuestro sistema auxiliar actuará si en cualquier parte del sistema la resistencia de aislamiento baja hasta el valor de **8.5 k Ω** .

5.4.5. Puesta a tierra

El valor determinante para la resistencia de la puesta a tierra es de **500 Ω** . Las masas podrán tener una puesta a tierra individual o grupal. El cálculo del valor de resistencia del electrodo de puesta a tierra (R_{EEP}) puede verse en el *Apartado 10.3.2. “Puesta a tierra de la instalación”*.

Para complementar las descripciones de los puntos de la instalación con dispositivos de protección, queda incorporado el *PLANO 11.3. Esquema Unifilar*.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

El período de estudio del proyecto se establecerá en 25 años, ya que gracias a la garantía del fabricante de un rendimiento del 80% de los módulos fotovoltaicos durante 25 años, se puede asegurar la explotación oportuna del proyecto durante este período señalado.

Para el correcto análisis debemos de tener en cuenta distintos factores relativos a la instalación de este cliente en particular:

- Potencia a instalar: 520 KW.
- Energía diurna consumida anualmente: 2.056.654 KW/h.
- Energía diurna a generar anualmente: 1.007.648 KW/h.
- Precio medio de la energía consumida diurna para el cliente: 0,10 €/KWh

Además, se debe de aplicar una serie de índices que resultan comunes para el análisis de proyectos que presentan esta idiosincrasia:

Hipótesis comunes para el análisis de proyectos		
Costes mantenimiento anuales	5%	de los ahorros generados
Costes administrativos y de seguros anuales	0,30%	de la inversión
IPC energéticos anual	2,5%	
Vida útil de la inversión	25	años
Frecuencia del cambio de inversores fotovoltaicos	12	años
Caída Rendimiento Instalación	-0,75%	anual

Tabla 14. Hipótesis comunes para el análisis de proyectos fotovoltaicos.

En cuanto a la financiación, se ha establecido un **préstamo del 50%** de la inversión; tasa que permitirá pagar anualmente la deuda y mantener un flujo de caja positivo como puede observarse en el *Apartado 13.1. "Financiación"*.

Cabe destacar que este tipo de proyectos pueden beneficiarse de los *bonos verdes*, que consiste en financiación sostenible emitida por entidades privadas que son concedidos cuando cumplen con los criterios establecidos en los Green Bond Principles (GBP); entre ellos, se requiere que sean proyectos con un impacto medioambiental positivo, y uno de los tipificados es el relativo a las instalaciones de energías renovables (ICMA, 2018). Con este tipo de financiación se puede alcanzar cotas significativamente bajas en cuanto a la tasa de interés; en este estudio se ha fijado a una tasa de interés del 5%.

El resultado obtenido en el análisis otorga un **VAN de 372.537,31 €** y el **TIR del 13,12%%** aplicando una tasa de descuento del 7%. Por lo que se puede concluir que el proyecto resulta conveniente.

7. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS

Se establece el orden de prioridad de los documentos para el presente proyecto:

1. Planos.
2. Presupuestos.
3. Memoria.
4. Pliego de Condiciones.

8. NORMAS Y REFERENCIAS

8.1. Normativa y disposiciones legales

- Norma UNE 157001 Criterios Generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.
- Norma EN 50380, establece los parámetros que deben aparecer en la ficha técnica del módulo fotovoltaico.
- Documento Básico CTE - HE - SECCIÓN HE 5 (Ahorro de Energía).
- Real Decreto 314/2006 “Exigencias básicas de seguridad estructural”) y dimensionado para soportar las sobrecargas de nieve y viento.
- Real Decreto 1663/2000 para Cuadro de Protecciones y medidas en la norma de conexión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 61724:2000 “monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida. El intercambio de datos y el análisis.”
- ITC-BT-08 “*Sistemas De Conexión Del Neutro Y De Las Masas En Redes De Distribución De Energía Eléctrica*”.
- ITC-BT-18: “*Puesta A Tierra De La Instalación Eléctrica*”.
- ITC-REBT-23. (2012). “Guía de Protección contra las Sobretensiones”.

8.2. Programas de Cálculo

- PVSyst: Utilizado para la simulación de la energía generada y pre-dimensionamiento de la instalación.
- PVGIS: Base de datos meteorológica de la Unión Europea.
- AutoCad: Realización de planos.
- PVSOL: Modelado en 3D de la instalación propuesta, corroboración de cálculos relativos al proyecto.

8.3. Bibliografía

Boletín Oficial del Estado. (2014). *Ley 28/2014*.

ICMA. (2018). *The Green Bond Principles. Voluntary process guidelines for issuing green bonds*.

Ministerio de Ciencia y Tecnología. (s.f.). *ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra*.

Ministerio de Transición Ecológica. (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*.

Serrano, E. V. (2018). *Instalación fotovoltaica conectada a red para la zona de envasado de Heineken Jaén*.

Solarpraxis AG. (2006). *Fotovoltaica para Profesionales*. PROGENSA.

Vidal, P. G. (2000). *Contribución al desarrollo tecnológico de la seguridad y protección a personas en aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red*.

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

9. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

Índice

9. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	36
9.1. OBJETO	37
9.2. GENERALIDADES	37
9.3. DEFINICIONES	39
9.3.1. Radiación solar	39
9.3.2. Instalación	39
9.3.3. Módulos	41
9.3.4. Integración arquitectónica	43
9.4. DISEÑO	44
9.4.1. Diseño del generador fotovoltaico	44
9.4.2. Diseño del sistema de monitorización	46
9.4.3. Integración arquitectónica	46
9.5. COMPONENTES Y MATERIALES	47
9.5.1. Generalidades	47
9.5.2. Sistemas generadores	48
9.5.3. Estructura soporte	51
9.5.4. Inversores	53
9.5.5. Cableado	56
9.5.6. Conexión a red	57
9.5.7. Medidas	57
9.5.8. Protecciones	57
9.5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	57
9.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética	58
9.5.11. Medidas de seguridad	58
9.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	59
9.7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL PREVISTA	61
9.8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	63
9.8.1. Generalidades	63
9.8.2. Programa de mantenimiento	63
9.8.3. Garantías	65

9.1. OBJETO

1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a

1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

9.2. GENERALIDADES

2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- 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.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para

instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

9.3. DEFINICIONES

9.3.1. Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

9.3.2. Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

9.3.3. Módulos

3.3.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

9.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

–Irradiancia solar: 1000 W/m²

–Distribución espectral: AM 1,5 G

–Temperatura de célula: 25 °C

3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

9.3.4. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no

se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

9.4. DISEÑO

9.4.1. Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 15. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras</i>	<i>Total</i>
		(S)	(OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 15. Margen máximo de pérdidas por orientación, inclinación y sombras.

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

9.4.2. Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispira “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

4.2.3 El sistema de monitorización sera fácilmente accesible para el usuario.

9.4.3. Integración arquitectónica

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectóni- co según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

9.5. COMPONENTES Y MATERIALES

9.5.1. Generalidades

5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

9.5.2. Sistemas generadores

5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

–UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre.

Cualificación del diseño y homologación.

–UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres.

Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

–UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV).
Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

9.5.3. Estructura soporte

5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

9.5.4. Inversores

5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

–UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

–UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

–IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro-cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

9.5.5. Cableado

5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

9.5.6. Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

9.5.7. Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

9.5.8. Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

9.5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

9.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

9.5.11. Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión

remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

9.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha. se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

9.7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL PREVISTA

7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

7.2.1 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

–Agencia Estatal de Meteorología.

–Organismo autonómico oficial.

–Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 %. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times PP_{mp} \times PR}{G_{CEM}} \quad (2)$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

9.8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

9.8.1. Generalidades

8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

9.8.2. Programa de mantenimiento

8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

–Mantenimiento preventivo.

–Mantenimiento correctivo.

8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

–La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

–El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

–Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

–Comprobación de las protecciones eléctricas.

–Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

–Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

–Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

9.8.3. Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al

suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

10. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Índice

10. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	69
10.1. CONFIGURACIÓN DE LOS CAMPOS GENERADORES	70
10.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO	74
10.2.1. Generalidades.....	74
10.2.2. Criterio de caída de tensión	74
10.2.3. Intensidad admisible	75
10.2.4. De módulos a caja de conexiones MPPT.....	76
10.2.5. De caja de conexiones MPPT a Inversor	77
10.2.6. Desde el inversor hasta la caja de conexiones general.....	78
10.2.7. Desde la Caja de conexiones general al CGBT	81
10.3. CÁLCULO DE PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN.....	82
10.3.1. Sobreintensidades. Desconexión Automática.	82
10.3.2. Sobretensiones	83
10.3.2. Puesta a tierra de la instalación	87

10.1. CONFIGURACIÓN DE LOS CAMPOS GENERADORES

En primer lugar, teniendo en cuenta los valores del módulo fotovoltaico escogido de tensión e intensidad en situaciones límite; hay que establecer el rango posible de número de módulos en serie para la configuración; teniendo en cuenta el rango de tensión de operación que presenta el inversor.

Cálculo de la Tension a -10 y 70°C		
BenQ SunForte PM096B00		
Voc(-10°C)	64,9	V
Vmpp(-10°C)	66,25	V
Vmpp(70°C)	39,85	V
Imp	6,04	A
Isc	6,52	A

Tabla 16. Características del Módulo BenQ SunForte PM096B00

Rangos del Inversor		
INVERSOR ABB PVS 100 TL		
VmppMIN	480	V
VmppMAX	850	V
VocMAX	1000	V
Imp MAX	36	A
Isc	50	A

Tabla 17. Rangos del inversor ABB PVS 100 TL.

Rangos del Inversor		
HUAWEI SUN2000 60 TL		
VmppMIN	200	V
VmppMAX	1000	V
VocMAX	1100	V
Imp MAX	44*	A
Isc	30	A

Tabla 18. Rangos del inversor HUAWEI Sun2000 60 TL.

Con estos datos, se debe de establecer el número de módulos en serie y en paralelo de los campos generadores que utilicen el inversor de 100 KW y para los que utilicen el inversor de 60 KW respectivamente. Se deben de cumplir los siguientes criterios para cada entrada MPPT.

$$V_{oc}(-10^{\circ}C) \times N_s \leq V_{mmpMAX,inv} \quad (3)$$

$$V_{oc}(70^{\circ}C) \times N_s \geq V_{mppMIN,inv} \quad (4)$$

Para cumplir con estas restricciones, se estable un número de módulos en serie de 12 en los generadores A-B-C-D; y de 13 módulos en serie para los Generadores E-F.

En cuanto al número de ramas en paralelo (N_p) se establece en función del límite de corriente soportada, tanto por cada entrada MPPT ($I_{mp MAX}$) de los inversores como de cortocircuito ($I_{sc,inv}$).

Por lo tanto, se debe de efectuar:

$$I_{sc,módulo} \times N_p \leq I_{sc,inv} \quad (5)$$

$$I_{mp,módulo} \times N_p \leq I_{mp,inv} \quad (6)$$

En este aspecto, para ambos generadores el número máximo de ramas por subgenerador es 5; aunque a lo largo de las siguientes entradas MPPT de cada inversor el número de ramas se ajustará a la capacidad física de la cubierta.

Por último, cabe recomendar un ligero factor de sobredimensionamiento de la potencia del generador frente a la potencia de salida del inversor, debido a las diversas pérdidas que sufre la instalación a causa de la conducción de la energía y la conversión de la corriente en el inversor.

En las siguientes ilustraciones puede apreciarse como la configuración establecida para cada campo generador cumple con los criterios anteriormente mencionados.

CONFIGURACIÓN CUBIERTA 1 y 2				Rangos alcanzados por el Inversor ABB PVS 100				
MPPT	Np	Ns	Módulos	Vmmpmin	VmmMAX	Voc MAX	Imp	Isc
1	5	12	60	478,2	795,0	778,8	30,2	32,6
2	5	12	60	478,2	795,0	778,8	30,2	32,6
3	5	12	60	478,2	795,0	778,8	30,2	32,6
4	4	12	48	478,2	795,0	778,8	24,2	26,1
5	4	12	48	478,2	795,0	778,8	24,2	26,1
6	3	12	36	478,2	795,0	778,8	18,1	19,6
Total Módulos			312 x 2		CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Total Potencia			205,92 KW					
2 x INVERSOR ABB PVS 100 TL								

Tabla 19. Comprobación del cumplimiento de criterios para el diseño del generador A-B-C-D.

CONFIGURACIÓN CUBIERTA 3 Y 4				Rangos alcanzados por el Inversor HUAWEI Sun2000 60-kti				
MPPT	Np	Ns	Módulos	Vmmpmin	VmmMAX	Voc MAX	Imp	Isc
1	5	13	65	518,05	861,25	843,7	30,2	32,6
2	5	13	65	518,05	861,25	843,7	30,2	32,6
3	5	13	65	518,05	861,25	843,7	30,2	32,6
Total Módulos			195	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Total Potencia			64,35					
HUAWEI SUN2000 60 TL								

Tabla 20. Comprobación del cumplimiento de criterios para el diseño del generador E-F.

Además, para corroborar la idoneidad de las configuraciones se ha comprobado este diseño con el programa de planificación y simulación de instalaciones fotovoltaicas PVSol.

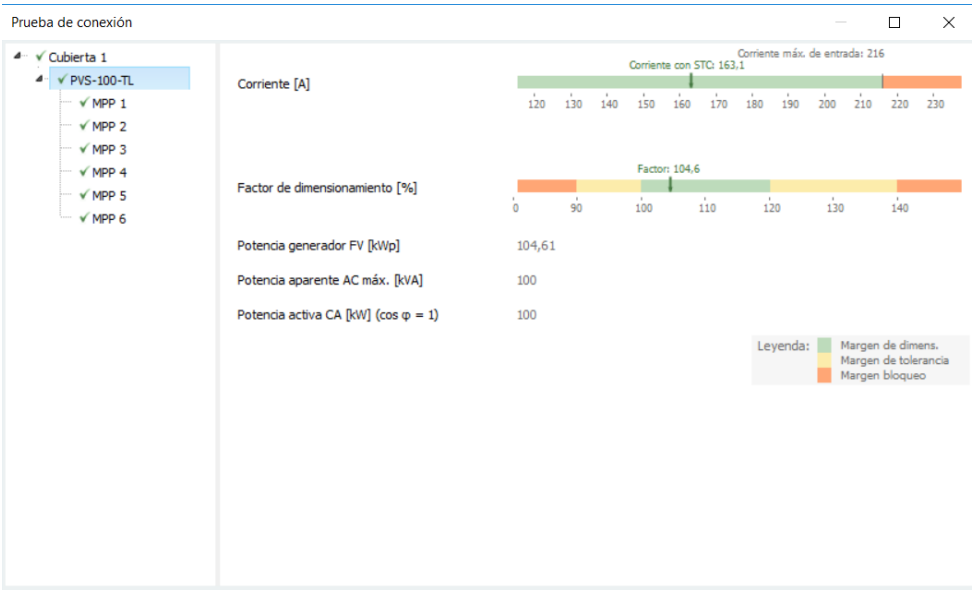


Ilustración 4. Comprobación de la idoneidad de la configuración con PVSol del Generador A-B-C-D.

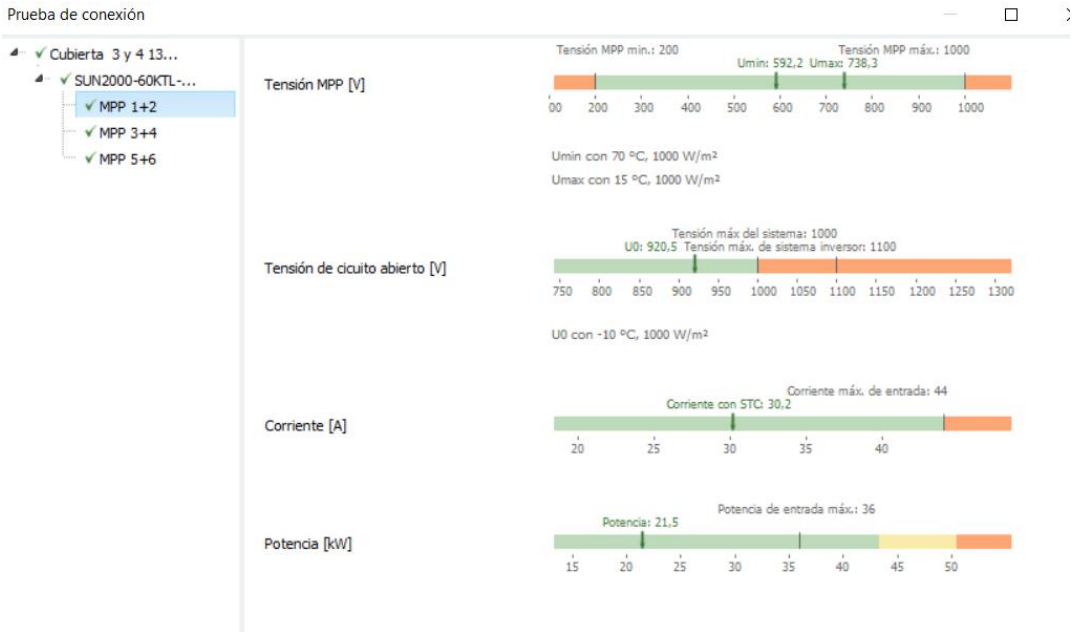


Ilustración 5. Comprobación de la idoneidad de la configuración con PVSol del Generador E-F.

10.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO

10.2.1. Generalidades

Para la correcta sección del cableado de la instalación, hay que tener en cuenta dos criterios que deben de ser cumplidos conjuntamente; el criterio de caída de tensión el criterio de intensidad admisible (o criterio térmico).

10.2.2. Criterio de caída de tensión

En primer lugar, hay que fijar la caída de tensión límite máximo, siendo esta misma un 1.5% de la tensión máxima del generador.

$$\Delta V_{max} = 0.015 \times V_{max_{Generador}} \quad (7)$$

A su vez:

$$V_{max_{Generador}} = V_{OC}(-10^{\circ}C) \times N_s \quad (8)$$

Donde:

- ΔV_{max} : Caída de tensión máxima.
- $V_{max_{Generador}}$: Tensión máxima del generador.
- $V_{OC}(-10^{\circ}C)$: Tensión en cortocircuito del módulo a $-10^{\circ}C$.
- N_s : Número de módulos en serie por generador.

La sección hallada debe de resistir ΔV_{max} .

$$S = \frac{2 \times L_{max} \times I_{mppt, m}}{\Delta V \times \sigma_c} \quad (9)$$

Donde:

- S : Sección del conductor (mm^2)
- $Imppt, m$: Intensidad máxima del subgenerador que va a la caja de conexiones.
- σ_c : Conductividad del cobre ($\text{m}\Omega^{-1}$). En estos cálculos estamos usando el valor $44 \text{ (m}\Omega^{-1}\text{)}$ para el cobre a 90°C en materiales termoestables; como situación extrema.

S (mm^2)	Caída de tensión por A y km.											
	$\cos \varphi = 0,8$				$\cos \varphi = 1$				$\cos \varphi = 0,9$			
	40°C	60°C	80°C	90°C	40°C	60°C	70°C	90°C	40°C	60°C	70°C	90°C
1,5	18,255	19,573	20,891	21,550	22,604	24,252	25,899	26,723	20,469	21,951	23,434	24,175
2,5	11,216	12,023	12,830	13,234	13,843	14,852	15,860	16,365	12,562	13,469	14,377	14,831
4	7,024	7,526	8,028	8,279	8,612	9,240	9,867	10,181	7,848	8,413	8,978	9,261
6	4,732	5,068	5,403	5,571	5,754	6,173	6,592	6,802	5,272	5,650	6,027	6,216
10	2,846	3,045	3,244	3,344	3,419	3,668	3,917	4,042	3,157	3,382	3,606	3,718
16	1,820	1,945	2,070	2,133	2,148	2,305	2,461	2,540	2,007	2,148	2,289	2,359
25	1,184	1,263	1,342	1,382	1,358	1,457	1,556	1,606	1,293	1,382	1,471	1,516
35	0,878	0,935	0,992	1,020	0,979	1,050	1,122	1,157	0,950	1,014	1,078	1,110
50	0,672	0,714	0,757	0,778	0,723	0,776	0,828	0,855	0,719	0,766	0,814	0,837
70	0,491	0,520	0,549	0,564	0,501	0,537	0,574	0,592	0,516	0,549	0,582	0,598
95	0,378	0,399	0,420	0,431	0,361	0,387	0,413	0,426	0,390	0,413	0,437	0,449
120	0,315	0,332	0,349	0,357	0,286	0,307	0,327	0,338	0,320	0,339	0,358	0,367
150	0,271	0,284	0,298	0,304	0,232	0,249	0,265	0,274	0,271	0,286	0,301	0,309
185	0,234	0,244	0,255	0,261	0,185	0,199	0,212	0,219	0,229	0,241	0,253	0,259
240	0,197	0,205	0,213	0,217	0,141	0,151	0,161	0,167	0,188	0,197	0,206	0,211

Tabla 21. Caídas de tensión para cables de 0,6/1 KV.

Se debe de cumplir el criterio de la **caída de tensión del tramo con la sección normalizada seleccionada, debe de ser menor que la caída de tensión máxima admitida.**

10.2.3. Intensidad admisible

Para este criterio hay que limitar la intensidad máxima a 1.25 veces la corriente en cortocircuito del subgenerador que irá conectado a la caja de conexiones.

$$I_b = 1.25 \times I_{sc,max} \quad (10)$$

Donde:

- I_b : Intensidad máxima del conductor.
- $I_{sc,max}$: Intensidad máxima de cortocircuito del subgenerador

Del cuál:

$$I_{sc,max} = I_{sc,módulo} \times Np_{Subgenerador} \quad (11)$$

Donde:

- $I_{sc,módulo}$ Intensidad de cortocircuito del módulo.
- $Np_{Subgenerador}$: Strings en paralelo del subgenerador.

Se debe de cumplir el criterio de que **la Intensidad Admisible sea mayor que la Intensidad máxima del conductor** (I_b).

10.2.4. De módulos a caja de conexiones MPPT.

En la siguiente ilustración se puede observar los distintos factores a tener en cuenta que han sido anteriormente descritos en ambos criterios, para poder cumplir con las especificaciones de ambos criterios hemos seleccionado un conductor PV ZZ-F de 6 mm² de sección normalizada para todos los generadores.

GENERADOR A-B-C-D DE MÓDULOS A CAJA DE CONEXIONES SERIE MPPT						
Datos			Criterio Caída Tensión		Criterio Térmico	
Ns	12	ud	Caída tensión máxima	11,682 V	Isc	32,6 A
Np	5	ud	Sección correspondiente para este criterio	4,00 mm ²	Ib	40,75 A
Longitud más alejada	120	m	Elección de la sección	6 mm ²	Intensidad Admisible para Sección elegida	70,0 A
Vmax G3	778,8	V	Caída tensión máxima para esta sección	7,75 V	I admisible > Ib	CUMPLE
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoeestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	5,49 V		
	6,04		¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE		
Impp		A				
Elección sección del cableado	6	mm ²				
Modelo	PV ZZ-F					

Tabla 22. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde los módulos hasta la caja de conexiones MPPT para el generador A-B-C-D.

GENERADOR E-F DE MÓDULOS A CAJA DE CONEXIONES SERIE MPPT						
Datos			Criterio Caída Tensión		Criterio Térmico	
Ns	13	ud	Caída tensión máxima	12,6555 V	Isc	32,6 A
Np	5	ud	Sección correspondiente para este criterio	4,00 mm ²	Ib	40,75 A
Longitud más alejada	120	m	Elección de la sección	6 mm ²	Intensidad Admisible para Sección elegida	70,0 A
Vmax G3	843,7	V	Caída tensión máxima para esta sección	7,75 V	I admisible > Ib	CUMPLE
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoeestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	5,49 V		
	6,04		¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE		
Impp		A				
Elección sección del cableado	6	mm ²				
Modelo	PV ZZ-F					

Tabla 23. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde los módulos hasta la caja de conexiones MPPT para el generador E-F.

10.2.5. De caja de conexiones MPPT a Inversor

Para este tramo todos los valores son equivalentes al tramo anterior, exceptuando la longitud máxima que se incrementa en 30 metros, pasando de 120 a 150 metros que es la longitud hasta el centro de transformación donde se ubican los inversores.

GENERADOR A-B-C-D DE MÓDULOS A CAJA DE CONEXIONES SERIE MPPT									
Datos			Criterio Caída Tensión			Criterio Térmico			
Ns	12	ud	Caída tensión máxima	11,682	V	Isc	32,6	A	
Np	5	ud	Sección correspondiente para este criterio	4,00	mm2	Ib	40,75	A	
Longitud más alejada	150	m	Elección de la sección	6	mm2	Intensidad Admisible para Sección elegida	70,0	A	
Vmax G3	778,8	V	Caída tensión máxima para esta sección	7,75	V	I admisible > Ib	CUMPLE		
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	6,86	V				
Impp	6,04	A	¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE					
Elección sección del cableado	6 mm2								
Modelo	PV ZZ-F								

Tabla 24. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde la caja de conexiones MPPT hasta los inversores para el generador A-B-C-D.

GENERADOR E-F DE MÓDULOS A CAJA DE CONEXIONES SERIE MPPT									
Datos			Criterio Caída Tensión			Criterio Térmico			
Ns	13	ud	Caída tensión máxima	12,6555	V	Isc	32,6	A	
Np	5	ud	Sección correspondiente para este criterio	4,00	mm2	Ib	40,75	A	
Longitud más alejada	150	m	Elección de la sección	6	mm2	Intensidad Admisible para Sección elegida	70,0	A	
Vmax G3	843,7	V	Caída tensión máxima para esta sección	7,75	V	I admisible > Ib	CUMPLE		
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	5,49	V				
Impp	6,04	A	¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE					
Elección sección del cableado	6 mm2								
Modelo	PV ZZ-F								

Tabla 25. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde la caja de conexiones MPPT hasta los inversores para el generador E-F.

10.2.6. Desde el inversor hasta la caja de conexiones general.

Para la parte en corriente alterna de la instalación cambian la metodología de cálculo del criterio de caída de tensión:

$$S_{inv-c3} = \frac{\sqrt{3} \times I_{inv} \times \lambda_{inv-c3} \times \cos \rho}{\Delta V_{max, inv-c3} \times \sigma_c}$$

(12)

Donde:

- S_{inv-c3} : La sección correspondiente desde el inversor hasta la caja de conexiones general.
- I_{inv} : Intensidad del inversor.
- ΔV_{max} : Caída de tensión admitida.
- $\cos \rho$: Factor de potencia del inversor. (Aparece en la hoja técnica del Anexo B).
- λ_{inv-c3} : Longitud desde el inversor hasta la caja de conexiones general.

La caída de tensión admitida para el tramo de corriente alterna de la instalación, está establecida en **6 V** por el REBT.

Parte de la instalación	Para alimentar a :	Caída de tensión máxima en % de la tensión de suministro.	$e=\Delta U_{III}$	$e=\Delta U_I$
LGA: (Línea General de Alimentación)	Suministros de un único usuario	No existe LGA	--	--
	Contadores totalmente concentrados	0,5%	2 V	--
	Centralizaciones parciales de contadores	1,0%	4 V	--
DI (Derivación Individual)	Suministros de un único usuario	1,5%	6 V	3,45 V
	Contadores totalmente concentrados	1,0%	4 V	2,3 V
	Centralizaciones parciales de contadores	0,5%	2 V	1,15 V
Circuitos interiores	Circuitos interiores en viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de alumbrado que no sean viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de fuerza que no sean viviendas	5%	20 V	11,5 V

Tabla 26. Caída de tensión reglamentaria en función de la parte de instalación.

Respetando esta metodología obtenemos:

Datos			Criterio Caída Tensión			Criterio Térmico		
POTENCIA	100000	W	Caída tensión máxima	2	V	Isc	169	A
CAÍDA TENSIÓN REGLAMENTARIA	6	V	Sección correspondiente para este criterio	9,47	mm2	Ib	211,25	A
Longitud más alejada	10	m	Elección de la sección	95	mm2	Intensidad Admisible para Sección elegida	298,0	A
Vac	400	V	Caída tensión máxima para esta sección	0,43	V	I admisible > Ib	CUMPLE	
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	0,61	V			
Intensidad Inversor	169,2047377	A	¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE				
Cos p Inversor	0,985							
Elección sección del cableado	95	mm2						
Modelo	AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K							

Tabla 27. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde inversores de 100 KW hasta la caja de conexiones general.

Datos			Criterio Caída Tensión			Criterio Térmico		
POTENCIA	60000	W	Caída tensión máxima	2	V	Isc	97,8 A	
CAÍDA TENSIÓN REGLAMENTARIA	0	V	Sección correspondiente para este criterio	5,68	mm2	Ib	122,25 A	
Longitud más alejada	10	m	Elección de la sección	50	mm2	Intensidad Admisible para Sección elegida	138,0 A	
Vac	400	V	Caída tensión máxima para esta sección	0,77	V	I admisible > Ib	CUMPLE	
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	0,92	V			
Intensidad Inversor	101,1122346	A	¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE				
Cos p Inversor	0,989							
Elección sección del cableado	50	mm2						
Modelo	AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K							

Tabla 28. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde inversores de 60 KW hasta la caja de conexiones general.

Se selecciona un conductor del modelo AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K de sección de **95 mm²** correspondiente al inversor de 100 KW y otro de una sección de **50 mm²** para el inversor de 60 KW.

Cabe mencionar que el criterio más restrictivo para los tramos de corriente alterna ha pasado a ser el criterio térmico; debido a la cantidad de corriente significativa que conduce el cableado; además de la reducción notable de longitud máxima en los tramos de corriente alterna.

10.2.7. Desde la Caja de conexiones general al CGBT

Por último, hay que calcular el tramo final de nuestra instalación fotovoltaica con el CGBT. Para este tramo se ha decidido seleccionar **3 conductores de 185 mm²** cada uno que distribuyan la energía generada hacia las cargas. Al distribuirse en 3 conductores obtenemos ventajas como puede ser la mayor maniobrabilidad, junto al mejor acceso a productos complementarios destinados al conexionado conjunto con el resto de la instalación interior.

Se ha decidido no disponer de un conductor Neutro partiendo de la base de que no existirá un desequilibrio entre las fases al ser una instalación generadora emplazada en una ubicación simétrica y uniforme.

Datos			Criterio Caída Tensión			Criterio Térmico	
POTENCIA	5200000	W	Caída tensión máxima	2	V	Isc	873,68 A
CAÍDA TENSIÓN REGLAMENTARIA	6	V	Sección correspondiente para este criterio	49,20	mm2	Ib	1092,1 A
Longitud más alejada	10	m	Elección de la sección	3X185	mm2	Intensidad Admisible para Sección elegida	3x409 A
Vac	400	V	Caída tensión máxima para esta sección	0,22	V	I admisible > Ib	CUMPLE
Conductividad Cobre a 90°C materiales termoestables	44,00	mΩ-1	Comprobar caída tensión del tramo con esta sección	0,54	V		
Intensidad INSTALACIÓN	879,0434201	A	¿La Caída de Tensión calculada con la sección seleccionada es menor que la Caída de Tensión Admitida?	CUMPLE			
Cos ϕ Inversor	0,985						
Elección sección del cableado	3X185	mm2					
Modelo	AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K						

Tabla 29. Comprobación del criterio de cálculo de sección desde la caja de conexiones general hasta el CGBT.

10.3. CÁLCULO DE PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN

10.3.1. Sobreintensidades. Desconexión Automática.

Se ha optado por instalar interruptores automáticos antes de cada caja de conexiones MPPT (salida de subgeneradores) y a la salida de cada caja de conexiones MPPT.

Los interruptores automáticos deben de cumplir las siguientes igualdades:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (13)$$

$$I_2 \leq 1.45 \leq I_z \quad (14)$$

$$I_2 = 1.30 \times I_n \quad (15)$$

Donde:

- I_z : Corriente admitida para la sección del conductor elegido (A).
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del interruptor para un tiempo largo (A.)
- I_n : Corriente asignada del interruptor (A).

Los valores I_b aplicados son los calculados en el apartado 10.1 “*Cálculo de la sección del cableado*”.

La corriente asignada para los interruptores automáticos es igual en todos los generadores para sus tramos equivalente, esto es debido a la similitud de las configuraciones en la parte de corriente continua. Por lo tanto; el dispositivo interruptor automático ubicado antes de cada caja de conexiones MPPT tendrá un valor de **10 A**; mientras que el emplazado después de la caja de conexiones MPPT será de **63 A**.

10.3.2. Sobreensiones

Existen dos tipos de varistores que se pueden implementar en una instalación:

- Externos:

En este caso no son expresamente necesarios para proteger nuestro sistema debido a la escasa probabilidad de descarga eléctrica como queda argumentado con la orografía propia del emplazamiento y el hecho de que la provincia de Jaén no corresponde a una de las clasificadas con una actividad intensa de tormentas eléctricas como puede visualizarse en la siguiente ilustración. (ITC-REBT-23, 2012)

Mapa A – Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días de tormenta.



- Se requiere que los descargadores para sobretensiones internas en la parte de corriente continua de una instalación fotovoltaica estén situados a la salida de los generadores y a la entrada de los inversores.

La instalación FV a proteger es considerada de Categoría II “*Equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija*” (ITC-REBT-23, 2012)

El tipo de sobretensiones a controlar es el originado por descargas lejanas del rayo, conmutaciones de la red, defectos de red, efectos inductivos, capacitivos, etc.

En nuestro caso al estar configurada la instalación por distintas líneas aéreas resulta necesario la protección contra las sobretensiones transitorias que pueden causarse por origen atmosférico.

Este tipo de sobretensiones se puede visualizar en dos situaciones diferentes:

- Situación natural: Cuando la totalidad de la red está alimentada por una red subterránea.

- Situación controlada: Cuando toda o parte de la red se distribuye por línea aérea; como es el caso de nuestra instalación.

Los equipos y materiales a escoger deben de ser los adecuados conforme la siguiente tabla:

Para un Sistema trifásico aproximado a 1000 V con cargas de Categoría II se indica que es necesario un dispositivo con una Tensión Soportada a Impulsos de 2,5 kV.

TENSIÓN NOMINAL DE LA INSTALACIÓN		TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS 1,2/50 (kV)			
SISTEMAS TRIFÁSICOS	SISTEMAS MONOFÁSICOS	CATEGORÍA IV	CATEGORÍA III	CATEGORÍA II	CATEGORÍA I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690 1000	-- --	8	6	4	2,5

Tabla 30. Clasificación de los valores a determinar de tensión soportada (kV). Fuente: ITC-REBT-23.

Para una instalación fotovoltaica en la parte de corriente continua es de recomendable utilización las protecciones Tipo 2.

Tomamos como criterio que la tensión nominal del descargador en régimen permanente tiene que ser mayor que la tensión nominal máxima del generador (que se daría en casos de temperaturas mínimas del entorno).

$$U_{des} > U_{GenMáx} \quad (16)$$

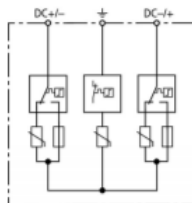
Por lo tanto, seleccionaremos el modelo DEHNguard DG YPV SCI 1000 con valores de protección de $U_{CPV} = 1000$ V que presenta los siguiente parámetros:

Datos técnicos: DEHNguard® YPV SCI ... – compact**DG YPV SCI 1000 (950 530)**

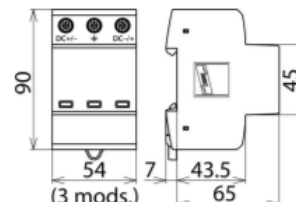
- Unidad completa precableada para utilización en sistemas fotovoltaicos
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro (tecnología SCI patentada)
- Circuito Y probado y resistente a fallos



Fotografía no vinculante



Esquema del DG YPV SCI 1000



Dimensiones del DG YPV SCI 1000

Descargador contra sobretensiones multipolar, con dispositivo de conmutación DC de 3 etapas para uso en sistemas fotovoltaicos.

Tipo	DG YPV SCI 1000
Art. Nr.	950 530
DPS según EN 50539-11	Tipo 2
Coordinación energética al equipo final (≤ 10 m)	Tipo 2 + Tipo 3
Máx. tensión PV (U_{CPV})	1000 V
Resistencia de cortocircuito (I_{SCPV})	1000 A
Corriente total de descarga (8/20 μ s) (I_{tota})	40 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) $\rightarrow$ PE] (I_n)	12.5 kA
Corriente máx. de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) $\rightarrow$ PE] (I_{max})	25 kA
Nivel de protección (U_p)	≤ 4 kV
Nivel de protección con 5 kA (U_p)	≤ 3.5 kV
Tiempo de respuesta (t_a)	≤ 25 ns
Margen de temperatura de servicio (T_u)	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo / defectuoso	verde / rojo
Número de puertos	1
Sección de conexión (mín.)	1.5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (máx.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior
Clase de protección	IP 20
Capacidad	3 módulo(s), DIN 43880
Certificados	KEMA, UL
Peso	300 g
Número aduanero	85363030
GTIN	4013364152960
UPE	1 unidad(es)

Queda reservado el derecho a introducir modificaciones, en cuanto a la redacción, contenidos técnicos e información relativa a medidas, pesos y materiales en función de los avances de la técnica. Las fotografías no son vinculantes.

Ilustración 7. Hoja técnica del descargador de sobretensiones DG YPV SCI 1000

Este dispositivo presenta un Nivel de protección:

$$U_p \leq 4 \text{ kV} \quad (17)$$

Lo que corresponde con el criterio indicado en la instrucción técnica y verifica la correcta selección del dispositivo de protección.

10.3.2. Puesta a tierra de la instalación

Las masas de la instalación junto a todo el sistema deben de ser puestas a tierra a través de distintas conexiones equipotenciales, para garantizar la efectividad de las masas se debe de cumplir la siguiente condición: (Ministerio de Ciencia y Tecnología)

$$R_{EEP} \times I_d \leq U_L \quad (18)$$

Donde:

- R_{EEP} = Resistencia eléctrica de la toma de tierra de las masas.
- I_d = Corriente de fallo límite en el caso del primer fallo de defecto a tierra. Se aplica 100 mA.
- U_L = Tensión umbral convencional de seguridad. Se aplica 50 V para ambiente húmedo.

En este caso sería necesario:

$$R_{EEP} = \frac{U_L}{I_d} = \frac{50}{100 \times 10^{-3}} = 500 \, \Omega \quad (19)$$

Además, la sección del cable destinado a la puesta a tierra debe de cumplir el siguiente criterio:

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

Tabla 31. Sección mínima del cableado de protección.

PLANOS

11. PLANOS

Índice

11. PLANOS.....	89
11.1. EMPLAZAMIENTO	90
11.2. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LA NAVE.....	91
11.3. ESQUEMA UNIFILAR.....	92
11.4. DISTRIBUCIÓN DE LA BANDEJA PORTACABLES.....	93
11.5. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA 1 Y 2 (GENERADORES A- B-C-D)	94
11.6. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA 3 Y 4 (GENERADORES E- F).....	95

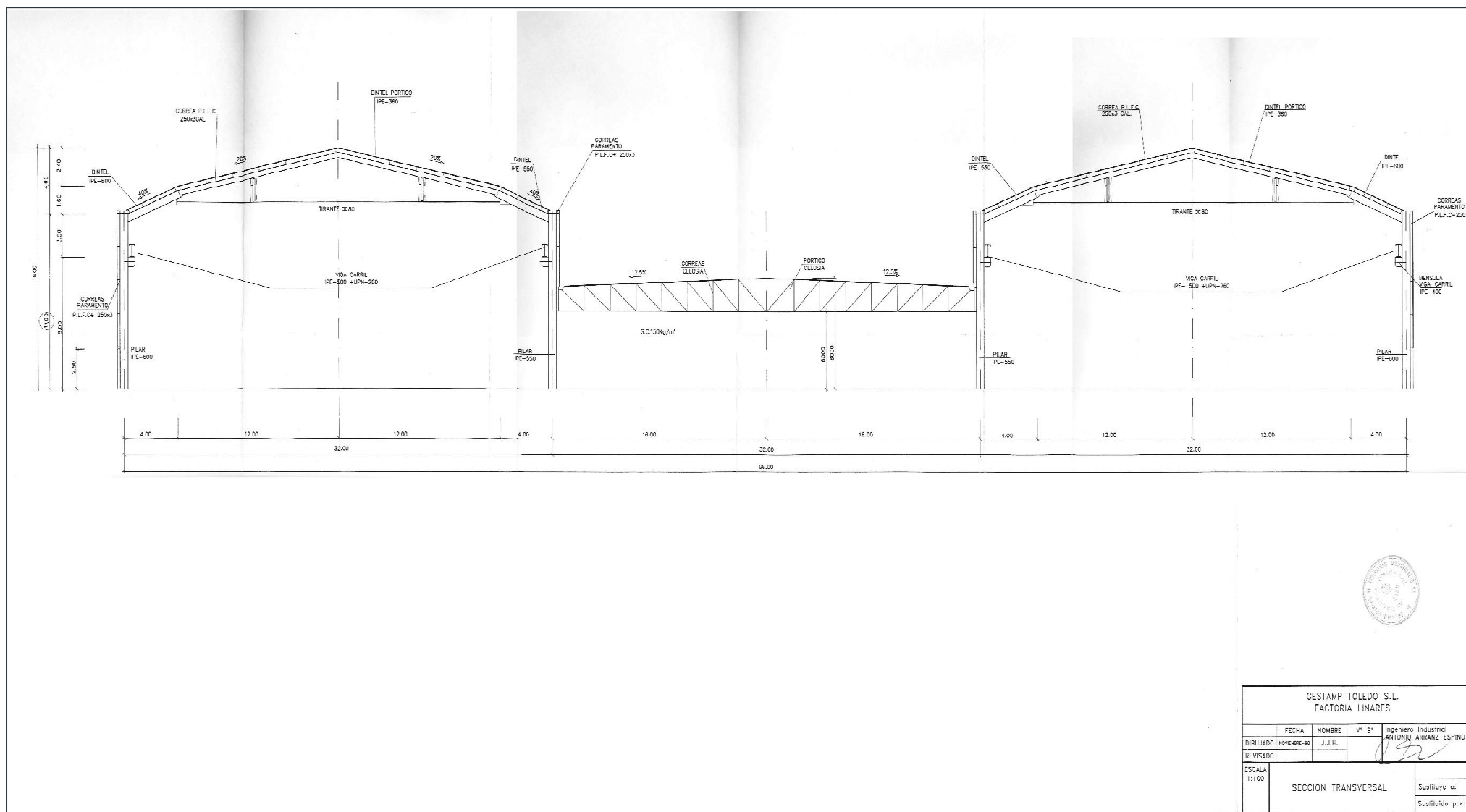
11.1. EMPLAZAMIENTO



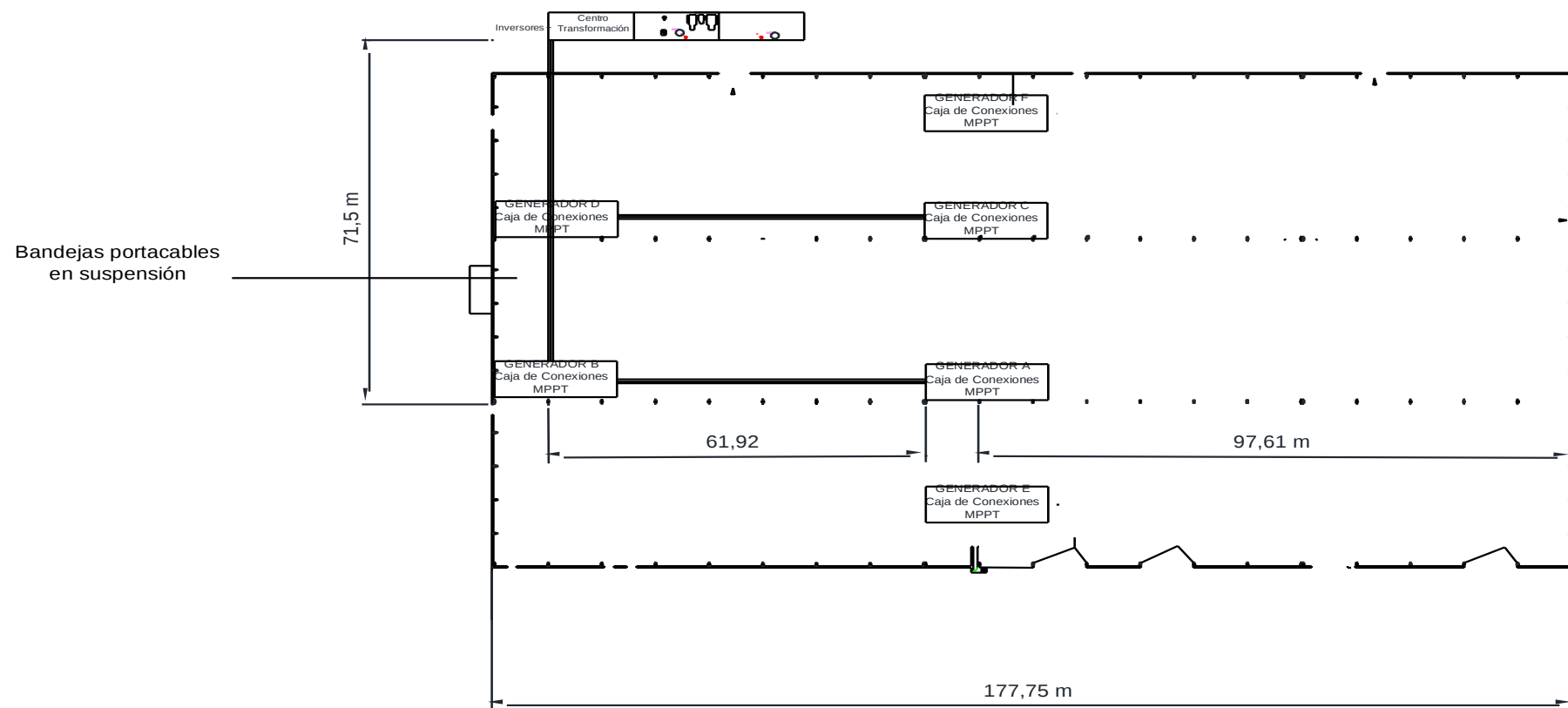
Escuela Politécnica Superior de Jaén

	FECHA	NOMBRE	ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA FÁBRICA DE COMPONENTES AUTOMOVILÍSTICOS
DIBUJADO	23.06.2019	Pedro Sánchez Martínez	
REVISADO	03.09.2019	Fco. José Sánchez Sutil	
ESCALA:	Emplazamiento		Nº PLANO 1 90
			ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN

11.2. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LA NAVE

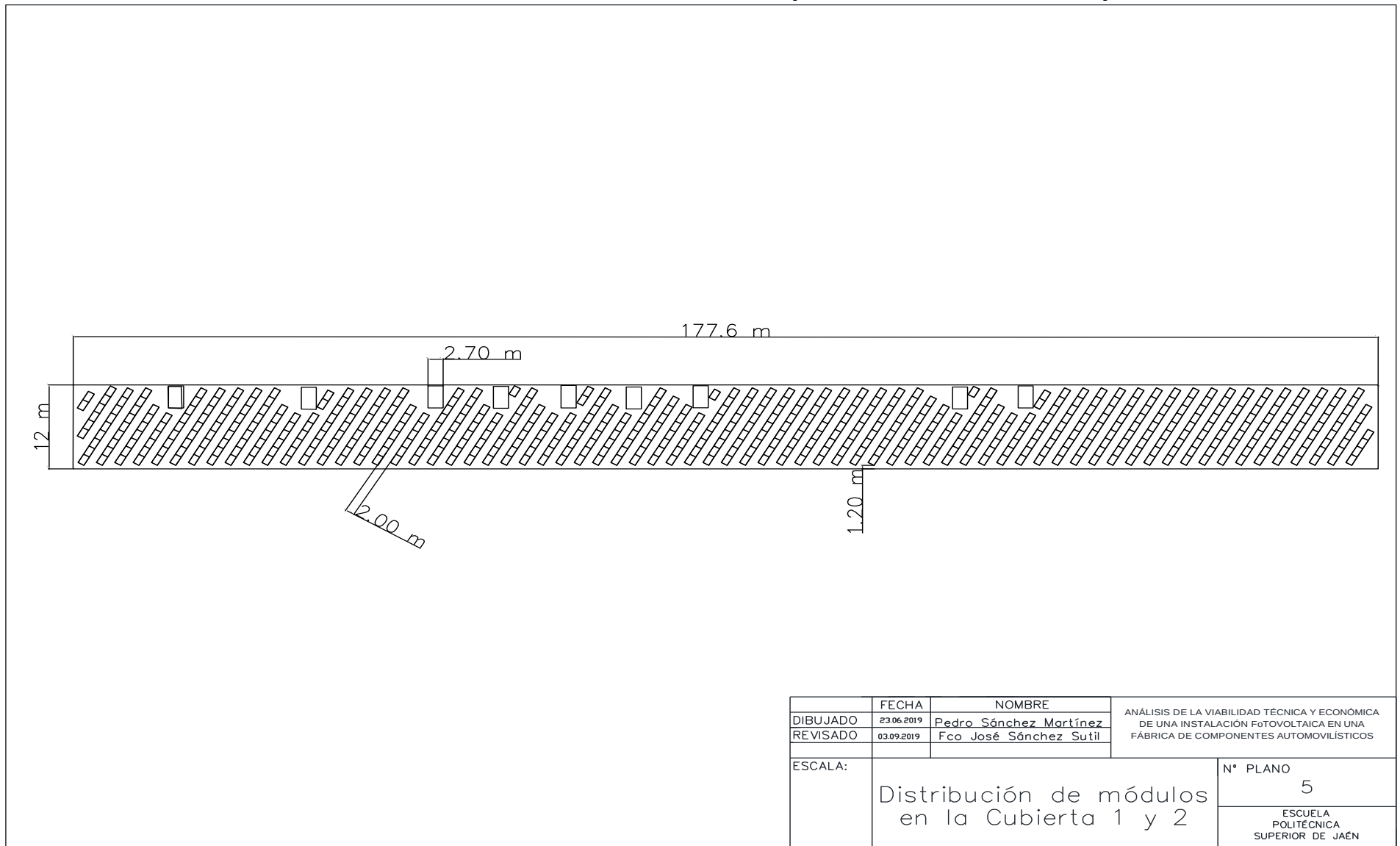


11.4. DISTRIBUCIÓN DE LA BANDEJA PORTACABLES

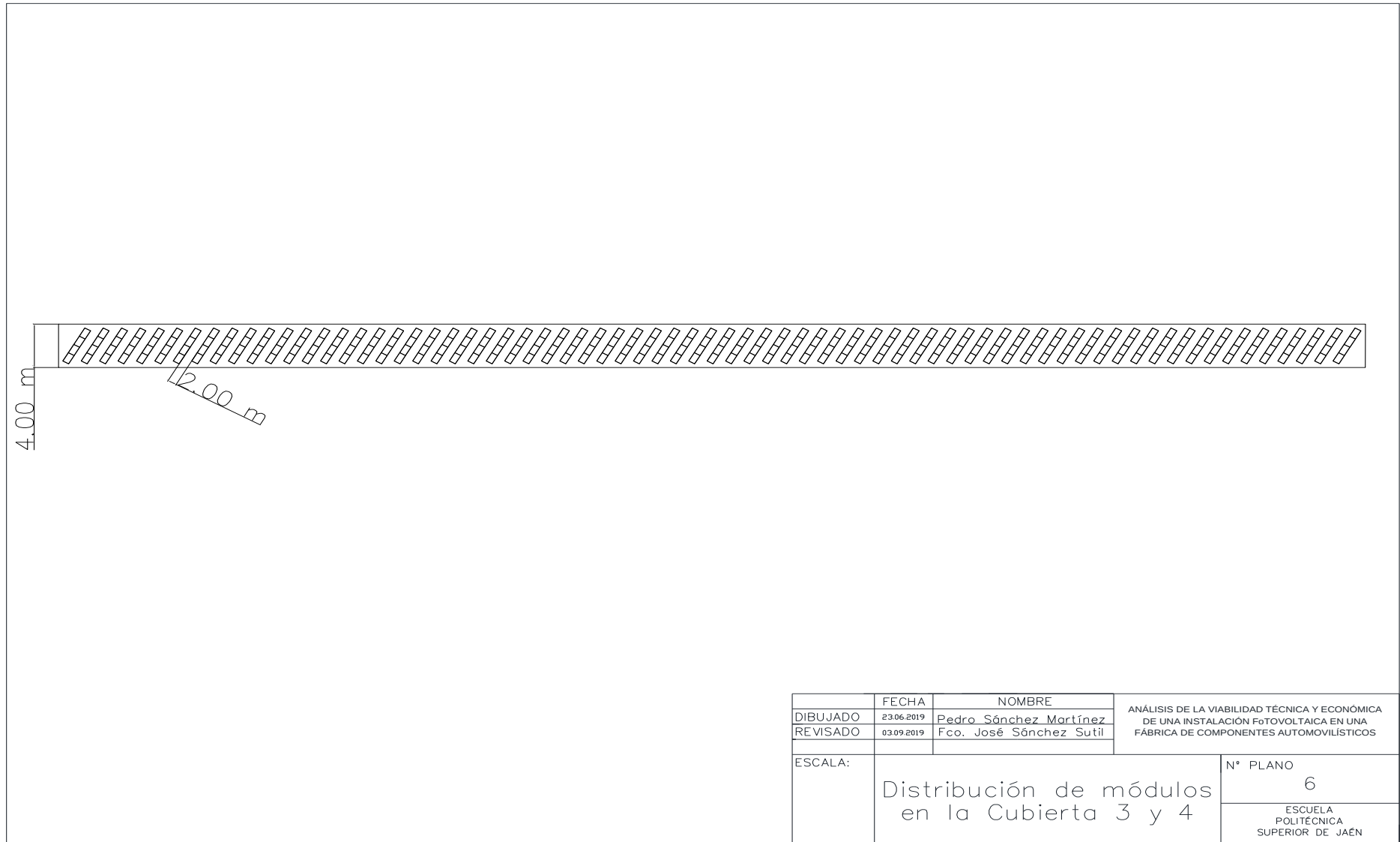


	FECHA	NOMBRE	ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA FÁBRICA DE COMPONENTES AUTOMOVILÍSTICOS
DIBUJADO	23.06.2019	Pedro Sánchez Martínez	
REVISADO	03.09.2019	Fco. José Sánchez Sutil	
ESCALA:	Distribución de Bandeja Portacables		Nº PLANO 4
			ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN

11.5. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA 1 Y 2 (GENERADORES A-B-C-D)



11.6. DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA CUBIERTA 3 Y 4 (GENERADORES E-F)



12. PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Índice

12. PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....	96
12.1. MEDICIONES.....	97
12.2. PRECIOS SIMPLES.....	98
12.3. JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS.....	99
12.4 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	105
12.5. RESUMEN DE PRESUPUESTO	108

12.1. MEDICIONES

Código	Resumen	UDS	CANTIDAD
Capítulo 01	Generador Fotovoltaico		
1,01	Módulo Fotovoltaico BenQ SunForte PM096B00 330 KW	u	1.638,0
1,02	Inversor ABB 100 PVS-TL (Monitorización incluida)	u	4,0
1,03	Inversor HUAWEI Sun2000 60-ktl (Monitorización incluida)	u	2,0

Código	Resumen	UDS	CANTIDAD
Capítulo 02	Cableado de la Instalación		
2,01	Instalación bandeja portacables perforada en suspensión	m	192,0
2,02	Conductores desde módulos hasta caja de conexiones MPPT	m	10.694,0
2,03	Conductores desde caja de conexiones MPPPT a Inversor	m	1.230,0
2,04	Conductores desde el Inversor ABB hasta la Caja de conexión general	m	10,0
2,05	Conductores desde el Inversor HUAWEI hasta la Caja de conexión general	m	10,0
2,06	Conductores desde la Caja de conexión general hasta el Cuadro de Baja Tensión	m	5,0

Código	Resumen	UDS	CANTIDAD
Capítulo 03	Protecciones		
3,01	Protecciones campo generador A-B-C-D corriente continua	u	4,0
3,02	Protecciones campo generador E-F corriente continua	u	2,0
3,03	Protección CA Inversor ABB	u	4,0
3,04	Protección CA Inversor Huawei	u	2,0
3,05	Protección punto de enlace	u	1,0
3,06	Puesta a tierra de la instalación	u	1,0
3,07	Controlador Permanente de Aislamiento	u	2,0

12.2. PRECIOS SIMPLES

CÓDIGO	RESUMEN	PRECIO	UDS
INS001	Módulo Fotovoltaico BenQ SunForte PM096B00 330 KW	259,00 €	u
INS002	Inversor ABB 100 PVS-TL (Monitorización incluida)	7.059,00 €	u
INS003	Inversor HUAWEI Sun2000 60-ktl (Monitorización incluida)	5.006,46 €	u
INS004	Estructura módulo fotovoltaico	52,00 €	u
INS005	Caja de Conexiones estanca	9,68 €	u
INS006	Conductor P-Sun 2.0 CPRO 6mm2 rojo	1,79 €	m
INS007	Conductor P-Sun 2.0 CPRO 6mm2 negro	1,79 €	m
INS008	Conductor Afumex Class 1000 V 50 mm2	5,30 €	m
INS009	Conductor Afumex Class 1000 V 95 mm2	10,35 €	m
INS010	Conductor Afumex Class 1000 V 185 mm2	22,77 €	m
INS011	Pequeño material	1,00 €	u
INS012	Bandeja portacables perforada 60x300 mm	13,52 €	m
PRO001	Interruptor Automático Bipolar 10 A	18,32 €	u
PRO002	Interruptor Automático Bipolar 63 A	49,90 €	u
PRO003	Seccionador de Maniobra 63 A	132,13 €	u
PRO004	Seccionador de Maniobra 125 A	170,58 €	u
PRO005	Seccionador de Maniobra 250 A	390,10 €	u
PRO006	Seccionador de Maniobra 1250 A	1.986,31 €	u
PRO007	Descargador de Sobretensiones CC 1000V	128,32 €	u
PRO008	Descargador de Sobretensiones CA 1000V	128,32 €	u
PRO009	Interruptor Diferencial 30 mA	51,00 €	u
PAP001	Electrodo	11,44 €	u
PAP002	Barra Equipotencial	21,46 €	u
PAP003	Cable desnudo	15,95 €	m
PAP005	Controlador Permanente de Aislamiento	1.441,52 €	u
PAP006	Dispositivo Vertido Nulo a Red	146,5 €	u
TRA001	Ayudante Electricista	9,00 €	h
TRA002	Oficial Electricista	16,20 €	h
TRA003	Oficial Montador	16,20 €	h
TRA004	Ayudante Montador	9,00 €	h
TRA005	Oficial Albañil	16,20 €	h
TRA006	Ayudante Albañil	9,00 €	h
MQ001	Grúa	20,00	h

12.3. JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS**Capítulo 01 Generador Fotovoltaico****1,01 Módulo Fotovoltaico BenQ SunForte PM096B00 330 KW**

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS001	Módulo Fotovoltaico BenQ SunForte PM096B00 330 KW	259	1,00	259,00
INS004	Estructura módulo fotovoltaico	52	1,00	52,00
INS011	Pequeño material	1	0,50	0,50
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,05	0,45
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,05	0,81
TRA003	Oficial Montador	14	0,05	0,70
MQ001	Grúa	1	0,01	0,01
Costes indirectos 1,5%				4,70
TOTAL				318,17 €

1,02 Inversor ABB 100 PVS-TL (Monitorización incluida)

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS002	Inversor ABB 100 PVS-TL (Monitorización incluida)	7059	1,00	7.059,00
INS011	Pequeño material	1	0,60	0,60
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,50	4,50
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,50	8,10
Costes indirectos 1.5%				106,08
TOTAL				7.178,28 €

1,03 Inversor HUAWEI Sun2000 60-ktl (Monitorización incluida)

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS003	Inversor HUAWEI Sun2000 60-ktl (Monitorización incluida)	5006,46	1,00	5.006,46
INS011	Pequeño material	1	0,60	0,60
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,60	5,40
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,20	3,24
Costes indirectos 1.5%				75,24
TOTAL				5.090,94 €

Capítulo 02 Cableado de la instalación**2,01 Instalación bandeja portacables perforada en suspensión**

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS012	Bandeja portacables perforada 60x300 mm	13,52	1,00	13,52
INS011	Pequeño material	1	1,00	1,00
TRA005	Oficial Albañil	16,2	0,10	1,62
TRA006	Ayudante Albañil	9	0,10	0,90
MQ001	Grúa	20,00	0,10	2,00
Costes indirectos 1.5%				0,29
TOTAL				19,33 €

2,02 Conductores desde módulos hasta caja de conexiones MPPT

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS006	Conductor P-Sun 2.0 CPRO 6mm2	1,79	1,00	1,79
INS011	Pequeño material	1	0,05	0,05
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,02	0,18
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,02	0,32
Costes indirectos 1.5%				0,04
TOTAL				2,38 €

2,03 Conductores desde caja de conexiones MPPPT a Inversor

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS006	Conductor P-Sun 2.0 CPRO 6mm2	1,79	1,00	1,79
INS011	Pequeño material	1	0,05	0,05
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,02	0,18
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,02	0,32
Costes indirectos 1.5%				0,04
TOTAL				2,38 €

2,04 Conductores desde el Inversor ABB hasta la Caja de conexión general

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS008	Conductor Afumex Class 1000 V 50 mm2	5,30	1,00	5,30
INS011	Pequeño material	1	0,05	0,05
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,10	0,90
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,10	1,62
Costes indirectos 1.5%				0,12
TOTAL				7,99 €

2,05 Conductores desde el Inversor HUAWEI hasta la Caja de conexión general

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS009	Conductor Afumex Class 1000 V 95 mm2	10,35	1,00	10,35
INS011	Pequeño material	1	0,05	0,05
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,10	0,90
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,10	1,62
Costes indirectos 1.5%				0,19
TOTAL				13,11 €

2,06 Conductores desde la Caja de conexión general hasta el Cuadro de Baja Tensión

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
INS010	Conductor Afumex Class 1000 V 185 mm2	22,77	1,00	22,77
INS011	Pequeño material	1	0,05	0,05
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,50	4,50
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,50	8,10
Costes indirectos 1.5%				0,53
TOTAL				35,95 €

Capítulo 03 Protecciones**3,01 Protecciones campo generador A-B-C-D corriente continua**

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PRO001	Interruptor Automático Bipolar 10 A	18,32	6,00	109,92
PRO002	Interruptor Automático Bipolar 63 A	49,9	6,00	299,4
PRO003	Seccionador de Maniobra 63 A	132,13	6,00	792,78
PRO007	Descargador de Sobretensiones CC 1000V	128,32	2,00	256,64
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,70	6,3
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,70	11,34
Costes indirectos 1.5%				22,15
TOTAL				1.498,53 €

3,02 Protecciones campo generador E-F corriente continua

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PRO001	Interruptor Automático Bipolar 10 A	18,32	3,00	54,96
PRO002	Interruptor Automático Bipolar 63 A	49,9	3,00	149,7
PRO003	Seccionador de Maniobra 63 A	132,13	3,00	396,39
PRO007	Descargador de Sobretensiones CC 1000V	128,32	2,00	256,64
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,70	6,3
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,70	11,34
Costes indirectos 1.5%				13,13
TOTAL				888,46 €

3,03 Protección CA Inversor ABB

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PRO005	Seccionador de Maniobra 250 A	390,10	1,00	390,1
PRO008	Descargador de Sobretensiones CA 1000V	128,32	1,00	128,32
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,40	3,6
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,40	6,48
Costes indirectos 1.5%				7,93
TOTAL				536,43 €

3,04 Protección CA Inversor Huawei

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PRO004	Seccionador de Maniobra 125 A	170,58	1,00	170,58
PRO008	Descargador de Sobretensiones CA 1000V	128,32	1,00	128,32
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,40	3,6
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,40	6,48
Costes indirectos 1.5%				4,63
TOTAL				313,61 €

3,05 Protección punto de enlace

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PRO006	Seccionador de Maniobra 1250 A	1986,31	1,00	1986,31
PRO008	Descargador de Sobretensiones CA 1000V	128,32	1,00	128,32
PRO009	Interruptor Diferencial 30 mA	51,00	1,00	51
TRA001	Ayudante Electricista	9	0,70	6,3
TRA002	Oficial Electricista	16,2	0,70	11,34
PAP006	Dispositivo Vertido Nulo a Red	146,5	1	146,5
Costes indirectos 1.5%				32,75
TOTAL				2.362,52 €

3,06 Puesta a tierra de la instalación

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PAP001	Electrodo	11,44	1,00	11,44
PAP002	Barra Equipotencial	21,46	1,00	21,46
PAP003	Cable desnudo	15,95	2,00	31,9
INS011	Pequeño material	1,00	1,00	1
TRA001	Ayudante Electricista	9	1,20	10,8
TRA002	Oficial Electricista	16,2	1,20	19,44
Costes indirectos 1.5%				1,44
TOTAL				97,48 €

3,07 Controlador Permanente de Aislamiento

COD	DENOMINACIÓN	PRECIO	CANTIDAD	TOTAL
PAP005	Controlador Permanente de Aislamiento	1441,52	2,00	2883,04
INS011	Pequeño material	1,00	1,00	1
TRA001	Ayudante Electricista	9	1,20	10,8
TRA002	Oficial Electricista	16,2	1,20	19,44
	Costes indirectos 1.5%			43,71
TOTAL				2.957,99 €

12.4 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Código	Resumen	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
Capítulo 01	Generador Fotovoltaico			
1,01	Módulo Fotovoltaico BenQ SunForte PM096B00 330 KW	1638	318,17	521.165,82 €
1,02	Inversor ABB 100 PVS-TL (Monitorización incluida)	4	7.178,28	28.713,13 €
1,03	Inversor HUAWEI Sun2000 60-ktl (Monitorización incluida)	2	5.090,94	10.181,87 €
		TOTAL CAPÍTULO 01 Generador Fotovoltaico		560.060,82 €

Código	Resumen	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
Capítulo 02	Cableado de la Instalación			
2,01	Instalación bandeja portacables perforada en suspensión	192	19,33	3.710,52 €
2,02	Conductores desde módulos hasta caja de conexiones MPPT	10694	2,38	25.442,74 €
2,03	Conductores desde caja de conexiones MPPT a Inversor	1230	2,38	2.926,37 €
2,04	Conductores desde el Inversor ABB hasta la Caja de conexión general	10	7,99	79,88 €
2,05	Conductores desde el Inversor HUAWEI hasta la Caja de conexión general	10	13,11	131,14 €
2,06	Conductores desde la Caja de conexión general hasta el Cuadro de Baja Tensión	5	35,95	179,76 €
TOTAL CAPÍTULO 02 Cableado de la Instalación				32.470,39 €

Código	Resumen	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
Capítulo 03	Protecciones			
3,01	Protecciones campo generador A-B-C-D corriente continua	4	1.498,53	5.994,10 €
3,02	Protecciones campo generador E-F corriente continua	2	888,46	1.776,92 €
3,03	Protección CA Inversor ABB	4	536,43	2.145,71 €
3,04	Protección CA Inversor Huawei	2	313,61	627,23 €
3,05	Protección punto de enlace	1	2.216,02	2.362,52 €
3,06	Puesta a tierra de la instalación	1	97,48	97,48 €
3,07	Controlador Permanente de Aislamiento	2	2.957,99	5.915,99 €
TOTAL CAPÍTULO 03 Protecciones				18.773,45 €
TOTAL				611.304,67 €

12.5. RESUMEN DE PRESUPUESTO

Descripción	Importe	%
TOTAL CAPÍTULO 01 Generador Fotovoltaico	560.060,82 €	91,62%
TOTAL CAPÍTULO 02 Cableado de la Instalación	32.470,39 €	5,31%
TOTAL CAPÍTULO 03 Protecciones	18.773,45 €	3,07%
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	611.304,67 €	100%
15% Gastos Generales	91.695,70 €	
4% Beneficios Industriales	24.452,19 €	
PRESUPUESTO DE CONTRATACIÓN	727.452,55 €	
21% I.V.A.	152.765,04 €	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	880.217,59 €	

El presupuesto general ha resultado de OCHOCIENTOS OCHENTA MIL DOSCIENTOS DIECISIETE EUROS con CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

13. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

Índice

13. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.....	109
13.1. Financiación.....	109
13.2. Análisis del flujo de caja.....	110

13.1. Financiación

Se ha optado por financiar la inversión del proyecto al 50% con una **entidad privada**; proporción que se estima favorable para el cliente al involucrar un balance con resultado positivo entre el flujo operacional y el pago de la cuota anual periódica. Esto mismo puede apreciarse en la Gráfica correspondiente al Flujo de Caja del proyecto que queda adjuntada posteriormente.

Cabe mencionar que no se valora **actualmente** la posibilidad de resultar beneficiarios de una **subvención pública** como herramienta complementaria a la financiación del proyecto; aunque no se desestima como posible opción a medio plazo dado la volatilidad de las políticas públicas relativas al campo de la energía.

FINANCIACIÓN		
Inversión		880.217,59 €
Financiación de la Inversión		50%
Deuda		440.108,80 €
Períodos de Deuda		10
Interés		5%
Cuota Anual		-56.996,10 €

Tabla 32. Factores claves para la financiación.

Año	Saldo	Interés	Amortización	Cuota
1	440.108,80 €	22.005,44 €	34.990,66 €	56.996,10 €
2	405.118,13 €	20.255,91 €	36.740,20 €	56.996,10 €
3	368.377,94 €	18.418,90 €	38.577,21 €	56.996,10 €
4	329.800,73 €	16.490,04 €	40.506,07 €	56.996,10 €
5	289.294,66 €	14.464,73 €	42.531,37 €	56.996,10 €
6	246.763,30 €	12.338,16 €	44.657,94 €	56.996,10 €
7	202.105,36 €	10.105,27 €	46.890,83 €	56.996,10 €
8	155.214,52 €	7.760,73 €	49.235,38 €	56.996,10 €
9	105.979,15 €	5.298,96 €	51.697,15 €	56.996,10 €
10	54.282,00 €	2.714,10 €	54.282,00 €	56.996,10 €

Tabla 33. Cuota anual para los períodos de deuda.

13.2. Análisis del flujo de caja

En el siguiente análisis del flujo de caja puede visualizarse la estimación de ahorros logrados gracias al autoconsumo por período. Se toma como hipótesis una explotación del 100% de la energía generada debido a los hábitos de consumo de la fábrica, ya que produce los 7 días de la semana.

Además, se ha obtenido el flujo de caja acumulado a lo largo del período de estudio del proyecto; junto al punto de retorno de la inversión que se estima en **10 años**. Cabe destacar que el Beneficio Industrial Acumulado al finalizar el proyecto es aproximado a 1.800.000 €.

Se estima un VAN de 372.537,31 € y una tasa interna de retorno (TIR) de 13.12% por lo que podemos concluir que el proyecto resulta completamente conveniente.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ahorros Autoconsumo (hipótesis 100%)	100.764,80 €	102.528,18 €	104.322,43 €	106.148,07 €	108.005,66 €	109.895,76 €	111.818,94 €	
Ingresos Excedentes								
Subvenciones								
Cambio Inversores								
Coste Seguro, Registros	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €
Coste Mantenimiento	- 5.038,24 €	- 5.126,41 €	- 5.216,12 €	- 5.307,40 €	- 5.400,28 €	- 5.494,79 €	- 5.590,95 €	
Gastos Financieros	-22005,43975	-20255,90662	-18418,89682	-16490,03654	-14464,73325	-12338,16479	-10105,26791	
Flujo Operacional	- € 71.080,47 €	74.505,22 €	78.046,76 €	81.709,98 €	85.499,99 €	89.422,15 €	93.482,07 €	
Costes Módulos	- 388.080,00 €							
Costes Inversores	- 54.869,94 €							
Costes Cableado y Protecciones	- 44.294,99 €							
Costes Instalación (Estructura, Ingeniería, Permisos)	- 143.155,63 €							
Resto de Costes	- 249.817,02 €							
Inversión	- 880.217,59 €							
Préstamo	440.108,80 €							
Amortización	-34990,66269	-36740,19582	-38577,20561	-40506,06589	-42531,36919	-44657,93764	-46890,83453	
Flujo de Capital	- 440.108,80 €	- 34.990,66 €	- 36.740,20 €	- 38.577,21 €	- 40.506,07 €	- 42.531,37 €	- 44.657,94 €	- 46.890,83 €
Flujo de Caja	- 440.109 €	36.090 €	37.765 €	39.470 €	41.204 €	42.969 €	44.764 €	46.591 €

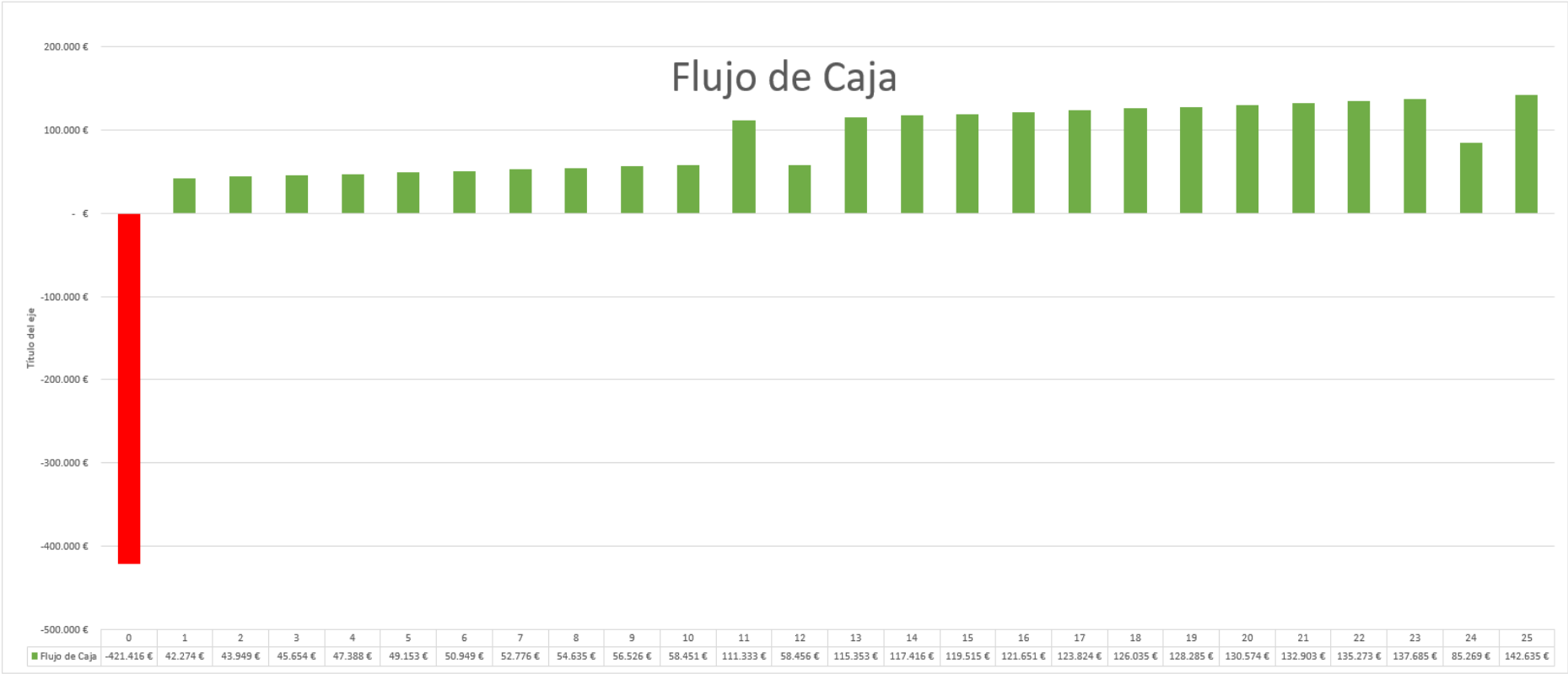
Año	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ahorros Autoconsumo (hipótesis 100%)	113.775,77 €	115.766,84 €	117.792,76 €	119.854,14 €	121.951,58 €	124.085,74 €	126.257,24 €	128.466,74 €	130.714,91 €
Ingresos Excedentes									
Subvenciones									
Cambio Inversores					- 54.869,94 €				
Coste Seguro, Registros	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €
Coste Mantenimiento	- 5.688,79 €	- 5.788,34 €	- 5.889,64 €	- 5.992,71 €	- 6.097,58 €	- 6.204,29 €	- 6.312,86 €	- 6.423,34 €	- 6.535,75 €
Gastos Financieros	-7760,726182	-5298,957369	-2714,100116						
Flujo Operacional	97.685,60 €	102.038,89 €	106.548,37 €	111.220,78 €	58.343,41 €	115.240,80 €	117.303,72 €	119.402,75 €	121.538,51 €
Costes Módulos									
Costes Inversores									
Costes Cableado y Protecciones									
Costes Instalación (Estructura, Ingeniería, Permisos)									
Resto de Costes									
Inversión									
Préstamo									
Amortización	-49235,37625	-51697,14507	-54282,00232						
Flujo de Capital	- 49.235,38 €	- 51.697,15 €	- 54.282,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Flujo de Caja	48.450 €	50.342 €	52.266 €	111.221 €	58.343 €	115.241 €	117.304 €	119.403 €	121.539 €

Ilustración 8. Flujo de Caja hasta el año 16.

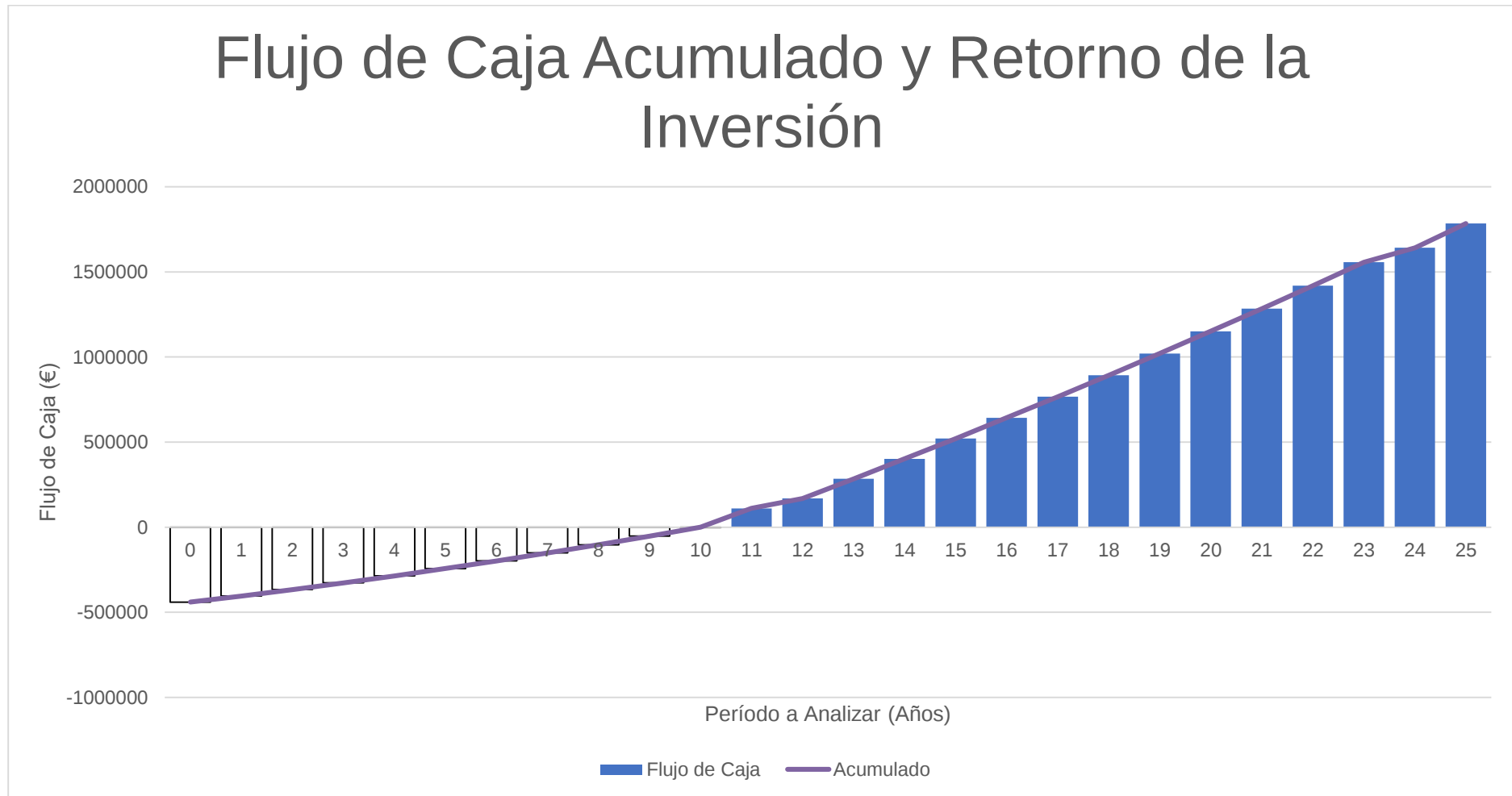
Año	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ahorros Autoconsumo (hipótesis 100%)	133.002,42 €	135.329,96 €	137.698,23 €	140.107,95 €	142.559,84 €	145.054,64 €	147.593,10 €	150.175,97 €	152.804,05 €
Ingresos Excedentes									
Subvenciones									
Cambio Inversores								- 54.869,94 €	
Coste Seguro, Registros	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €	- 2.640,65 €
Coste Mantenimiento	- 6.650,12 €	- 6.766,50 €	- 6.884,91 €	- 7.005,40 €	- 7.127,99 €	- 7.252,73 €	- 7.379,65 €	- 7.508,80 €	- 7.640,20 €
Gastos Financieros									
Flujo Operacional	123.711,64 €	125.922,81 €	128.172,67 €	130.461,90 €	132.791,20 €	135.161,25 €	137.572,79 €	85.156,58 €	142.523,20 €
Costes Módulos									
Costes Inversores									
Costes Cableado y Protecciones									
Costes Instalación (Estructura, Ingeniería, Permisos)									
Resto de Costes									
Inversión									
Préstamo									
Amortización									
Flujo de Capital	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Flujo de Caja	123.712 €	125.923 €	128.173 €	130.462 €	132.791 €	135.161 €	137.573 €	85.157 €	142.523 €

VAN Financiado Tasa de Descuento (7%)	372.537,31 €
TIR (7%)	13,12%

Ilustración 9. Flujo de Caja hasta el final del proyecto.



Gráfica 2. Flujo de caja general.



Gráfica 3. Flujo de caja acumulado y período de retorno de la inversión.

Año	Flujo de Caja	Acumulado
0	-440108,795	-440108,795
1	36089,8048	-404018,9902
2	37765,0196	-366253,9706
3	39469,5507	-326784,42
4	41203,911	-285580,5089
5	42968,6227	-242611,8863
6	44764,2168	-197847,6695
7	46591,2338	-151256,4357
8	48450,2236	-102806,2121
9	50341,7457	-52464,4664
10	52266,3695	-198,0969096
11	111220,777	111022,6797
12	58343,4116	169366,0913
13	115240,797	284606,888
14	117303,722	401910,6101
15	119402,749	521313,3587
16	121538,508	642851,8669
17	123711,643	766563,5103
18	125922,809	892486,319
19	128172,669	1020658,988
20	130461,902	1151120,891
21	132791,197	1283912,088
22	135161,254	1419073,342
23	137572,788	1556646,13
24	85156,583	1641802,713
25	142523,199	1.784.325,91 €

Tabla 34. Flujo de caja acumulado.

ANEXOS

Índice

ANEXO A: DATOS CATASTRALES.....	119
ANEXO B: HOJA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS	120
ANEXO C: HOJA TÉCNICA DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS.....	121
ANEXO D: CONEXIONADO DE CABLES.....	123
D.1. Configuración del conexionado de los subgeneradores en serie-paralelo Cubierta 1 y 2	124
D.2. Configuración del conexionado de los subgeneradores en serie-paralelo Cubierta 3 y 4	130
ANEXO E: DATOS DE CONSUMO DE ENERGÍA 2018	137
ANEXO F: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA	138
F.1. INTRODUCCIÓN	138
F.2. PROCEDIMIENTO	139
ANEXO G: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS	141
G.1. Objeto	141
G.2. Descripción del método.....	141
G.2.1. Obtención del perfil de obstáculos.....	141
G.2.2. Representación del perfil de obstáculos.....	142
G.2.4 Cálculo final	142
G.4. Distancia mínima entre filas de módulos	143
ANEXO H: IRRADIANCIA MENSUAL	145
H.1. IRRADIANCIA MES DE ENERO	145
H.2. IRRADIANCIA MES DE FEBRERO.....	146
H.3. IRRADIANCIA MES DE MARZO	147
H.4. IRRADIANCIA MES DE ABRIL	148
H.5. IRRADIANCIA MES DE MAYO	149
H.6. IRRADIANCIA MES DE JUNIO	150
H.7. IRRADIANCIA MES DE JULIO.....	151
H.8. IRRADIANCIA MES DE AGOSTO.....	152
H.9. IRRADIANCIA MES DE SEPTIEMBRE	153
H.10. IRRADIANCIA MES DE OCTUBRE	154
H.11. IRRADIANCIA MES DE NOVIEMBRE	155

H.12. IRRADIANCIA MES DE DICIEMBRE	156
ANEXO I: MODELADO EN TRES DIMENSIONES DE LA NAVE INDUSTRIAL CON LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN.....	157

ANEXO A: DATOS CATASTRALES



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE

2359839VH4125N0001LW

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN

PL LOS RUBIALES

23700 LINARES [JAÉN]

USO PRINCIPAL

Industrial

AÑO CONSTRUCCIÓN

1999

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN

100,000000

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

23.389

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN

PL LOS RUBIALES

LINARES [JAÉN]

SUPERFICIE CONSTRUIDA [m²]

23.389

SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m²]

36.484

TIPO DE FINCA

Parcela construida sin división horizontal

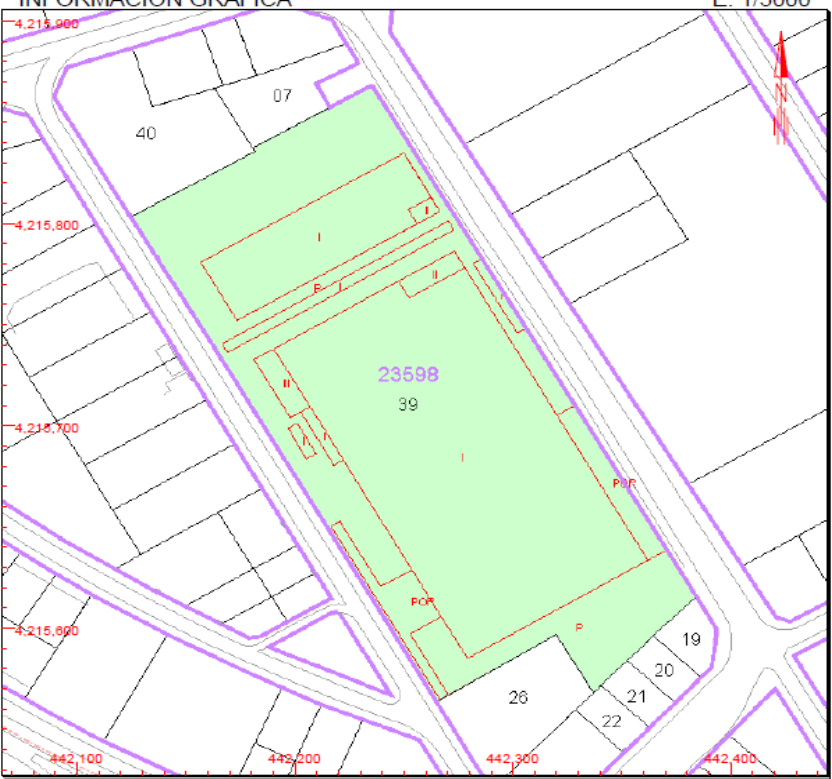
CONSTRUCCIÓN

Destino	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m²
INDUSTRIAL	1	00	01	16.347
OFICINA	2	00	01	276
OFICINA	2	01	01	276
OFICINA	3	00	01	346
OFICINA	3	01	01	346
OFICINA	3	02	01	346
APARCAMIENTO	4	00	01	829
SOPORT. 50%	P	OR	CHE	845
INDUSTRIAL	5	00	01	180
INDUSTRIAL	1	00	01	3.598

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

INFORMACIÓN GRÁFICA

E: 1/3000



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

442.400

Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89

—

Límite de Manzana

—

Límite de Parcela

—

Límite de Construcciones

—

Mobiliario y aceras

—

Límite zona verde

—

Hidrografía

Miércoles , 27 de Marzo de 2019

ANEXO B: HOJA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS

SunForte PM096B00 (320 ~ 333 W_p)

Dati elettrici

Potenza nominale P _N	320W	325W	327W	330W	333W
Efficienza modulo	19.6%	19.9%	20.1%	20.3%	20.4%
Tensione nominale V _{no} (V)	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Corrente nominale I _{no} (A)	5.86	5.94	5.98	6.04	6.09
Tensione a circuito aperto V _{oc} (V)	64.8	64.9	64.9	64.9	64.9
Corrente di corto circuito I _{sc} (A)	6.27	6.39	6.46	6.52	6.58
Tolleranza massima di P _N	0 / +3%				

* I dati riportati rappresentano i valori misurati a STC (Standard Test Conditions)

* STC: Irradiazione 1000W/m², distribuzione spettrale AM 1.5, temperatura 25 ± 2 °C, in conformità con EN 60904-3

* I dati elettrici forniti sono valori nominali in base a misurazioni di base e tolleranze di produzione del ±10%, a eccezione della P_N. Le classificazioni sono eseguite in base alla P_N.

Coefficiente di temperatura

NOCT	45 ± 2 °C
Coefficiente di temperatura di P _N	-0.33 % / K
Coefficiente di temperatura di V _{oc}	-0.26 % / K
Coefficiente di temperatura di I _{sc}	0.05 % / K

* NOCT: Normal Operation Cell Temperature, temperatura operativa normale cella, condizioni di misurazione: irradiazione 800W/m², AM1.5, temperatura dell'aria 20 °C, velocità del vento 1m/s

Caratteristiche meccaniche

Dimensioni (lunghezza x larghezza x spessore)	1559 x 1046 x 46 mm (61.38 x 41.18 x 1.81 pollici)
Peso	18.6 kg (41.0 lbs)
Vetro anteriore	Vetro temperato ad alta trasmissione con AR-Tech, 3.2 mm (0.13 pollici)
Cella	96 celle back-contact ad alta efficienza
Foglio posteriore	Fellicola composita
Telaio	Telaio in alluminio anodizzato
Scatola di derivazione	Classificazione IP-67 con 3 diodi di bypass
Tipo di connettore & Cavi	TE Connectivity PV4: 1x4mm ² (0.04x0.16 pollici ²), Lunghezza: ognuno 1.0 m (39.37 pollici)

Condizioni operative

Temperatura di funzionamento	-40 ~ +80 °C
Intervallo temperatura ambiente	-40 ~ +45 °C
Max. Tensione sistema IEC/UL	1000 V / 1000 V
Val. nominale fusibili in serie	20A
Capacità massima di carico superficie	Testato fino a 5400 Pa secondo la norma IEC 61215 (test avanzato)

Garanzie e certificazioni

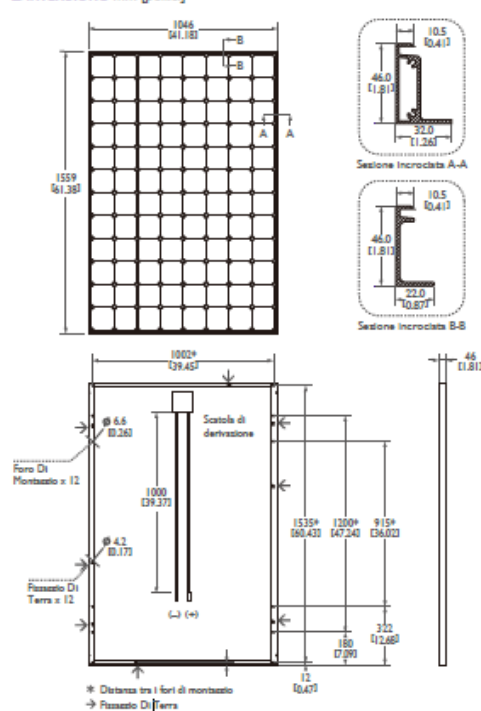
Prodotto	10 anni per materiale e lavorazione
Garanzia delle prestazioni	Rendimento garantito del 95% per 5 anni e dell'87% per 25 anni con un degrado lineare
Certificazioni	In conformità con le linee guida IEC/EN 61215, IEC/EN 61730, UL 1703 *

* Esaminare le altre certificazioni presso i rivenditori ufficiali

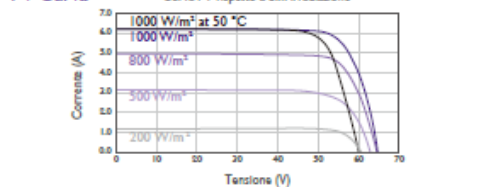
Configurazione dell'imballo

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pezzi per pallet	22	22	22
Pallet per container	6	14	28
Pezzi per container	132	308	616

Dimensione mm [pollici]



I-V Curva



Caratteristiche di corrente/tensione con dipendenza su irradiazione e temperatura del modulo



AU Optonics Corporation

No. 1, Li-Hsin Rd. 2, Hsinchu Science Park, Hsinchu 30078, Taiwan
Tel: +886-3-500-8899 www.BenQSolar.com



BenQ Solar è una divisione di AU Optonics Questa brochure è stata stampata con inchiostro di sola.
© Copyright Giugno 2015 AU Optonics Corp. Tutti i diritti riservati. Le informazioni possono essere modificate senza preavviso.



BenQ
Solar

ANEXO C: HOJA TÉCNICA DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS

PRODUCT FLYER FOR PVS-100/120-TL ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters PVS-100/120-TL 100 to 120 kW



Technical data and types

Type code	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Input side		
Absolute maximum DC Input voltage ($V_{max,dc}$)	1000V	
Start-up DC Input voltage (V_{start})	420V (400...500 V)	
Operating DC Input voltage range ($V_{dc,min}...V_{dc,max}$)	360...1000 V	
Rated DC Input voltage (V_{dc})	620V	720V
Rated DC Input power (P_{dc})	102 000W	123 000W
Number of Independent MPPT	6	
MPPT Input DC voltage range at ($V_{mppt,min}...V_{mppt,max}$) at P_{dc}	480...850V	570...850V
Maximum DC Input power for each MPPT ($P_{mppt,max}$)	17500 W [480V≤ V_{mppt} ≤850V]	20500 W [570V≤ V_{mppt} ≤850V]
Maximum DC Input current for each MPPT ($I_{dc,max}$)	36 A	
Maximum input short circuit current ($I_{sc,max}$) for each MPPT	50 A ¹⁾	
Number of DC Input pairs for each MPPT	4	
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - replaceable surge arrester	Type II with monitoring only for SX and SX2 versions; Type I+II with monitoring only for SY and SY2 versions	
Photovoltaic array Isolation control	as per IEC62109	
DC switch rating for each MPPT	50 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V ³⁾	
String current monitoring	SX2, SY2: (24ch) individual string current monitoring; SX, SY: (6ch) input current monitoring per MPPT	
Output side		
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P_{ac} @cosφ=1)	100 000 W	120 000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @cosφ=1)	100 000 W	120 000 W
Maximum apparent power (S_{max})	100 000 VA	120 000 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ⁴⁾	384...576 ⁵⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	145 A	
Rated output frequency (f_n)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...65 Hz / 55...65 Hz ⁶⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 Inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	< 3%	
Maximum AC cable	185mm ² Aluminum and copper	
AC connection type	Provided bar for lug connections M10, single core cable glands 4xM40 and M25, multi core cable gland M63 as option	
Output protection		
Anti-Islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	225 A	
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.4%	98.9%
Weighted efficiency (EURO)	98.2%	98.6%
Communication		
Embedded communication Interfaces	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
User Interface	4 LEDs, Web User Interface	
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec compliant)	
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level	
Remote monitoring services	Aurora Vision [®] monitoring portal	
Advanced features	Embedded logging, direct telemetry data transferring to ABB cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 40°C / 104 °F	

SUN2000-60KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-60KTL-M0	
Efficiency			
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V		
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V		
Input			
Max. Input Voltage	1,100 V		
Max. Current per MPPT	22 A		
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A		
Start Voltage	200 V		
MPPT Operating Voltage Range	200 V – 1,000 V		
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac		
Number of Inputs	12		
Number of MPP Trackers	6		
Output			
Rated AC Active Power	60,000 W		
Max. AC Apparent Power	66,000 VA		
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W		
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE		
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V		
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V		
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging		
Max. Total Harmonic Distortion	<3%		
Protection			
Input-side Disconnection Device	Yes		
Anti-islanding Protection	Yes		
AC Overcurrent Protection	Yes		
DC Reverse-polarity Protection	Yes		
PV-array String Fault Monitoring	Yes		
DC Surge Arrester	Type II		
AC Surge Arrester	Type II		
DC Insulation Resistance Detection	Yes		
Residual Current Monitoring Unit	Yes		
Communication			
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP		
RS485	Yes		
USB	Yes		
Monitoring BUS (MBUS)	Yes		
General Data			
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)		
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)		
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)		
Cooling Method	Natural Convection		
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)		
Relative Humidity	0 ~ 100%		
DC Connector	Amphenol Helios H4		
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp		
Protection Degree	IP65		
Topology	Transformerless		
Standard Compliance (more available upon request)			
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683		
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11		

Version No.:02-(20190512)

SOLAR.HUAWEL.COM/EU/

ANEXO D: CONEXIONADO DE CABLES

Para clarificar el conexionado de la instalación queda adjuntado una serie de ilustraciones que muestra la configuración de cada uno de los subgeneradores.

Con el fin de facilitar el entendimiento de las siguientes ilustraciones, se explicará la leyenda incorporada por cada módulo que sirve para hacer referencia a distintos factores a tener en cuenta en el conexionado.



Ilustración 10. Ejemplo denominación de módulos.

- La primera posición identifica el **número de inversor** que es.
- La segunda posición identifica el **subgenerador** al que pertenece ese módulo.
- La tercera posición indica **la rama del subgenerador** a la que pertenece ese módulo.
- La cuarta posición identifica para ese módulo cuantos **módulos en serie** lleva esa rama para ese subgenerador.

Si nos fijamos en el ejemplo que ilustra la anterior imagen; podemos asegurar que el módulo de la izquierda es el módulo número 12 de la tercera rama del segundo subgenerador, que pertenece al inversor nº 1 de esa cubierta.

Por el otro lado, el módulo de la derecha es el primer módulo en serie de la cuarta rama del segundo subgenerador, que pertenece al inversor nº 1 de esa cubierta.

Además; gracias al color identificativo de las agrupaciones en las siguientes ilustraciones, se observa de manera evidente el cambio de string.

D.1. Configuración del conexionado de los subgeneradores en serie-paralelo Cubierta 1 y 2



Ilustración 11. Parte 1 conexionado de módulos Cubierta 1 o. 2

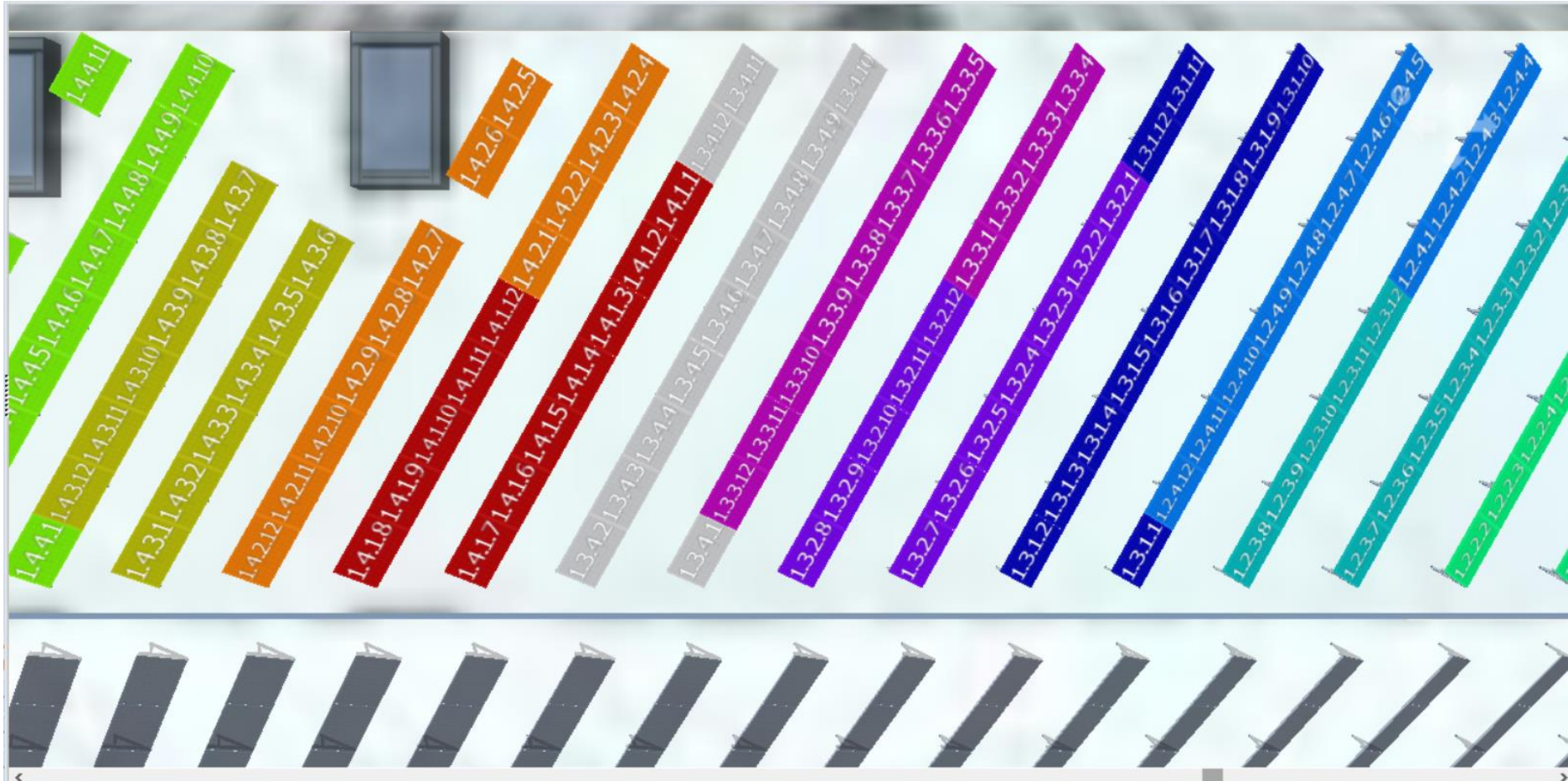


Ilustración 12. Parte 2 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.

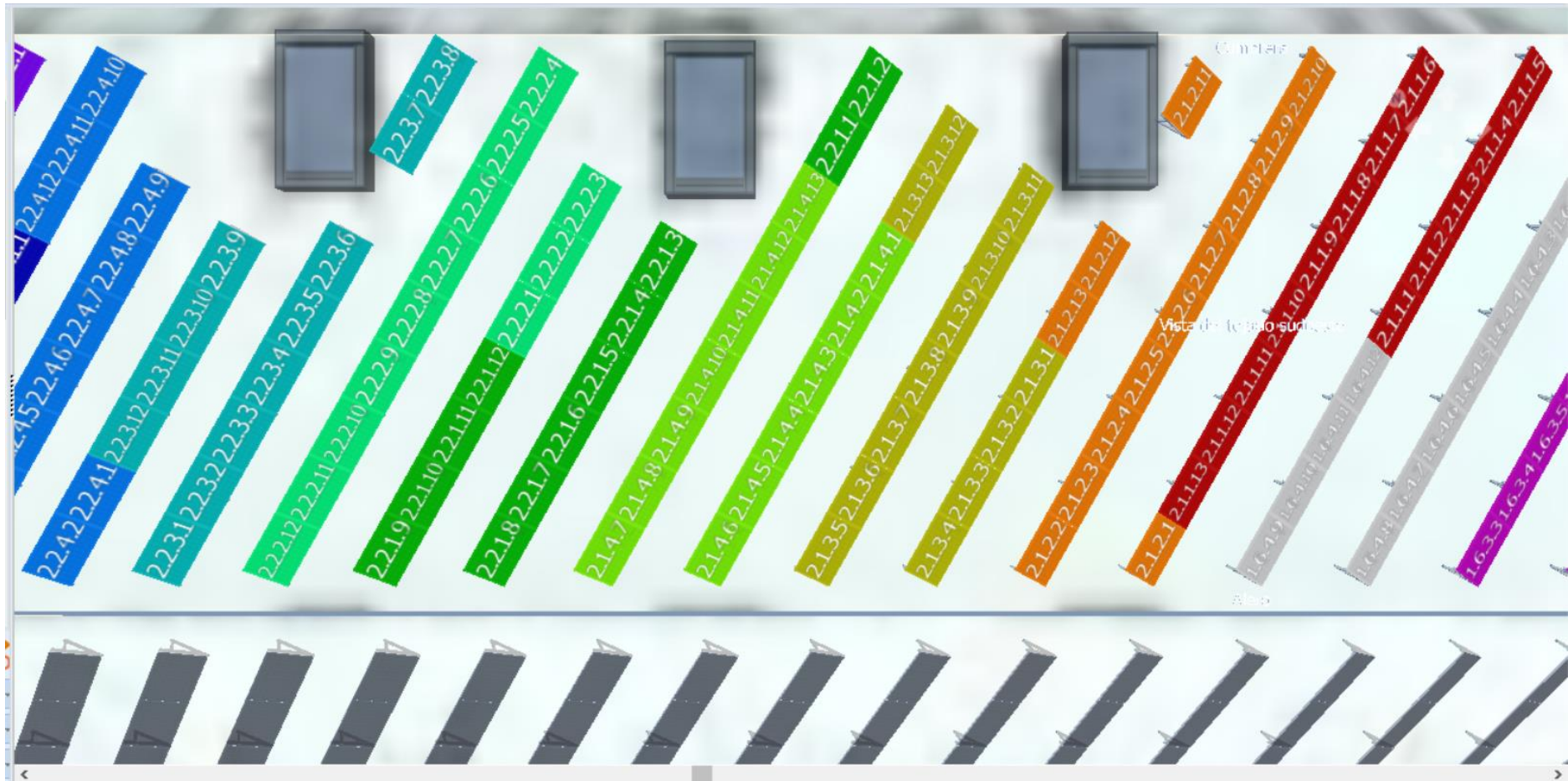


Ilustración 13. Parte 3 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.

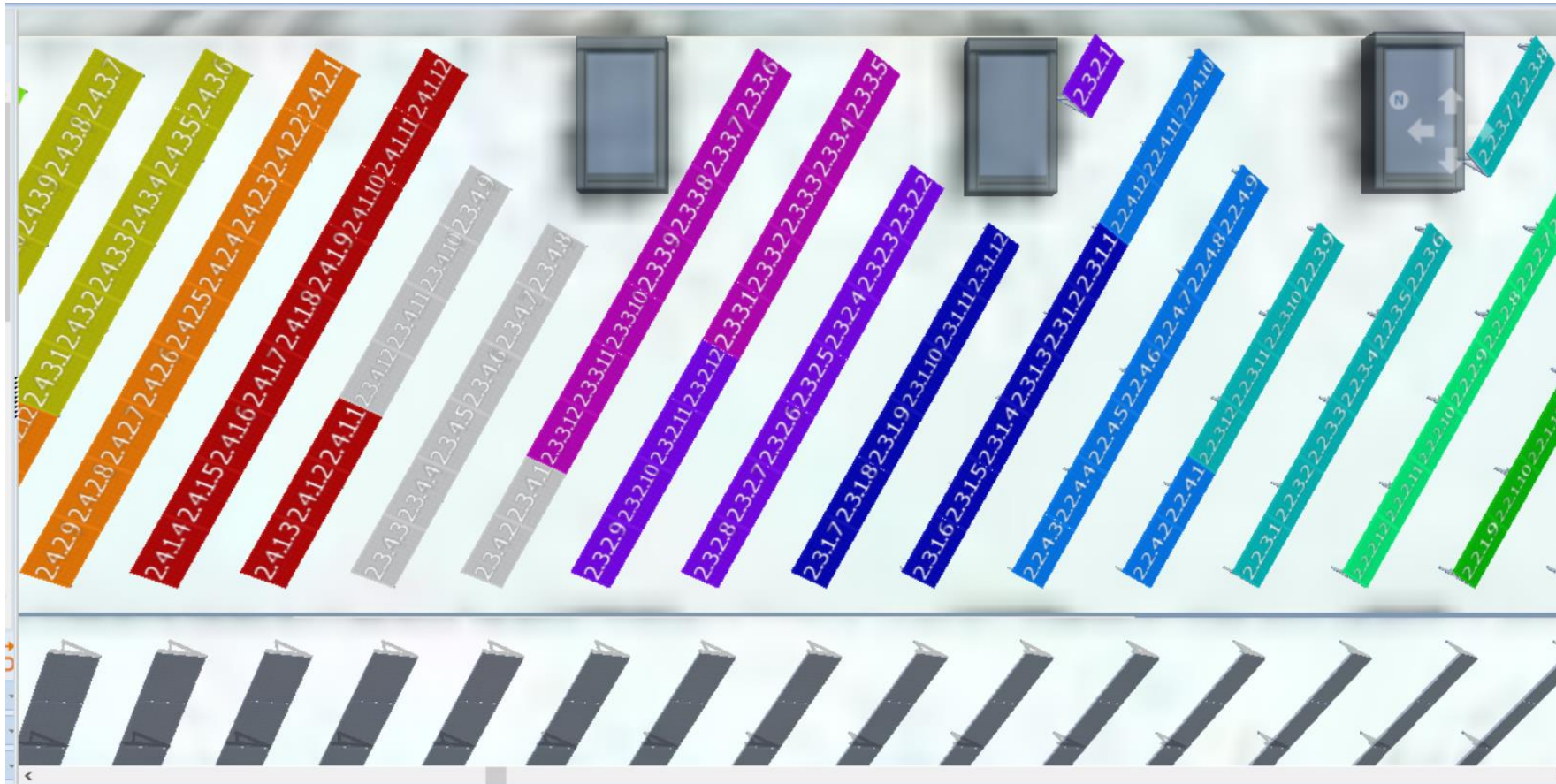


Ilustración 14. Parte 4 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.

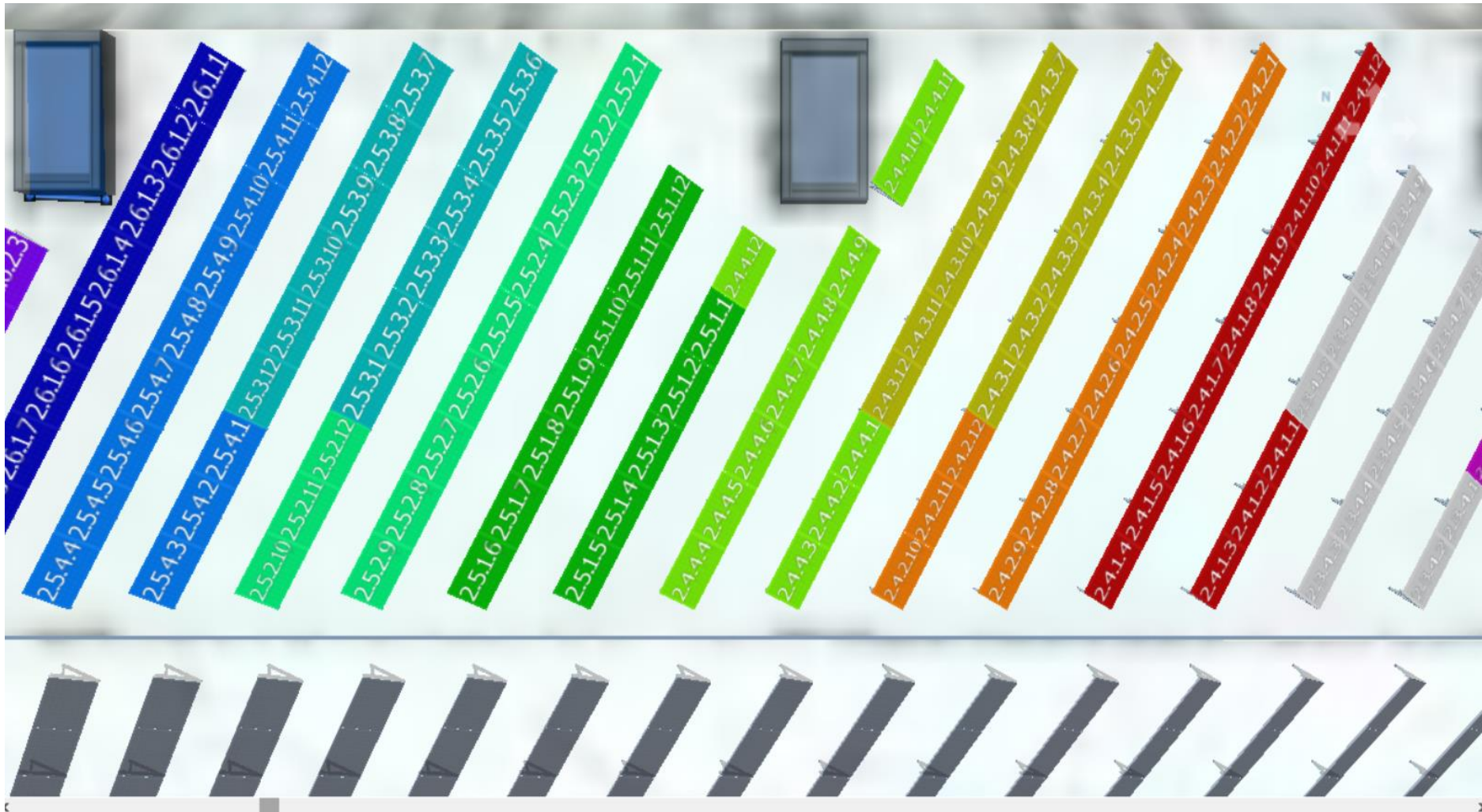


Ilustración 15. Parte 5 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.

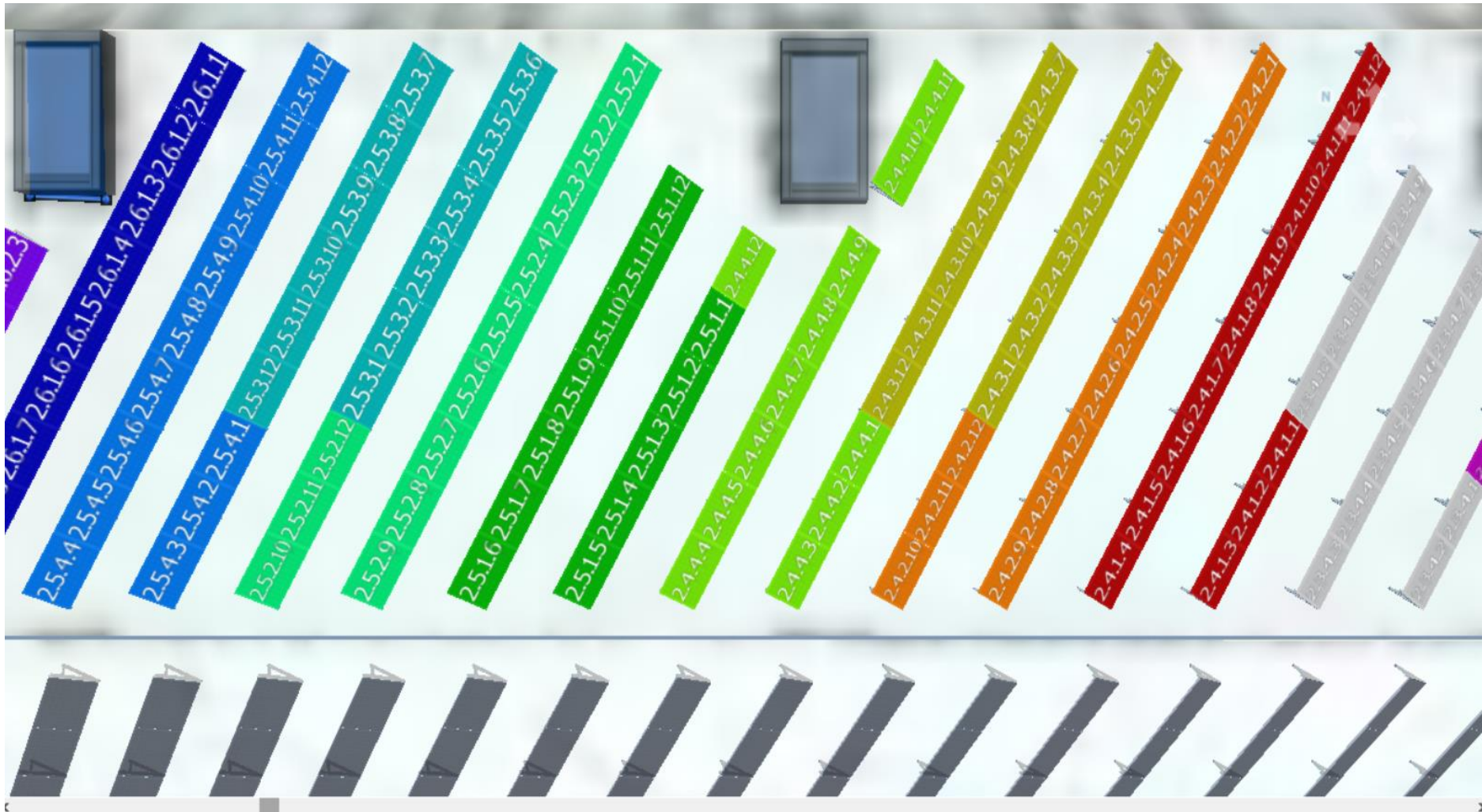


Ilustración 16. Parte 6 conexionado de módulos Cubierta 1 o 2.

D.2. Configuración del conexionado de los subgeneradores en serie-paralelo Cubierta 3 y 4

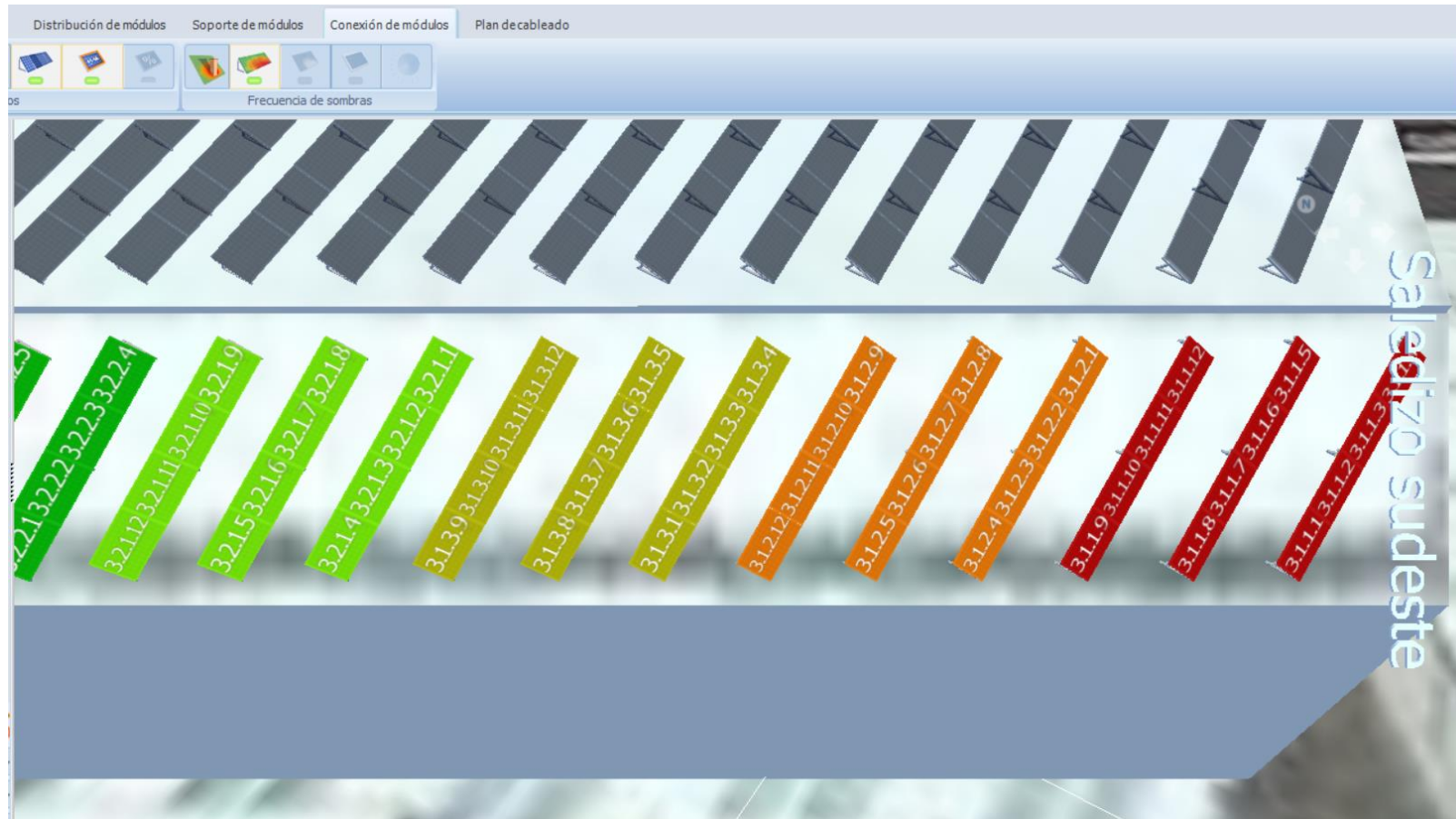


Ilustración 17. Parte 1 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.



Ilustración 18. Parte 2 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.

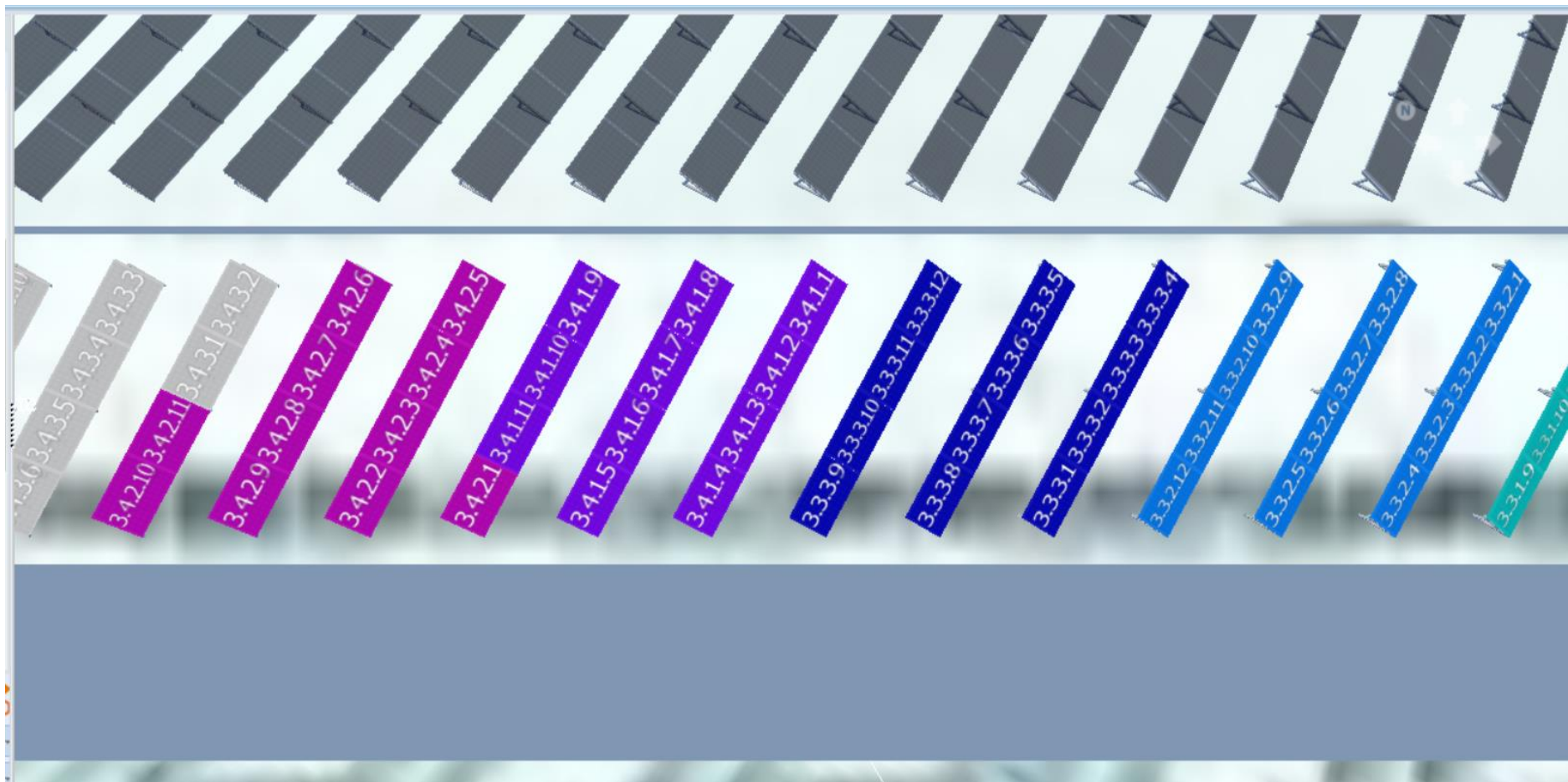


Ilustración 19. Parte 3 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.



Ilustración 20. Parte 4 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.

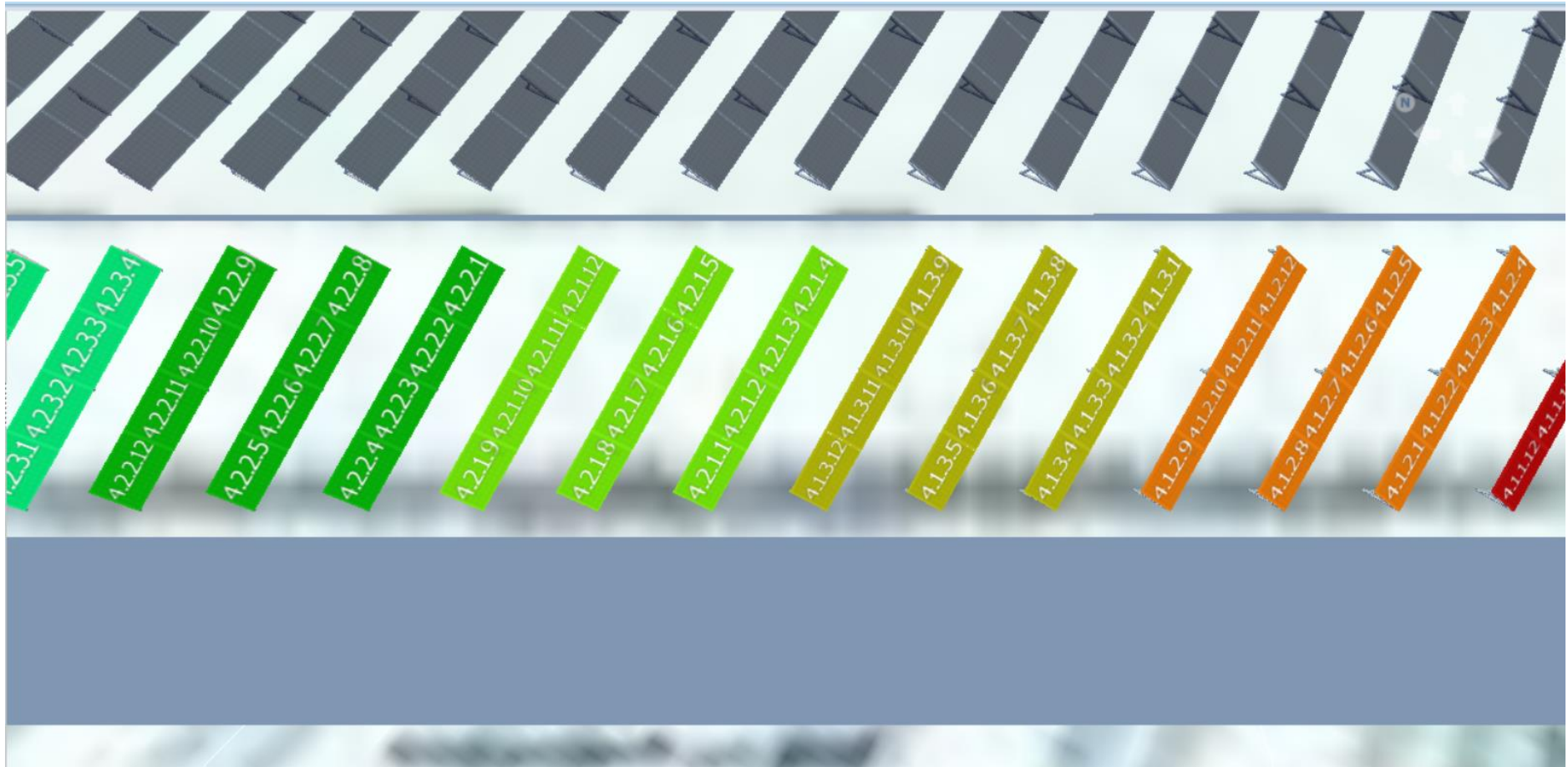


Ilustración 21. Parte 5 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.

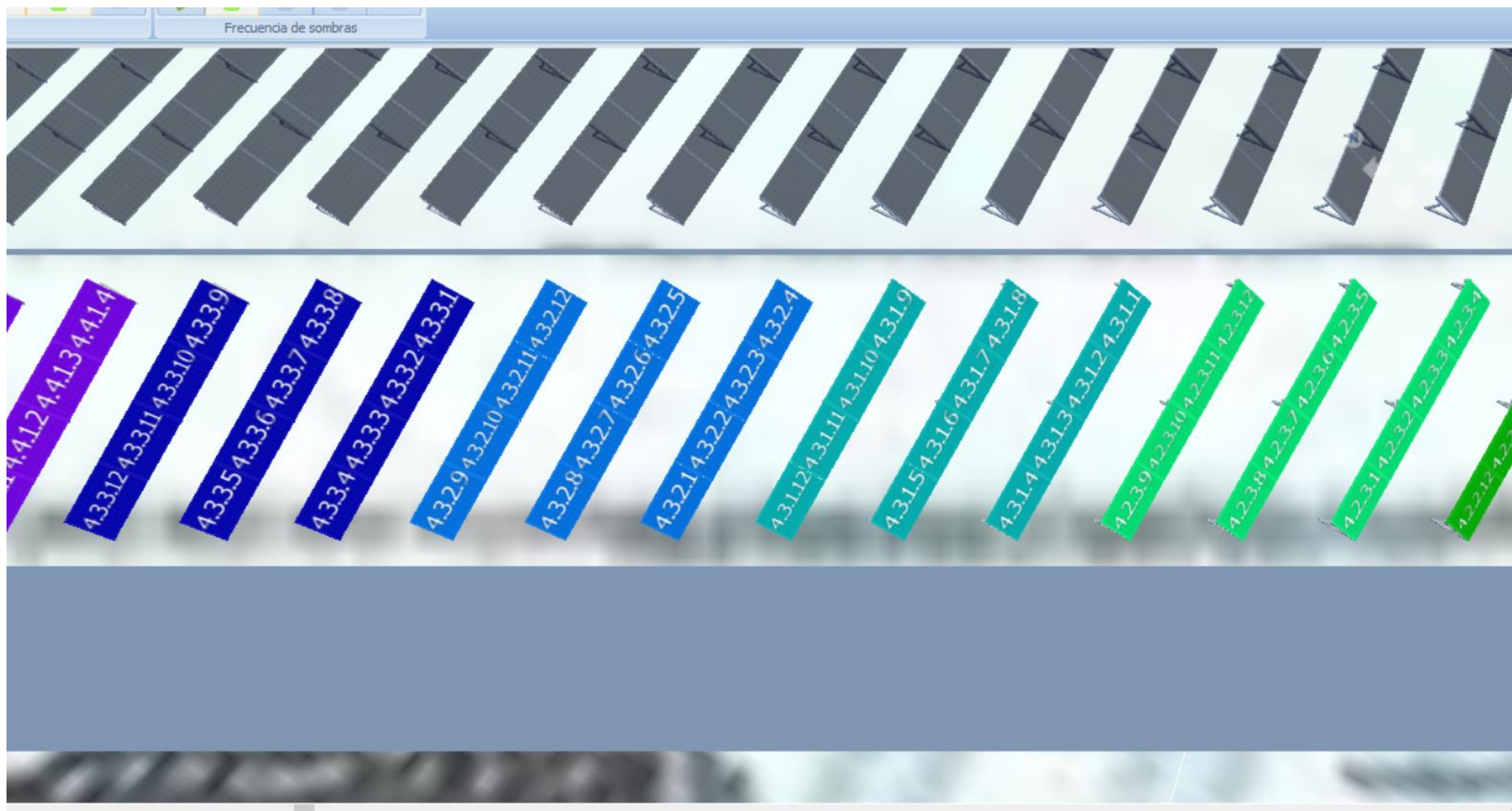


Ilustración 22. Parte 6 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4

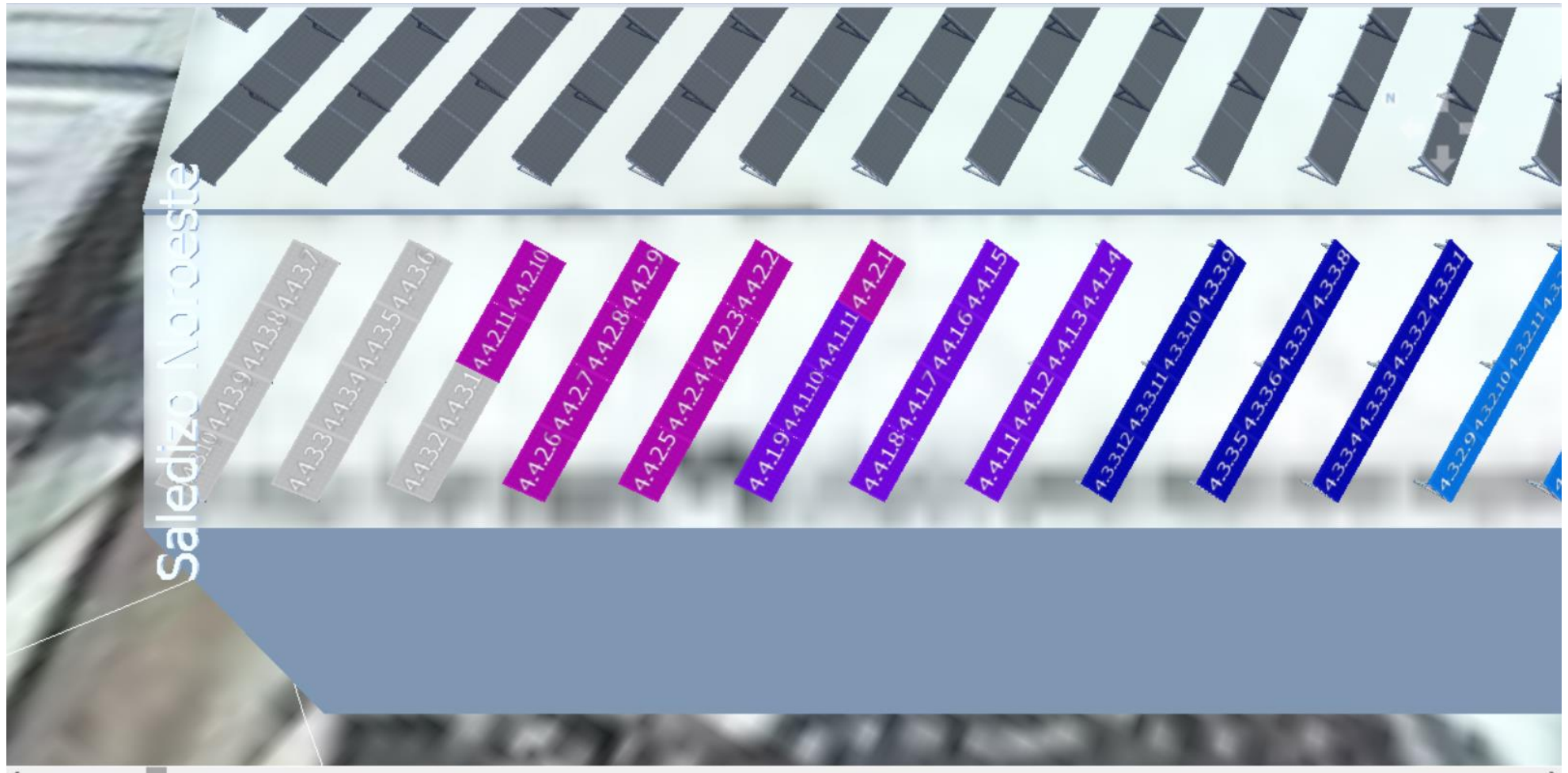


Ilustración 23. Parte 7 conexionado de módulos Cubierta 3 o 4.

ANEXO E: DATOS DE CONSUMO DE ENERGÍA 2018

MES	Cantidad Energía Consumida (kW/h)						Total (kW/h)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
Enero	68073	106727				86002	260802,0
Febrero	62516	98942				90204	251662,0
Marzo			63166	112674		96548	272388,0
Abril					167875	84419	252294,0
Mayo					176333	102267	278600,0
Junio	44468	45188	35268	57527		115473	297924,0
Julio	97538	90762				108224	296524,0
Agosto						159727	159727,0
Septiembre			69845	110686		113668	294199,0
Octubre					180722	95123	275845,0
Noviembre			71749	117076		97877	286702,0
Diciembre	46949	72843				82719	202511,0

TOTAL KW/h**3129178,0**

Tabla 35. Cantidad de energía consumida 2018.

ANEXO F: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

F.1. INTRODUCCIÓN

1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

–Ángulo de inclinación β . definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

–Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

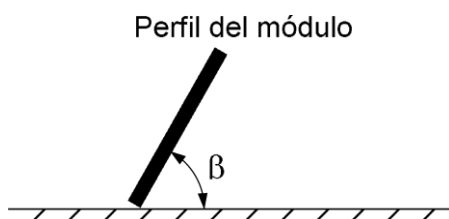


Ilustración 25. Demostración ángulo de inclinación.

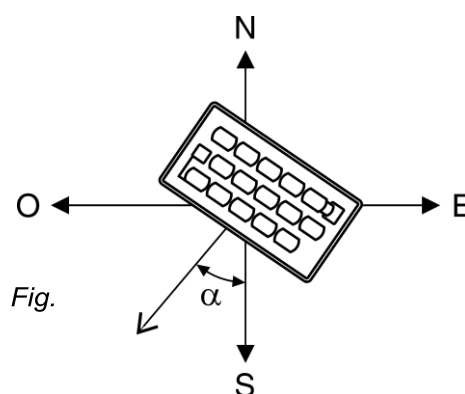


Fig. Ilustración 24. Demostración ángulo Azimut.

F.2. PROCEDIMIENTO

2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, N , de 41° , de la siguiente forma:

–Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $N = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

–Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $N = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (N = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

Inclinación mínima = Inclinación $(N = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$, siendo 0° su valor mínimo.

2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - N + 10)^2 + 3,5 \times (10^{-5} \alpha)^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} \beta - N + 10)^2] \quad \text{para } \beta = 15^\circ$$

[Nota: α , β , N se expresan en grados, siendo N la latitud del lugar].

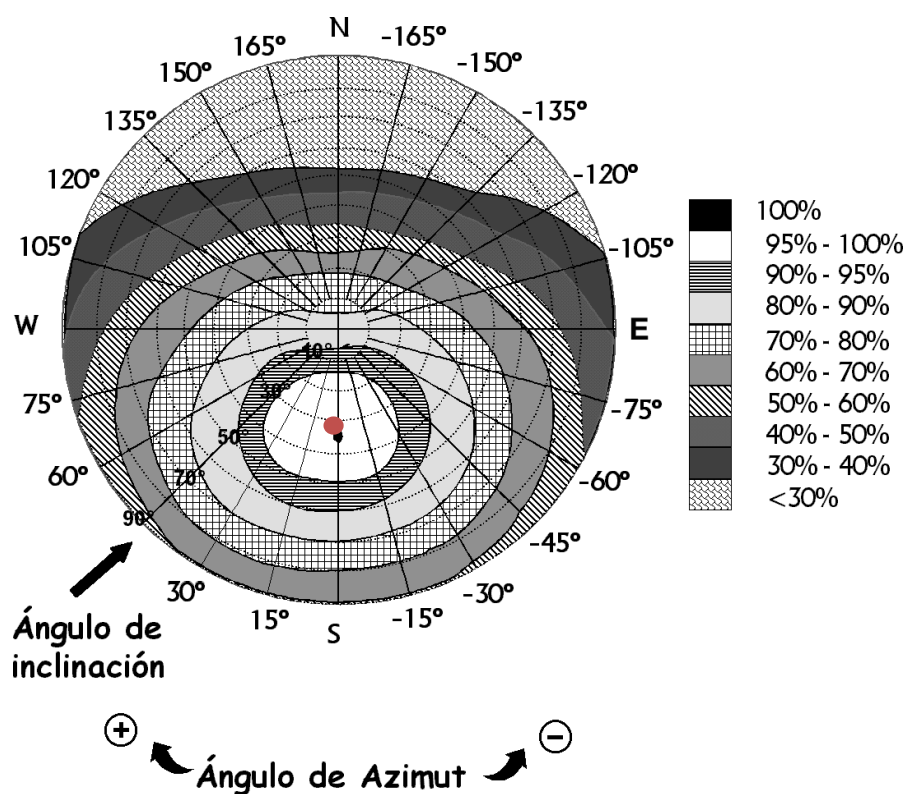


Ilustración 26. Pérdidas por orientación e inclinación.

Para esta instalación se optará por minimizar las pérdidas orientando los módulos a un ángulo de **Azimut α de 0°** ; y una **inclinación β de 35°** .

ANEXO G: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

G.1. Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

G.2. Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

G.2.1. Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

G.2.2. Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

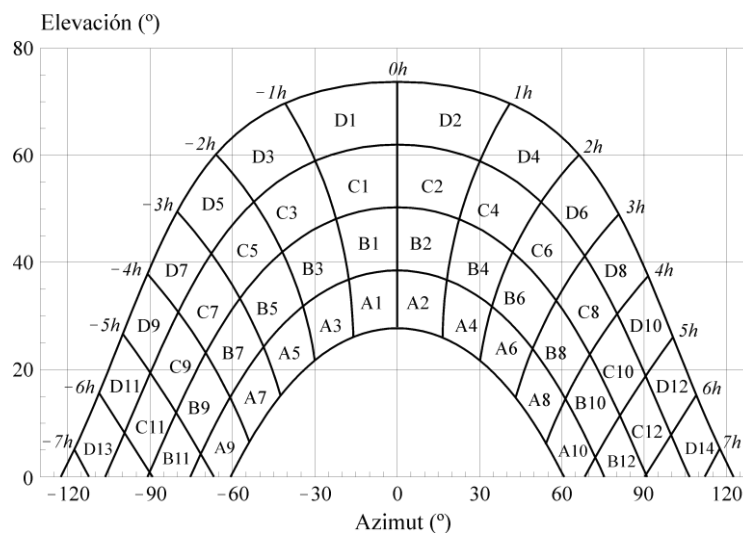


Ilustración 27. Perfil de Obstáculos.

G.2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor

de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

G.4. Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \times k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla 36 pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 36. Factor k en función de la latitud.

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \times k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

Al decidirse por realizar el montaje de los módulos en la cubierta de forma apaisada; la distancia establecida entre filas para el presente proyecto es **de 2 metros**, prudencialmente superior a la mínima descrita anteriormente.

Cabe mencionar que además se ha tenido en cuenta la existencia de salidas de ventilación de la cubierta que cuentan con una altura de 0.7 metros, la sombra proyectada por este obstáculo ha sido respetada como puede visualizarse en el apartado de *Planos: Distribución de los módulos en la cubierta 1 y 2*.



Ilustración 28. Representación en tres dimensiones de la distancia entre filas en la cubierta 1.

ANEXO H: IRRADIANCIA MENSUAL**H.1. IRRADIANCIA MES DE ENERO**

Enero			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	6,5
1:00	0	0	6
2:00	0	0	5,5
3:00	0	0	5
4:00	0	0	4,8
5:00	0	0	4,6
6:00	0	0	4,4
7:00	85	53	5,1
8:00	237	146	5,9
9:00	399	258	6,7
10:00	533	359	8,3
11:00	594	404	10
12:00	571	387	11,6
13:00	508	337	12,1
14:00	390	253	12,6
15:00	233	145	13,1
16:00	70	39	12,2
17:00	0	0	11,2
18:00	0	0	10,2
19:00	0	0	9,3
20:00	0	0	8,4
21:00	0	0	7,4
22:00	0	0	7,1
23:00	0	0	6,7

Tabla 37 .Datos de radiación correspondientes al mes de enero.

H.2. IRRADIANCIA MES DE FEBRERO

Febrero			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	7,6
1:00	0	0	7,2
2:00	0	0	6,7
3:00	0	0	6,2
4:00	0	0	5,9
5:00	0	0	5,6
6:00	1	0	5,3
7:00	141	82	6,4
8:00	302	192	7,4
9:00	472	316	8,4
10:00	605	412	9,8
11:00	685	472	11,3
12:00	674	460	12,8
13:00	608	409	13,3
14:00	489	326	13,8
15:00	330	212	14,3
16:00	145	82	13,4
17:00	2	0	12,5
18:00	0	0	11,6
19:00	0	0	10,6
20:00	0	0	9,7
21:00	0	0	8,7
22:00	0	0	8,4
23:00	0	0	8,1

Tabla 38. Datos de radiación correspondientes al mes de febrero.

H.3. IRRADIANCIA MES DE MARZO

Marzo			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	9,7
1:00	0	0	9,1
2:00	0	0	8,6
3:00	0	0	8
4:00	0	0	7,6
5:00	0	0	7,2
6:00	53	27	6,9
7:00	232	141	8,5
8:00	437	290	10,1
9:00	616	424	11,8
10:00	745	520	13,2
11:00	812	572	14,7
12:00	788	550	16,2
13:00	712	488	16,7
14:00	566	378	17,3
15:00	393	251	17,9
16:00	196	112	17
17:00	41	18	16,1
18:00	0	0	15,1
19:00	0	0	14
20:00	0	0	12,8
21:00	0	0	11,6
22:00	0	0	11
23:00	0	0	10,3

Tabla 39. Datos de radiación correspondientes al mes de marzo.

H.4. IRRADIANCIA MES DE ABRIL

Abril			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	13,2
1:00	0	0	12,6
2:00	0	0	12
3:00	0	0	11,4
4:00	0	0	11,1
5:00	12	0	10,8
6:00	117	53	10,5
7:00	298	169	12,2
8:00	496	311	14
9:00	660	438	15,8
10:00	784	539	17
11:00	813	558	18,2
12:00	795	539	19,4
13:00	710	479	19,9
14:00	589	383	20,4
15:00	403	245	20,9
16:00	216	115	20,2
17:00	66	23	19,6
18:00	2	0	18,9
19:00	0	0	17,6
20:00	0	0	16,3
21:00	0	0	14,9
22:00	0	0	14,4
23:00	0	0	13,8

Tabla 40. Datos de radiación correspondientes al mes de abril.

H.5. IRRADIANCIA MES DE MAYO

Mayo			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	17,2
1:00	0	0	16,4
2:00	0	0	15,7
3:00	0	0	14,9
4:00	0	0	14,8
5:00	44	0	14,7
6:00	177	94	14,6
7:00	373	239	16,4
8:00	565	388	18,3
9:00	736	530	20,1
10:00	846	613	21,4
11:00	895	652	22,7
12:00	895	657	24
13:00	786	564	24,6
14:00	652	450	25,1
15:00	475	315	25,7
16:00	278	162	25,2
17:00	100	39	24,6
18:00	18	0	24
19:00	0	0	22,4
20:00	0	0	20,8
21:00	0	0	19,2
22:00	0	0	18,6
23:00	0	0	18

Tabla 41. Datos de radiación correspondientes al mes de mayo.

H.6. IRRADIANCIA MES DE JUNIO

Junio			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	22,4
1:00	0	0	21,5
2:00	0	0	20,7
3:00	0	0	19,8
4:00	0	0	19,7
5:00	45	0	19,6
6:00	192	111	19,4
7:00	394	271	21,3
8:00	598	444	23,1
9:00	774	597	25
10:00	899	709	26,4
11:00	956	755	27,8
12:00	932	724	29,3
13:00	853	658	29,9
14:00	704	526	30,6
15:00	515	366	31,3
16:00	322	210	30,8
17:00	129	61	30,4
18:00	36	0	29,9
19:00	0	0	28,2
20:00	0	0	26,4
21:00	0	0	24,7
22:00	0	0	24
23:00	0	0	23,3

Tabla 42. Datos de radiación correspondientes al mes de junio.

H.7. IRRADIANCIA MES DE JULIO

Julio			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	26,4
1:00	0	0	25,4
2:00	0	0	24,4
3:00	0	0	23,4
4:00	0	0	23,2
5:00	40	0	23
6:00	176	109	22,7
7:00	395	296	24,6
8:00	617	492	26,5
9:00	802	663	28,4
10:00	930	775	30
11:00	990	826	31,6
12:00	983	816	33,2
13:00	903	746	34
14:00	763	620	34,9
15:00	577	453	35,7
16:00	358	260	35,3
17:00	144	83	34,8
18:00	32	0	34,4
19:00	0	0	32,5
20:00	0	0	30,6
21:00	0	0	28,6
22:00	0	0	37,9
23:00	0	0	27,2

Tabla 43. Datos de radiación correspondientes al mes de julio.

H.8. IRRADIANCIA MES DE AGOSTO

Agosto			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	26,2
1:00	0	0	25,4
2:00	0	0	24,5
3:00	0	0	23,7
4:00	0	0	23,3
5:00	24	0	22,9
6:00	149	90	22,5
7:00	367	266	24,4
8:00	584	449	26,2
9:00	776	662	28
10:00	922	757	29,6
11:00	989	818	31,3
12:00	974	802	32,9
13:00	887	717	33,7
14:00	735	582	34,5
15:00	540	410	35,3
16:00	314	218	34,7
17:00	105	55	34,1
18:00	13	0	33,5
19:00	0	0	31,7
20:00	0	0	29,9
21:00	0	0	28,1
22:00	0	0	27,4
23:00	0	0	26,8

Tabla 44. Datos de radiación correspondientes al mes de agosto.

H.9. IRRADIANCIA MES DE SEPTIEMBRE

Septiembre			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	21,7
1:00	0	0	21
2:00	0	0	20,3
3:00	0	0	19,6
4:00	0	0	19,2
5:00	4	0	18,9
6:00	117	66	18,5
7:00	304	199	20
8:00	525	373	21,6
9:00	705	521	23,2
10:00	829	629	24,6
11:00	896	686	26,1
12:00	872	664	27,5
13:00	778	585	28,1
14:00	607	441	28,8
15:00	410	281	29,4
16:00	201	126	28,5
17:00	34	13	27,7
18:00	0	0	26,8
19:00	0	0	25,5
20:00	0	0	24,2
21:00	0	0	22,9
22:00	0	0	22,5
23:00	0	0	22

Tabla 45. Datos de radiación correspondientes al mes de septiembre.

H.10. IRRADIANCIA MES DE OCTUBRE

Octubre			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	16,7
1:00	0	0	16,1
2:00	0	0	15,5
3:00	0	0	14,9
4:00	0	0	14,6
5:00	0	0	14,2
6:00	71	43	13,9
7:00	267	179	15,5
8:00	470	330	17
9:00	647	475	18,6
10:00	753	554	20
11:00	813	607	21,4
12:00	770	570	22,8
13:00	664	481	23,2
14:00	491	343	23,7
15:00	284	186	24,1
16:00	101	62	23
17:00	0	0	21,9
18:00	0	0	20,7
19:00	0	0	19,8
20:00	0	0	18,8
21:00	0	0	17,9
22:00	0	0	17,4
23:00	0	0	16,9

Tabla 46. Datos de radiación correspondientes al mes de octubre.

H.11. IRRADIANCIA MES DE NOVIEMBRE

Noviembre			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	10,7
1:00	0	0	10,2
2:00	0	0	9,7
3:00	0	0	9,2
4:00	0	0	9
5:00	0	0	8,8
6:00	6	0	8,5
7:00	195	120	9,6
8:00	352	232	10,7
9:00	507	346	11,8
10:00	628	446	13,2
11:00	677	490	14,6
12:00	625	446	16
13:00	524	365	16,4
14:00	382	259	16,8
15:00	210	132	17,2
16:00	21	7	16,1
17:00	0	0	15
18:00	0	0	13,9
19:00	0	0	13,1
20:00	0	0	12,3
21:00	0	0	11,5
22:00	0	0	11,1
23:00	0	0	10,8

Tabla 47. Datos de radiación correspondientes al mes de noviembre.

H.12. IRRADIANCIA MES DE DICIEMBRE

Diciembre			
Horas	G (W/m ²)	GD (W/m ²)	Td (°C)
0:00	0	0	7,2
1:00	0	0	6,8
2:00	0	0	6,3
3:00	0	0	5,8
4:00	0	0	5,6
5:00	0	0	5,4
6:00	0	0	5,2
7:00	136	87	6
8:00	265	170	6,8
9:00	444	301	7,6
10:00	551	383	9,2
11:00	627	450	10,8
12:00	609	433	12,4
13:00	518	361	12,9
14:00	366	246	13,4
15:00	215	132	14
16:00	2	0	12,9
17:00	0	0	11,9
18:00	0	0	10,9
19:00	0	0	10
20:00	0	0	9
21:00	0	0	8,1
22:00	0	0	7,8
23:00	0	0	7,5

Tabla 48. Datos de radiación correspondientes al mes de diciembre.

ANEXO I: MODELADO EN TRES DIMENSIONES DE LA NAVE INDUSTRIAL CON LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN

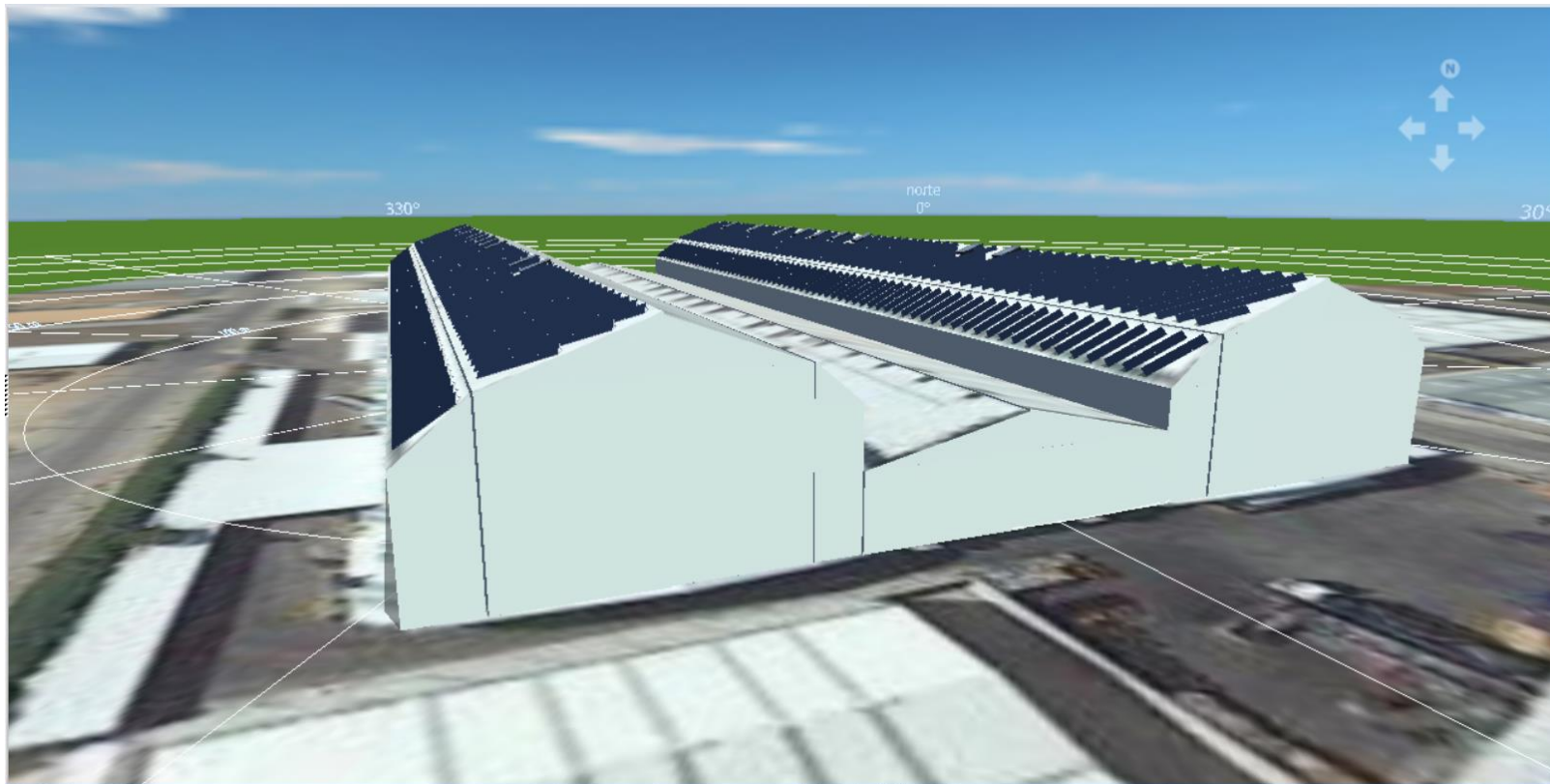


Ilustración 29. Sección transversal de la nave con la instalación propuesta.

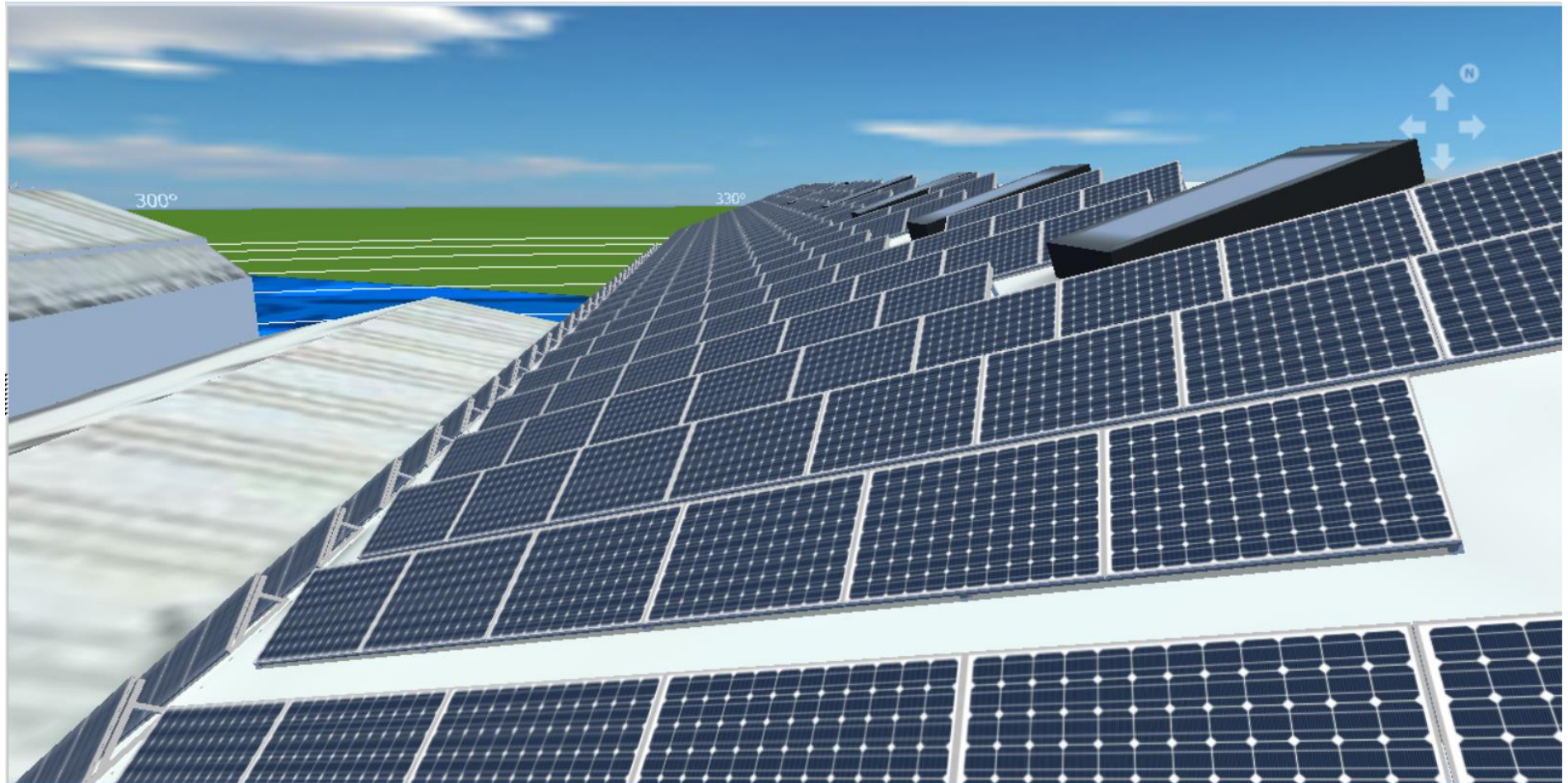


Ilustración 30. Vistas de la cubierta 2 y 3.

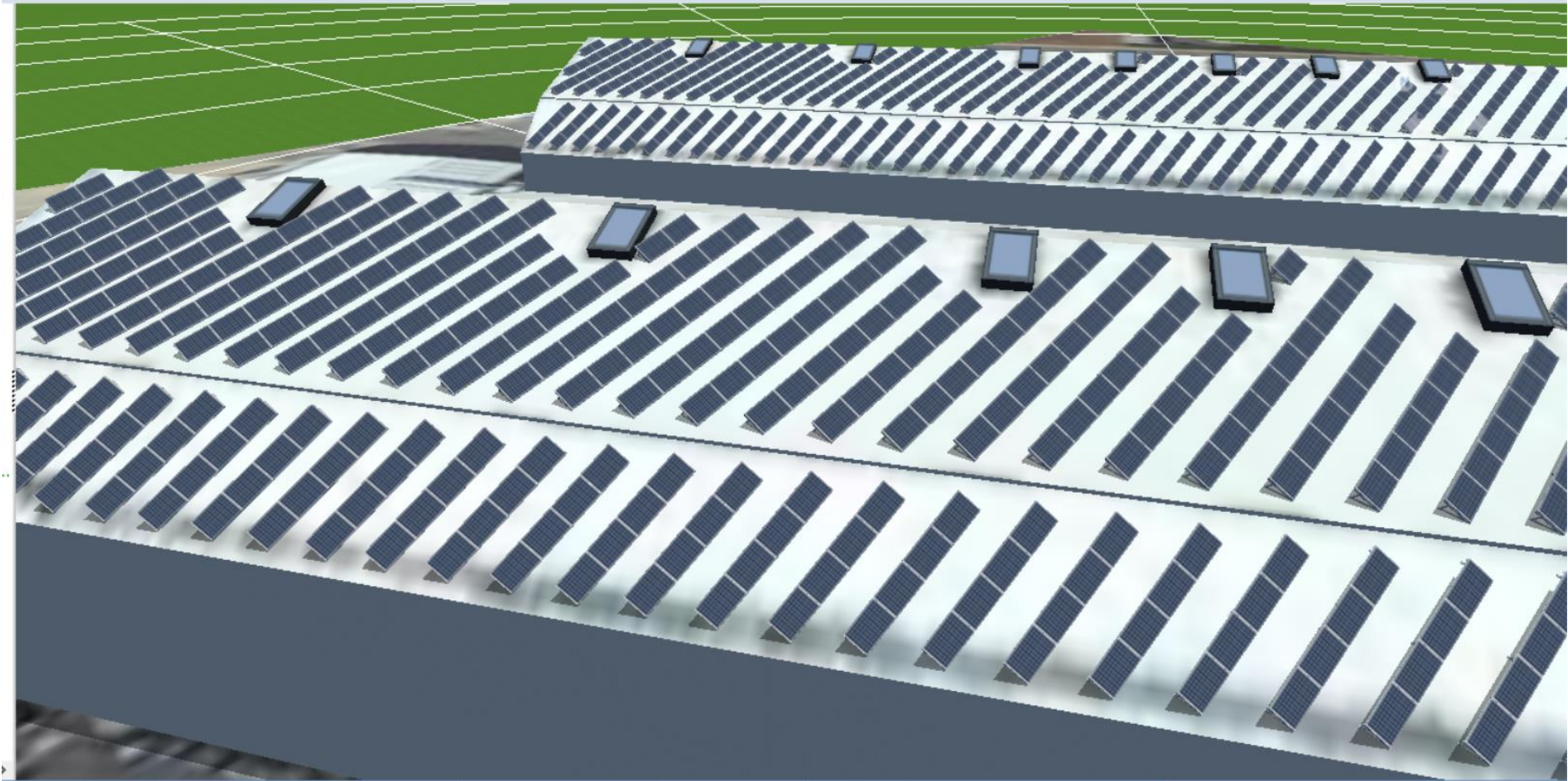


Ilustración 31. Vistas de la nave desde la orientación Oeste.

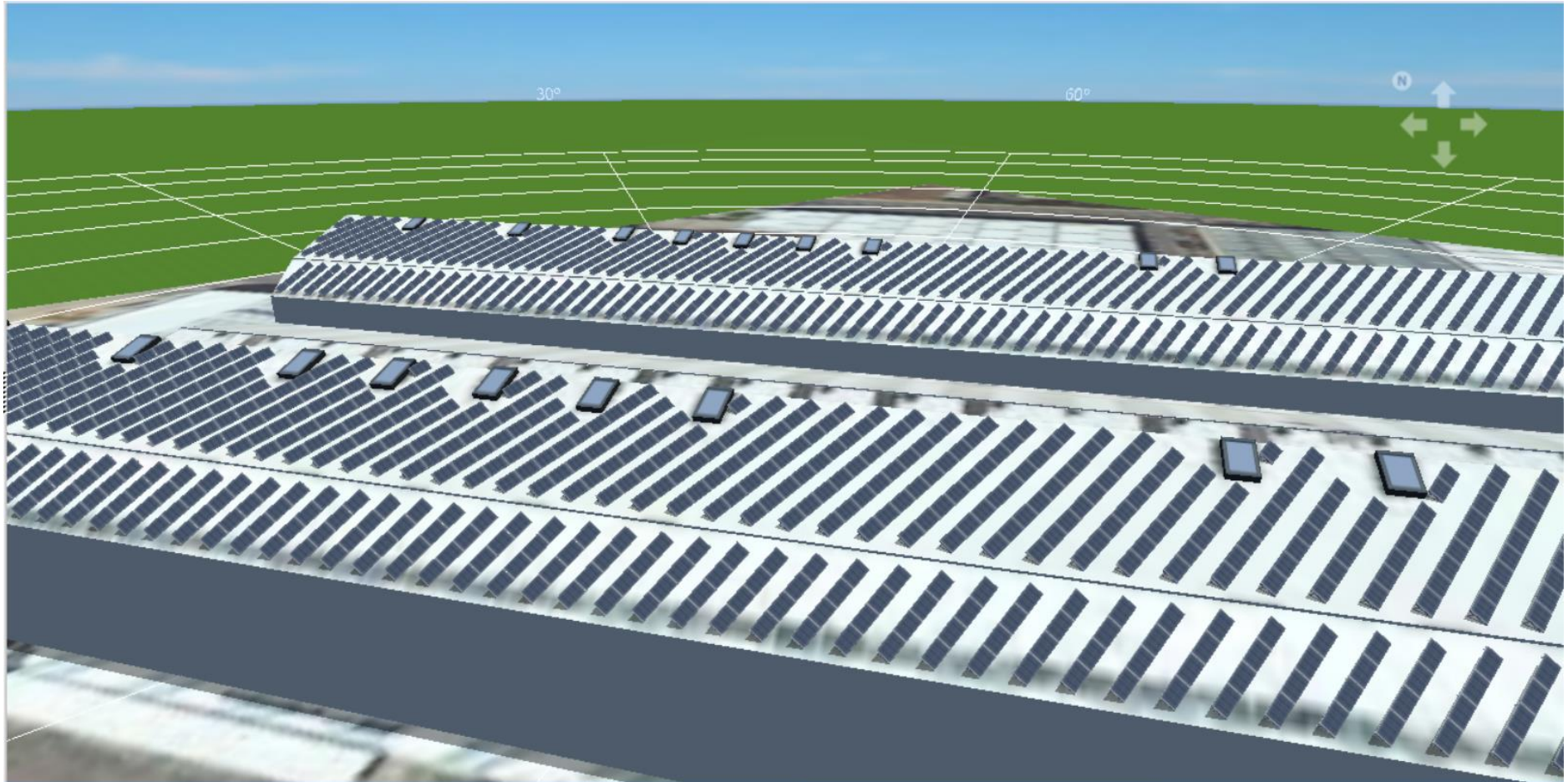


Ilustración 32. Perspectiva general de la instalación propuesta.