

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



**" PROYECTO DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE
LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ "**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Junio - 2023

AUTOR: Antonio Santiago Romera Zambudio

DIRECTOR: Alberto Martínez Sentana

ROMERA
ZAMBUDIO
ANTONIO
SANTIAGO -
49173436B

Firmado digitalmente
por ROMERA ZAMBUDIO
ANTONIO SANTIAGO -
49173436B
Fecha: 2023.07.05
16:26:56 +02'00'

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	MEMORIA	19
1.1	ANTECEDENTES	19
1.2	OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO	19
1.3	NOMBRE, DOMICILIO SOCIAL	20
1.4	REGLAMENTACIÓN Y NORMAS TÉCNICAS CONSIDERADAS	20
1.5	EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES	22
1.6	RESUMEN DEL PROYECTO	24
1.7	RESUMEN DE LA INSTALACIÓN	25
1.7.1	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN	26
1.8	CONCEPTO DE AUTOCONSUMO COLECTIVO	26
1.9	DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	26
1.10	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA. BALANCE ENERGÉTICO	27
1.10.1	IRRADIACIÓN	27
1.10.2	RENDIMIENTO DEL SISTEMA	28
1.11	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	29
1.11.1	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA Y ADECUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	29
1.11.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
1.11.3	CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN	31
1.11.4	CONEXIÓN DE MÓDULOS Y CABLEADO ELÉCTRICO. LADO DE CORRIENTE CONTINUA	32
1.11.5	CAÍDA DE TENSIÓN EN EL LADO DE CORRIENTE CONTÍNUA	33
1.11.6	MODO DE CONEXIONADO EN CORRIENTE ALTERNA	35
1.11.7	CABLEADO ELÉCTRICO. LADO DE CORRIENTE ALTERNA	35
1.11.8	CAÍDA DE TENSIÓN. LADO DE CORRIENTE ALTERNA	36

MEMORIA.

1.11.9 ESTRUCTURA DE SOPORTE	36
1.11.10 INVERSORES	40
1.11.11 UBICACIÓN DE LOS INVERSORES	42
1.11.12 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA	44
1.11.13 ELEMENTOS DE MEDIDA.....	46
1.11.14 TOMA DE TIERRA	56
1.11.15 MONITORIZACIÓN	59
1.11.16 CONEXIONADO A RED INTERIOR	61
1.12 CRITERIOS DE CÁLCULO EMPLEADOS	61
1.12.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	61
1.12.2 ORIGEN DE LOS DATOS.	62
1.12.3 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	62
1.12.4 ÁREA SOMBREADA.....	64
1.12.5 PÉRDIDAS POR SOMBREADO.....	67
1.12.6 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.....	68
1.12.7 CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO.....	69
1.12.8 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS	70
1.13 OBRA CIVIL.....	70
1.14 DISTRIBUCIÓN FINAL EN CUBIERTA	70
1.15 BALANCE MEDIOAMBIENTAL.	71
1.15.1 CANTIDAD DE EMISIONES REDUCIDAS	72
1.16 CARÁCTER DE OBRA COMPLETA Y CLASIFICACIÓN	72
1.17 PLAZO DE EJECUCIÓN	73
1.18 PLAZO DE GARANTÍA.....	73
1.19 PRESUPUESTO.	73
1.20 CONSIDERACIONES FINALES.....	73
1.21 CONCLUSIÓN	74
1.22 TRABAJOS FUTUROS	75

MEMORIA.

1.23 BIBLIOGRAFÍA	75
2 ANEXOS	78
2.1 HOJAS DE DATOS TÉCNICOS DE MÓDULOS, INVERSORES Y OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	78
2.2 DIAGRAMA DE TIEMPOS Y ACTIVIDADES	79 ¹
3 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	80
3.1 DIMENSIONAMIENTO	80
3.1.1 COEFICIENTE DE SOBREDIMENSIONAMIENTO	80
3.1.2 SUPERFICIE TOTAL DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	80
3.1.3 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS	81
3.1.4 RESUMEN CARÁCTERÍSTICAS INVERSOR Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	82
3.1.5 TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS	82
3.1.6 CÁLCULO DE COEFICIENTES DE TEMPERATURA	83
3.1.7 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR RAMAL	84
3.1.8 NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS POR RAMAL	85
3.1.9 NÚMERO DE RAMALES EN PARALELO.	86
3.1.10 RESUMEN RAMALES SERIE-PARALELO	86
3.1.11 RESUMEN CÁLCULOS DE CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN....	87
3.2 CÁLCULOS EN CORRIENTE CONTÍNUA	88
3.2.1 CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN Y CORRIENTE MÁXIMAS	88
3.2.2 PROTECCIONES EN CC	89
3.2.3 COMPROBACIÓN DE LA CORRIENTE MÁXIMA EN EL TRAMO 1.....	90
3.2.4 CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL EN EL TRAMO 1.....	91
3.2.5 CANALIZACIONES	91
3.2.6 PUESTA A TIERRA. LADO CORRIENTE CONTÍNUA	92
3.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN CORRIENTE ALTERNA.....	93
3.3.1 CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN Y CORRIENTE MÁXIMAS	93

MEMORIA.

3.3.2 COMPROBACIÓN DE LA CORRIENTE MÁXIMA EN EL TRAMO 2.....	94
3.3.3 CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL TRAMO 2.....	94
3.3.4 CANALIZACIONES	95
3.3.5 PUESTA A TIERRA. LADO DE CORRIENTE ALTERNA.....	95
3.4 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	97
3.4.1 CÁLCULOS DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	97
3.4.2 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	98
3.4.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.....	98
3.4.4 CÁLCULO DE SOMBRAS.....	99
3.4.5 CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO.....	104
3.5 ANÁLISIS DE RESISTENCIA AL VIENTO DE LA ESTRUCTURA	105
3.5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA (PÁGINA 18 OTRO)	105
3.5.2 ANÁLISIS DEL VIENTO EN LA ZONA.....	106
3.5.3 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO	106
3.5.4 PERFIL METÁLICO.....	107
3.5.5 CÁLCULO FUERZA DEL VIENTO	107
3.5.6 CARGA DE VIENTO SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO	108
3.5.7 CARGA DE VIENTO SOBRE EL SOPORTE.....	108
3.5.8 CARGA DE VIENTO SOBRE EL LASTRE	108
3.5.9 VERIFICACIONES	108
3.6 SOBRECARGAS.....	114
3.6.1 FUERZAS SOBRE LA BASE.....	114
3.6.2 CARGAS DE CÁLCULO.....	114
3.6.3 COMPROBACIÓN SUPONIENDO CARGA UNIFORME	115
3.6.4 COMPROBACIÓN SUPONIENDO CARGA PUNTUAL.	116
3.7 SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	116
3.7.1 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA. MÉTODO MANUAL 1.	116
3.7.2 PRODUCCION ANUAL ESPERADA. MÉTODO MANUAL 2.	118

MEMORIA.

3.7.3 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA. PVGIS.....	120
3.7.4 RESUMEN DE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.....	121
4 PLIEGO DE CONDICIONES	122
4.1 CONDICIONES GENERALES.....	122
4.1.1 DISPOSICIONES VIGENTES.....	122
4.1.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN	122
4.1.3 VARIACIÓN DE LAS CONDICIONES.....	122
4.1.4 ENSAYOS Y PRUEBAS.....	122
4.1.5 OBLIGACIONES GENERALES	122
4.1.6 OCUPACIÓN DE VÍA PÚBLICA	123
4.2 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	123
4.2.1 PROGRAMA DE TRABAJO	123
4.2.2 MAQUINARIA Y MEDIOS AUXILIARES	123
4.2.3 REPLANTEO.....	124
4.2.4 NORMAS GENERALES Y DOCUMENTOS.....	125
4.2.5 RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA.....	126
4.2.6 OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA NO ESPECIFICADAS EN ESTE PLIEGO.....	126
4.2.7 DOCUMENTOS QUE SE ENTREGAN AL CONTRATISTA	126
4.2.8 DESPERFECTOS EN PROPIEDADES COLINDANTES	127
4.2.9 LIBRO DE ÓRDENES Y ASISTENCIAS.....	127
4.3 CONTROL DE LA EJECUCIÓN	127
4.4 CONDICIONES DE LOS MATERIALES	128
4.4.1 CONDUCTORES ELÉCTRICOS	128
4.4.2 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN	130
4.4.3 IDENTIFICACIÓN DE CONDUCTORES	130
4.4.4 TUBOS PROTECTORES	130

MEMORIA.

4.4.5 CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN.....	134
4.4.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	135
4.4.7 INVERSORES.....	136
4.4.8 SISTEMA MONITORIZACIÓN.....	137
4.4.9 ESTRUCTURA PORTANTE.....	137
4.4.10 APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA.....	138
4.4.11 APARATOS DE PROTECCIÓN.....	140
4.5 NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	142
4.6 PRUEBAS REGLAMENTARIAS.....	143
4.7 CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD	145
4.7.1 OBLIGACIONES DEL USUARIO.....	145
4.7.2 OBLIGACIONES DE LA EMPRESA MANTENEDORA.....	145
4.8 REQUISITOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.....	146
4.8.1 GENERALIDADES	146
4.8.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	146
4.8.3 GARANTÍAS.....	147
4.9 CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES.....	149
4.10 LIBRO DE ÓRDENES	150
5 ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	152
5.1 INTRODUCCIÓN	152
5.2 ANTECEDENTES AL PROYECTO	152
5.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	152
5.3.1 OBJETIVOS GENERALES.....	152
5.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	153
5.4 POLÍTICA ENERGÉTICA ACTUAL EN ESPAÑA	153
5.5 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN.....	154
5.6 SUBVENCIONES Y AYUDAS ACTUALES. FONDOS EUROPEOS NEXT	

MEMORIA.

GENERATION	155
5.6.1 AYUDAS AL AUTOCONSUMO ESTATALES NEXT GENERATION	155
5.7 SISTEMA DE TARIFICACIÓN ACTUAL	157
5.7.1 OBTENCIÓN DE LA TARIFA	157
5.8 ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA.....	158
5.8.1 FACTURA ELÉCTRICA EN EL CAMPUS.....	160
5.8.2 CONSUMO EN LOS EDIFICIOS A ESTUDIO	160
5.9 CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA QUE SE PREVEE INYECTAR A LA RED	161
5.9.1 EVALUACIÓN ENERGÍA PRODUCIDA-CONSUMIDA.....	161
5.9.2 COBERTURA DE LA DEMANDA	163
5.10 AMORTIZACIÓN.....	165
5.11 CONCLUSIONES.....	169
6 POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD	170
6.1 INTRODUCCIÓN	170
6.1.1 ¿CÓMO SE OBTIENE LA DEMANDA ENÉRGICA?	171
6.2 DATOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO	171
6.3 ¿AUTOCONSUMO COLECTIVO EN LA UNIVERSIDAD?	171
6.3.1 CASOS SIMILARES	172
6.3.2 LIMITACIONES	173
6.3.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	173
6.4 CURVA DE CARGA DE LA UNIVERSIDAD	173
6.4.1 CURVA DE CARGA ANUAL.....	174
6.4.2 CURVA DE CARGA MENSUAL	175
6.5 POTENCIAL FOTOVOLTAICO ACTUAL.....	177
6.5.1 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ACTUAL.....	178
6.5.2 COMPARATIVA CON CURVA DE CARGA	179

MEMORIA.

6.5.3 MODO DE FUNCIONAMIENTO Y MEJORAS	180
6.6 POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO.....	180
6.6.1 FACTOR DE ESCALA.....	180
6.6.2 ESCENARIO 1	180
6.6.3 ESCENARIO 2	181
6.6.4 ESCENARIO 3.....	182
6.6.5 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN FUTURO.....	182
6.6.6 COMPARATIVA CON CURVA DE CARGA	184
6.7 ESTUDIO ECONÓMICO	190
6.8 AMORTIZACIÓN.....	192
6.8.1 ESCENARIO 1	192
6.8.2 ESCENARIO 2	194
6.8.3 ESCENARIO 3	196
6.9 PROPUESTA FINAL.....	198
7 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	200
7.1 OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	200
7.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	200
7.3 DATOS GENERALES DEL PROYECTO.....	203
7.4 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	203
7.5 DATOS GENERALES DE LA OBRA	204
7.5.1 SITUACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	204
7.5.2 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA.....	205
7.6 PLANIFICACIÓN DE LA OBRA.....	206
7.7 PRINCIPIOS APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA.....	207
7.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS.....	209
7.8.1 RIESGOS GENERALES.....	209
7.8.2 OBRA CIVIL	210
7.8.3 TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS DENTRO DE LA OBRA	210

MEMORIA.

7.8.4 TRABAJOS CON ESTRUCTURAS PREFABRICADAS DE HORMIGÓN	210
7.8.5 MONTAJES ELECTROMECÁNICOS DE EQUIPOS Y DE ACCESORIOS	211
7.8.6 TRABAJOS EN ALTURA.....	211
7.8.7 MEDIOS Y MAQUINARIA.....	212
7.8.8 TRABAJOS PREVIOS E INSTALACIONES PREVIAS	212
7.9 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN	212
7.9.1 MEDIDAS DE PROTECCIÓN COLECTIVA.....	213
7.9.2 MEDIDAS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL	213
7.9.3 MEDIDAS DE PROTECCIÓN A TERCEROS	214
7.10 ORGANIZACIÓN DE LAS ZONAS DE ACOPIOS, CIRCULACIÓN DE PERSONAS Y VEHÍCULOS INTERNOS Y AJENOS A LA OBRA.....	214
7.11 PRIMEROS AUXILIOS.....	215
7.11.1 DOTACIÓN ASISTENCIAL Y PRIMEROS AUXILIOS.....	215
7.11.2 LOCALIZACIÓN DE LOS CENTROS ASISTENCIALES	216
7.12 INSTALACIONES DE SALUBRIDAD.....	216
7.13 OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.....	216
7.14 COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD	217
7.15 LIBRO DE INCIDENCIAS.....	217
7.16 PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS.....	218
7.17 DERECHOS DE LOS TRABAJADORES.....	218
8 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS.....	220
8.1 OBJETO DEL ESTUDIO	220
8.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	221
8.3 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA.....	223
8.3.1 GENERALIDADES	223
8.3.2 EMPLAZAMIENTO	223
8.3.3 PROMOTOR	223

MEMORIA.

8.4 IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTOR Y POSEEDOR DE LOS RESIDUOS...	224
8.5 IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS	225
8.6 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y MINIMIZACIÓN DE RESIDUOS.....	228
8.7 ESTIMACIÓN DE RESIDUOS IDENTIFICADOS EN LA OBRA SEGÚN LA LISTA EUROPEA DE RESIDUOS.....	232
8.8 GESTIÓN DE RESIDUOS.....	233
8.9 SEPARACIÓN EN LA OBRA.....	234
8.10 GESTIÓN FUERA DE LA OBRA	235
8.10.1 SITUACIÓN PLANTA RESIDUOS DE LA CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN.....	235
8.11 VALORACIÓN ECONÓMICA	236
9 PRESUPUESTO.....	237
9.1 MEDICIONES.....	237
9.2 DESCOMPUESTOS.....	238
9.3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO	239
10 PLANOS	240

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Vista satélite del edificio Altamira. (Fuente: Google Earth).....	23
Figura 2. Vista satélite del edificio Alcudia. (Fuente: Google Earth)	23
Figura 3. Vista de la ambos edificios en 3D. (Fuente: Google Earth)	24
Figura 4. Irradiación solar mensual estimada. (Fuente: PVGIS).....	28
Figura 5. Características mecánicas de los módulos. Fuente: www.jinkosolar.com.....	30
Figura 6. Curvas de potencia, voltaje y temperatura. Fuente: www.jinkosolar.com	30
Figura 7. Garantía de comportamiento lineal. Fuente: www.jinkosolar.com	31
Figura 8. Método de conexión entre módulos de una misma serie (daisy chain).....	31
Figura 9. Cable solar tipo H1Z2Z2-K.	33
Figura 10. Cable tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV	36
Figura 11. Imagen del soporte. Fuente: www.solarbloc.es.....	38
Figura 12. Método de instalación de soportes. Fuente: www.solarbloc.es.....	38
Figura 13. Recomendaciones del fabricante. Fuente: www.solarbloc.es	39
Figura 14. Pegado del soporte al lastre. Fuente: www.solarbloc.es	39
Figura 15. Lastre seleccionado. Fuente: www.solarbloc.es.....	40
Figura 16. Diagrama esquemático del inversor.....	41
Figura 17. Requisitos de espacio libre recomendados.	43
Figura 18. Detalle instalación inversor.....	43
Figura 19. Ubicación inversor Edificio Alcudia.	44
Figura 20. Ubicación inversor Edificio Altamira	44
Figura 21. Distancia máxima interfaz de comunicación	47
Figura 22. Vista aerea Campus de Elche. Localización punto frontera.	48
Figura 23. Localización punto frontera.....	48
Figura 24. Tabla distancias RS485.....	49
Figura 25. Celda de medida. Fuente:www.ormazabal.com	50
Figura 26. Janitza UMG 604-PRO. Fuente: www.janitaza.com	50

MEMORIA.

Figura 27. Conexionado a través de transformador de corriente.....	52
Figura 28. SmartLogger3000A03EU.....	53
Figura 29. Aspecto del Huawei SmartLogger3000.....	54
Figura 30. Esquema de conexionado en cascada para el SmatLogger3000.....	54
Figura 31. Conexión en red 4G	55
Figura 32. Medidores de potencia compatibles con Smartlogger3000	56
Figura 33. Detalle puesta a tierra "modo flotante".....	58
Figura 34. Imagen smartlogger solar genérico.....	60
Figura 35. Autoconsumo COLECTIVO en RED INTERIOR	61
Figura 36. Orientación e inclinación de los módulos. Fuente: CTE-DB-HE5	62
Figura 37. Porcentaje de energía respecto al máximo.....	63
Figura 38. Imagen satélite con los posibles puntos generadores de sombra.	65
Figura 39. Ángulos de desplazamiento y declinación solar.....	66
Figura 40. Solución geométrica de la proyección de los puntos.....	67
Figura 41. Esquema distancia entre filas.....	70
Figura 42. Detalle rejiband	92
Figura 43. Tapa metálica rejiband	92
Figura 44. Cálculos sección tramo Inversor-CGBT.....	93
Figura 45. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra	96
Figura 46. Pérdidas por orientación e inclinación.....	97
Figura 47. Viento por sotavento (izquierda), viento por barlovento (derecha).....	105
Figura 48. Vista lateral montaje panel-soporte.....	105
Figura 49. Vista posterior montaje panel-soporte.	105
Figura 50. Perfil metálico. Fuente: www.solarbloc.es	107
Figura 51. Descomposición de fuerzas para viento a sotavento.	108
Figura 52. Descomposición fuerzas a deslizamiento.	111
Figura 53. Descomposición de fuerzas para viento a barlovento	112

MEMORIA.

Figura 54. Valores característicos de las sobrecargas de uso. Fuente: DB SE-AE ...	114
Figura 55. Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m ²)	115
Figura 56. Datos de entrada PVGIS	118
Figura 57. Tabla cálculo producción hora a hora	119
Figura 58. Datos de producción PVgis.	120
Figura 59. Producción mes a mes PVgis.....	120
Figura 60. Balance Eléctrico (GWh). Fuente: www.ree.es	154
Figura 61. Importes subvencionables. Fuente: www.boe.es	156
Figura 62. Ayudas actuaciones adicionales. Fuente: www.boe.es	156
Figura 63. Ayudas sistemas de almacenamiento. Fuente: www.boe.es.....	156
Figura 64. Distribución anual de consumos.	158
Figura 65. Distribución anual de consumos para los edificios a estudio.....	159
Figura 66. Distribución mensual de consumos por peajes	159
Figura 67. Distribución del consumo por peajes.	160
Figura 68. Comparativa consumo-producción	162
Figura 69. Porcentaje de cobertura total.....	164
Figura 70. Porcentaje de cobertura durante la producción.....	165
Figura 71. Gráfica de retorno de la inversión. Payback.....	167
Figura 72. Distribución anual de consumos.	174
Figura 73. Distribución mensual de consumos por peajes	174
Figura 74. Distribución del consumo por peajes.	175
Figura 75. Comparativa consumo total-consumo en horario de producción FV.....	176
Figura 76. Consumo horario mensual medio	177
Figura 77. Producción actual [285 kWp]	178
Figura 78. Comparación consumo-producción mes a mes en la actualidad.....	179
Figura 79. Comparación consumo producción en la actualidad.	179
Figura 80. Producción futura. Escenario 1.....	184

MEMORIA.

Figura 81. Comparación consumo-producción. Escenario 1.....	185
Figura 82. Producción futura. Escenario 2.....	186
Figura 83. Comparación consumo-producción. Escenario 2.....	187
Figura 84. Producción futura. Escenario 3.....	188
Figura 85. Comparación consumo-producción. Escenario 3.....	189
Figura 86. Comparativa energía consumida-excedentes.....	189
Figura 87. Excedentes mes a mes.....	190
Figura 88. Otros parámetros considerados en la amortización.....	192
Figura 89. Datos de la instalación. Escenario 1.....	193
Figura 90. Datos de la instalación. Escenario 2.....	194
Figura 91. Datos de la instalación. Escenario 3.....	196



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos del titular	20
Tabla 2. Datos del promotor	24
Tabla 3. Datos del técnico redactor	25
Tabla 4. Datos de la instalación.....	25
Tabla 5. Características de los módulos.....	30
Tabla 6. Tabla de características mecánicas del inversor.....	41
Tabla 7. Tabla características eléctricas de entrada al inversor.....	42
Tabla 8. Tabla de características eléctricas de salida del inversor.....	42
Tabla 9. Datos técnicos. Generalidades. Fuente: www.janitza.com	51
Tabla 10. Características de las entradas de tensión	51
Tabla 11. Características entradas de corriente.....	51
Tabla 12. Características interfaz RS485	52
Tabla 13. Descripción del tráfico de la tarjeta SIM.....	55
Tabla 14. Sección de los conductores de tierra en función de los de la instalación.....	57
Tabla 15. Resistividad media del terreno.....	57
Tabla 16. Estimación de la resistencia de tierra.....	59
Tabla 17. Datos de orientación e inclinación de la instalación.....	62
Tabla 18. Pérdidas límite. Fuente: CTE-DB-HE5.....	62
Tabla 19. Tabla cotas puntos de sombra.....	65
Tabla 20. Esquema distancias. Fuente: www.idae.es	81
Tabla 21. Vista lateral sistema de captación.....	81
Tabla 22. Resumen características módulos fotovoltaicos.....	82
Tabla 23. Resumen características inversores	82
Tabla 24. Valores extremos. Máxima temperatura. Fuente: www.aemet.es	83
Tabla 25. Valores extremos. Mínima temperatura. Fuente: www.aemet.es	83
Tabla 26. Resumen ramales serie-paralelo.	86

MEMORIA.

Tabla 27. Cálculo sección tramo 1 para el inversor 1	89
Tabla 28. Cálculo sección tramo 1 para el inversor 2	89
Tabla 29. Comprobación corriente máxima tramo 1 CC	91
Tabla 30. Caída de tensión máxima en el tramo 1.....	91
Tabla 31. Comprobación corriente máxima tramo 2 CA.....	94
Tabla 32. Máxima caída de tensión tramo 2.	94
Tabla 33. Pérdidas eléctricas.	98
Tabla 34. Pérdidas por temperatura	99
Tabla 35. Posición solar día 21 de diciembre.	99
Tabla 36. Tabla posición solar. Fuente: www.sunearthtool.com.....	100
Tabla 37. Proyección horizontal de los elementos de sombra.....	101
Tabla 38. Cálculo performance ratio.....	104
Tabla 39. Dimensiones elementos	106
Tabla 40. Datos piezas	110
Tabla 41. Distancia centro de gravedad al punto 1	113
Tabla 42. Distancia eje de fuerza-punto de vuelco	113
Tabla 43. Resumen verificaciones.....	113
Tabla 44. Tabla de resultados de producción	119
Tabla 45. Resumen del presupuesto	154
Tabla 46. Peajes tarifa 6.1TD.....	157
Tabla 47. Precios energía y término de potencia.....	157
Tabla 48. Factura eléctrica mes a mes. Coste energía.....	160
Tabla 49. Consumos mensuales de los edificios a estudio.	161
Tabla 50. Estudio del consumo, producción y excedentes.....	162
Tabla 51 Porcentaje de cobertura total.....	163
Tabla 52. Porcentaje de cobertura durante la producción.....	164
Tabla 53. Datos estudio rentabilidad.	166

MEMORIA.

Tabla 54. Tabla estudio rentabilidad.....	166
Tabla 55. Evolución del TIR para los 25 años de explotación	168
Tabla 56. Consumo horario total mensual (kWh).....	175
Tabla 57. Comparativa consumo.....	176
Tabla 58. Potencia FV actual	177
Tabla 59. Tabla resumen instalación FV 285 kWp.....	178
Tabla 60. Potencia FV futura escenario 1.....	181
Tabla 61. Potencia FV futura escenario 2.....	181
Tabla 62. Tabla resumen escenario 1.	182
Tabla 63. Tabla resumen escenario 2.	183
Tabla 64. Tabla resumen escenario 3.	184
Tabla 65. Estudio energético final. Escenario 1.....	186
Tabla 66. Estudio energético final. Escenario 2.....	187
Tabla 67. Estudio energético final. Escenario 3.....	190
Tabla 68. Tabla potencia anual escenario 1.	191
Tabla 69. Tabla potencia anual escenario 2.	191
Tabla 70. Tabla potencia anual escenario 3.	192
Tabla 71. Tabla de amortización. Escenario 1.....	193
Tabla 72. Indicadores de rentabilidad. Escenario 1.	194
Tabla 73. Tabla de amortización. Escenario 2.....	195
Tabla 74. Indicadores de rentabilidad. Escenario 2.	196
Tabla 75. Tabla de amortización. Escenario 3.....	197
Tabla 76. Indicadores de rentabilidad. Escenario 3.	197
Tabla 77. Tabla emplazamiento (EGR).....	223
Tabla 78. Tabla identificación promotor (EGR)	223
Tabla 79. Lista Europea de Residuos.....	228
Tabla 80. Estimación residuos.....	233

MEMORIA.

Tabla 81. Separación obligatoria de residuos.....	234
Tabla 82. Medidas empleadas.	235



1 MEMORIA.

1.1 ANTECEDENTES.

Se redacta el presente proyecto de instalación solar fotovoltaica denominado **“PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.”** como Trabajo Final de Máster en la Universidad Miguel Hernández.

La realización de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en edificios de la universidad Miguel Hernández vienen motivadas por el *“Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030”*. En este *Plan* se puede comprobar como la Universidad Miguel Hernández apuesta por la Eficiencia Energética y la incorporación de Energías Renovables con el propósito de reducir el impacto ambiental provocado por el consumo de energía, por tanto el presente proyecto queda enmarcado dentro de este Plan colaborando así a conseguir los objetivos fijados en este en el ámbito de la energía solar fotovoltaica.

1.2 OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO.

El presente proyecto tiene por objeto la definición de dos instalaciones fotovoltaicas, una de 61,6 kWp en el Edificio Altamira junto con otra de 61,6 kWp de potencia en el Edificio Alcudia ambos situados en el Campus de Elche de la Universidad Miguel Hernández.

Dentro de sus objetivos genéricos se encuentra el avanzar hacia un nuevo modelo energético local y territorial, para conseguir un ahorro económico y ayudar a reducir las emisiones contaminantes. En el presente proyecto, se definen las características de la instalación, de la forma más económica posible, para así potenciar el uso de los recursos energéticos renovables de los que se dispone, alcanzando objetivos de la siguiente índole:

- Reducir el consumo de energía y aumentar la eficiencia en su generación de energía y uso.
- Incrementar la proporción de energía procedente de fuentes renovables y limpias.

MEMORIA.

- Colaborar a alcanzar el objetivo 2030 en la Universidad Miguel Hernández.

El objeto del presente proyecto es especificar, calcular, desarrollar, valorar y legalizar la instalación fotovoltaica de autoconsumo colectivo con excedentes acogidos a compensación, sirviendo de guía a la empresa instaladora durante la ejecución de la instalación y justificando el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.D. 482/2002), del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, que exige la presentación de un proyecto, acompañado de la documentación necesaria, para su presentación ante el Servicio Territorial de Industria y Energía de Alicante y la obtención de la documentación que se precisa para efectuar el registro de la instalación.

Se adjuntarán todos los documentos técnicos necesarios, cálculos, certificaciones exigidas, planos y demás junto con un breve estudio de viabilidad del proyecto.

1.3 NOMBRE, DOMICILIO SOCIAL.

Titular:	Universidad Miguel Hernández de Elche
Domicilio Social:	Calle Avda. de la Universidad s/n
C.I.F:	Q-5350015-C
Población:	03202 - ELCHE (Alicante)

Tabla 1. Datos del titular.

1.4 REGLAMENTACIÓN Y NORMAS TÉCNICAS CONSIDERADAS.

En la elaboración del presente proyecto se ha tenido presente y se cumple la normativa vigente que afecta a este tipo de instalaciones, la cual se describe a continuación:

NORMATIVA ESTATAL

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para Baja Tensión. (BOE nº 224, 18/09/2002).
- 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 (BOE nº 310, 27/12/2000).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (BOE nº 295, 08/12/2011) y sus modificaciones.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 310, 27/12/2013) y sus modificaciones.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, 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 (BOE nº 243, 10/10/2015).
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Documentos Básicos del Código Técnico de la Edificación (R.D. 314/2006 de 17 de marzo):
 - DB HE Ahorro de energía.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (BOE nº 269 de 10/11/1995).
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo (BOE nº 97 de 23/04/1997).
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo (BOE nº 97 de 23/04/1997).

MEMORIA.

- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. (BOE nº 148 de 21/06/2001).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

NORMATIVA AUTONÓMICA

- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat (DOCV nº 4999, 05/05/2005).
- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.

NORMAS UNE

- Normas UNE correspondientes de obligado cumplimiento

1.5 EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES.

Las instalaciones fotovoltaicas se realizarán en las cubiertas de los Edificios Altamira y Alcudia ubicados en la Universidad Miguel Hernández de Elche.

Referencia catastral: 2293701YH0329C0001PK

MEMORIA.

Coordenadas UTM la instalación en el edificio Altamira:

- X: 702183,7
- Y: 4239258,1



Figura 1. Vista satélite del edificio Altamira. (Fuente: Google Earth).

Coordenadas UTM la instalación en el edificio Alcudia:

- X: 702169,4
- Y: 4239311,3



Figura 2. Vista satélite del edificio Alcudia. (Fuente: Google Earth)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

MEMORIA.

Los generadores fotovoltaicos se situarán en las cubiertas de ambos edificios siempre libres de sombras, edificaciones cercanas, arbolado, etc. Cada cubierta tiene una superficie total aproximada de 740 m², sumando un total de 1480 m².



Figura 3. Vista de la ambos edificios en 3D. (Fuente: Google Earth).

1.6 RESUMEN DEL PROYECTO.

DATOS DEL PROMOTOR	
Razón Social:	Universidad Miguel Hernández de Elche
CIF:	Q-5350015-C
Sector:	Sector Público Institucional
Domicilio Social:	Calle Avda. de la Universidad s/n 03202 - ELCHE
Teléfono:	+34 96 665 8500

Tabla 2. Datos del promotor.

MEMORIA.

TÉCNICO REDACTOR	
Antonio Santiago Romera Zambudio - Ingeniero Industrial	
Localidad:	Murcia
E – mail	antonioromera@gmail.com

Tabla 3. Datos del técnico redactor.

1.7 RESUMEN DE LA INSTALACIÓN.

DATOS DE LA INSTALACIÓN			
Dos plantas fotovoltaicas de 61,6 kWp.			
DIRECCIÓN	Edificios Altamira y Alcudia de la UMH.		
LOCALIDAD	03202 - Elche		
CALIF. URB. DE LA PARCELA	Suelo urbano		
USO AL QUE SE DESTINA	Central fotovoltaica de conexión a red	SUPERFICIE	1320 m ²
POTENCIA DE PANELES:	224 mod x 550 Wp/mod = 123.200 Wp		
POTENCIA DE INVERSORES:	50 kW + 50 kW = 100 kW = 100.000 Wp		
CLASIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN:			
Instalación de autoconsumo individual en red interior sin excedentes.			
PUNTO DE CONEXIÓN A RED:			
Red interior.			
SISTEMA DE INSTALACIÓN:			
Instalación de paneles sobre cubierta de edificación.			

Tabla 4. Datos de la instalación.

MEMORIA.

1.7.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN.

La instalación está compuesta de los siguientes elementos o componentes:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores de corriente (CC/CA)
- Cableado eléctrico
- Cuadros eléctricos y elementos de protección
- Estructuras de soporte
- Toma de tierra

1.8 CONCEPTO DE AUTOCONSUMO COLECTIVO

Actualmente las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo construidas en la Universidad se acogen a la modalidad de Instalación de Autoconsumo sin Excedentes para el mismo edificio en el que se encuentran instaladas, es decir producen aquello que se va a consumir instantáneamente de manera que una parte de la energía se desperdicia, ya que nunca se llega al generar.

Lo que se propone es cambiar la modalidad de explotación de estas plantas fotovoltaicas de manera que los excedentes generados puedan ser consumidos por otros edificios del Campus que requieran esa energía, de hecho existen edificios en el Campus los cuales no pueden albergar instalaciones fotovoltaicas debido a su diseño o forma, de manera que esa energía limpia producida en otra cubierta podrá ser consumida en estos edificios. De esta manera la Universidad podría acercarse al objetivo de ser autosuficiente ante la escalada de la factura energética.

1.9 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

Los generadores fotovoltaicos de 61,6 kWp y 61,6 kWp se han diseñado con 112 módulos cada uno, siendo estos de última tecnología de Silicio monocristalino modelo JKM550M-72HL4 de la marca Jinko Solar o similar, con una potencia pico nominal de 550 Wp por cada uno de ellos.

La potencia del inversor debe ajustarse a la potencia del módulo. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM = 1,5), estas condiciones son

MEMORIA.

ideales de laboratorio, por lo que nunca se dan en la práctica. De ahí que deba elegirse una potencia pico (potencia en los módulos) de un tanto por ciento mayor que la potencia nominal (potencia en el inversor), este valor recibe el nombre de *coeficiente de sobredimensionamiento*, para una vez descontadas las pérdidas sacar el máximo rendimiento al sistema, con el mínimo coste.

Las características técnicas del módulo se incluyen en el *capítulo 2, ANEXOS*.

En cada una de las instalaciones los módulos se conectarán en 8 ramas, en series de 14 módulos, conectados a un inversor SUN2000-50KTL-M3 o similar de la marca HUAWEI. El número de los módulos solares en serie debe elegirse de modo que la tensión de entrada no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor, pues de lo contrario el inversor puede colapsarse. Estos cálculos se realizan teniendo en cuenta los coeficientes de temperatura $Tk(V_{oc})$ y $Tk(I_{sc})$.

Las características técnicas de los inversores se incluyen en ANEXOS.

1.10 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA. BALANCE ENERGÉTICO.

1.10.1 IRRADIACIÓN.

Los cálculos de irradiación se realizarán con el programa y bases de datos de PVGIS.

Para la estimación de la energía generada se deberán considerar la orientación e inclinación de los paneles.

La orientación será de -12° respecto al sur. La inclinación óptima de los paneles para este emplazamiento será de 36° . La solución adoptada en esta propuesta para la inclinación es de 18° que vendrá dada por el tipo de soporte empleado, siempre buscando que esta sea la más próxima a la inclinación óptima.

Se tratará de minimizar las pérdidas por sombreado ya que las sombras afectan al rendimiento del generador. La disposición de los paneles se ajustará, en todo caso, a los criterios establecidos en los Anexos II y III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE (Julio 2011).

MEMORIA.

La tabla siguiente muestra la estadística de la irradiación global horizontal mensual en kWh/m² para las coordenadas geográficas de la planta.

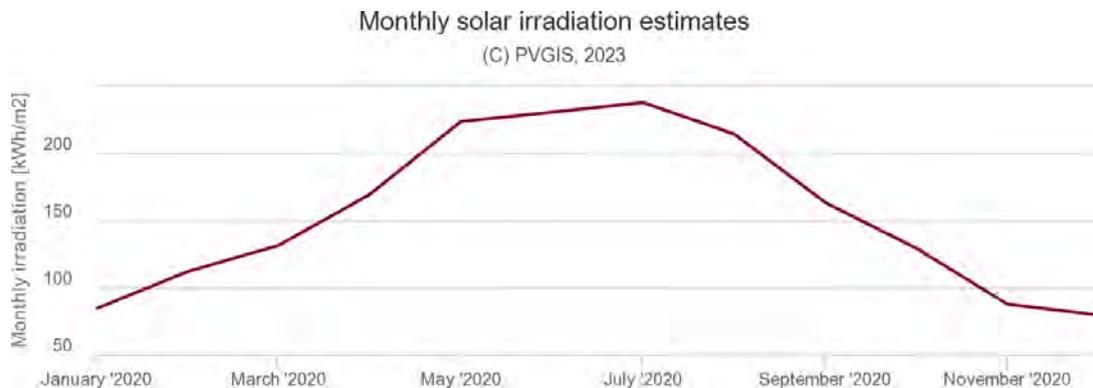


Figura 4. Irradiación solar mensual estimada. (Fuente: PVGIS)

1.10.2 RENDIMIENTO DEL SISTEMA.

La transformación de la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico se realiza con una eficiencia representada por el parámetro conocido como Performance Ratio (PR).

El performance ratio incluye las pérdidas de energía en baja tensión (BT) hasta el contador, no incluyendo la falta de disponibilidad de la planta ni su autoconsumo, así como tampoco incluye la degradación de los paneles ni demás componentes electromecánicos.

El PR engloba una serie de pérdidas de energía algunas de las cuales dependen del diseño de la instalación y los equipos que la forman, y otras están directamente relacionadas con las condiciones meteorológicas instantáneas del emplazamiento.

Para calcular el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR, se tiene en cuenta las siguientes pérdidas.

- Pérdidas IAM
- Pérdidas de mismatch o acoplamiento.
- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.
- Pérdidas respecto a la potencia nominal.
- La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.

MEMORIA.

- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC y CA.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Las pérdidas por posición del generador y sombreado.

El rendimiento de la planta, teniendo en cuenta los anteriores factores, deberá ser al menos del 75% (exceptuados los de inclinación, caso de optarse por una inclinación mínima incrementando el número de paneles). En el análisis no se considerarán pérdidas en la red de distribución pública.

1.11 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

1.11.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA Y ADECUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.

La superficie disponible de cubierta para los paneles fotovoltaicos es de 1320 m², mitad en la cubierta del Edificio Altamira y la otra mitad en la cubierta del Edificio Alcudia tal y como se puede ver en los planos adjuntos.

Los inversores, así como el resto de los elementos de monitorización, maniobra y protección de la instalación, se situarán en la cubierta de la instalación tratando siempre que estos estén lo más próximo posible al campo fotovoltaico, minimizando así las pérdidas en el lado de continua.

1.11.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Los módulos solares a utilizar serán de silicio monocristalino, preferiblemente de la marca JINKO SOLAR modelo JKM550M-72HL4 o similar. Se admitirán otros modelos similares a los planteados siempre debiendo de justificarse la solución adoptada.

No variarán las propiedades fundamentales de las placas como la potencia pico y/o dimensiones, de acuerdo con no variar los índices de aprovechamiento de la cubierta en la que se instala la planta.

Los módulos cumplirán las normativas IEC 61215, UNE-EN 61215 y estarán cualificados por una entidad u organismo reconocido.

En el Pliego de Condiciones Técnicas se señalan las características constructivas y de funcionamiento que habrá de reunir este material.

MEMORIA.

1.11.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS A INSTALAR.

Las características de cada módulo, en condiciones estándar de prueba 1000 W/m² , 25 ° C, AM 1.5, son las siguientes:

Parámetro	Nominal
Máxima potencia de salida	550 W
Dimensiones (mm)	2278 mm (alto) 1134 mm (ancho) 35 mm (fondo)
Peso	28 kg
Tensión con potencia máxima de salida	40,90 V
Intensidad con máxima potencia de salida	13,45 A
Tensión en vacío	49,52 V
Intensidad de cortocircuito	14,03 A

Tabla 5. Características de los módulos.

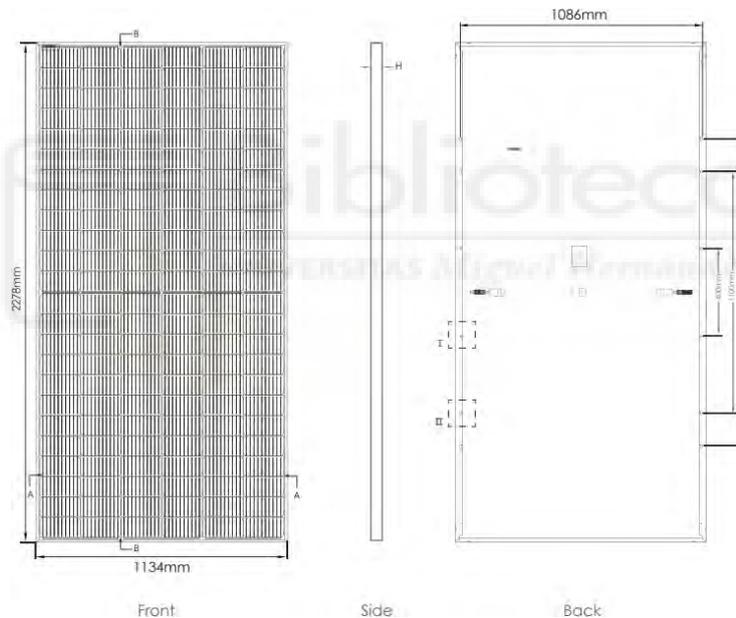


Figura 5. Características mecánicas de los módulos. Fuente: www.jinkosolar.com

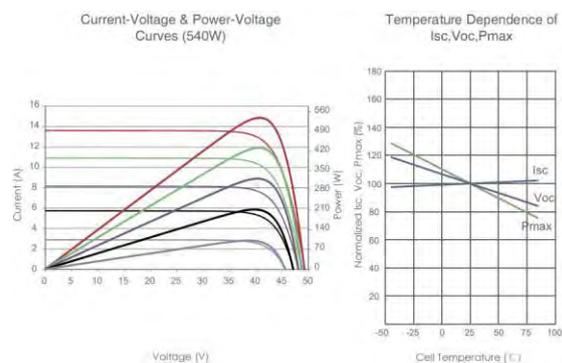


Figura 6. Curvas de potencia, voltaje y temperatura. Fuente: www.jinkosolar.com

MEMORIA.

Los módulos presentarán la garantía siguiente:

- Garantía de potencia lineal de 25 años.
- 98 % de la potencia el primer año.
- Al final de los 25 años la potencia no será inferior al 84.8 % de su potencia (rendimiento lineal).
- Garantía de 12 años para los materiales del panel solar.

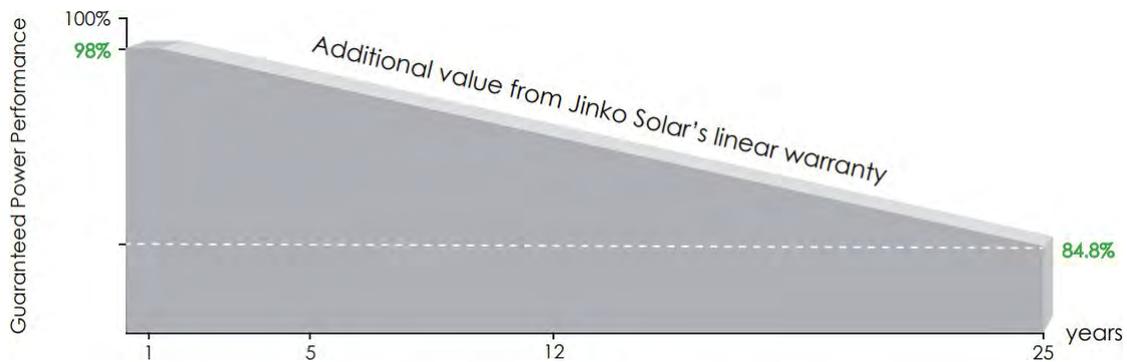


Figura 7. Garantía de comportamiento lineal. Fuente: www.jinkosolar.com

1.11.3 CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN.

En función de los rangos admisibles de tensión e intensidad del inversor seleccionado se diseñará el esquema de conexionado entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.

En cuanto al modo de conexión en los módulos pertenecientes a un mismo string o serie, se van a conectar siguiendo el conexionado en cadena (daisy chain), ya que los latiguillos de conexión positivo y negativo no tienen la longitud necesaria para poder realizar el conexionado a salto de rana que es más eficiente y permite ahorrar cableado.

ESQUEMA CONEXIONADO SERIES

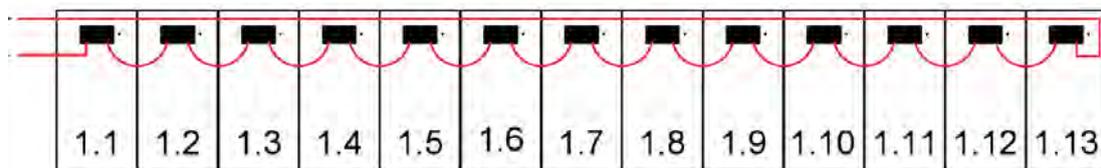


Figura 8. Método de conexión entre módulos de una misma serie (daisy chain).

MEMORIA.

1.11.3.1 CONFIGURACIÓN DE CONEXIONES ENTRE INVERSOR HUAWEI Y LOS MÓDULOS JINKO SOLAR.

Cada uno de los generadores solares estarán formados por un total de 112 módulos por inversor. Los módulos fotovoltaicos se agruparán en 8 ramas, teniendo cada rama 14 módulos en serie, teniendo una potencia de 7,7 kW por rama. En total existirán dos generadores solares, uno por cubierta.

Todas las fichas técnicas de los equipos empleados se adjuntan en el apartado ANEXOS. Para los cálculos eléctricos se usará la intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}). El criterio empleado en el cálculo será:

- Cuando se conecten dos módulos en paralelo la tensión resultante será la suma de las tensiones individuales.
- Cuando se conecten dos módulos en serie la intensidad resultante será la suma de las intensidades individuales.

1.11.4 CONEXIÓN DE MÓDULOS Y CABLEADO ELÉCTRICO. LADO DE CORRIENTE CONTINUA.

El diseño del cableado del lado de corriente continua se realizará siguiendo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en concreto la Instrucción Técnica Complementaria 40 (ITC-BT-40) que es aplicable en instalaciones generadoras de baja tensión.

Los cables a utilizar serán de cobre unipolares de tensión asignada 0,6/1 kV flexible de clase 5 según UNE EN 60228, no propagador de la llama para instalación exterior. Y no propagadores del incendio y con emisión de humo y opacidad reducida para instalación interior. Por tanto se utilizará cable normalizado de tipo H1Z2Z2-K (Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos). La instalación está formada por 8 ramas fotovoltaicas formadas por 14 módulos. Para la formación de las ramas, se unen los módulos con su propio cable de serie.

MEMORIA.



Figura 9. Cable solar tipo H1Z2Z2-K.

Los propios módulos fotovoltaicos les cubrirán de los rayos directos del sol. Para unir módulos alejados y aglutinar el cableado se emplearán rejillas metálicas tipo rejiband con tapa.

El cableado que une las ramas hasta el Cuadro de Protecciones DC será H1Z2Z2-K de 6 mm² de cobre, seguridad clase II y apto para su uso en intemperie, al igual que el del resto de cableado en continua. La tensión asignada será no inferior a 1 kV y tendrán un recubrimiento que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias específicas de la norma UNE 21030. Sobre este cable se colocará el mismo conector que llevan los módulos fotovoltaicos, que tiene aislamiento hasta 1.000 V, con seguridad clase II y las partes activas del mismo están protegidas contra contactos accidentales. Desde este Cuadro de Protecciones de DC se llega hasta el inversor de la instalación con dos cables para cada string (uno positivo y otro negativo) H1Z2Z2-K de 6 mm² de Cobre. La tensión asignada será no inferior a 1 kV y tendrán un recubrimiento que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias específicas de la norma UNE 21030. El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo.

El número de series, así como las secciones empleadas y las protecciones previstas se detallan en el Esquema Unifilar.

1.11.5 CAÍDA DE TENSIÓN EN EL LADO DE CORRIENTE CONTÍNUA.

Para el cálculo del cableado eléctrico se va a emplear el criterio de la caída de tensión, de forma que se limiten las pérdidas a un máximo del 1,5% de la tensión

MEMORIA.

en la parte de continua tal y como se establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión. La máxima caída de tensión admitida para todo el tramo de CC es del 1,5% y para el tramo de CA será del 1,5 %, a pesar de que en el Reglamento se indique un 2 %. Se calcula con la siguiente fórmula: La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 1,5% según ITC-BT 40.

Cálculo de la sección de acuerdo a la siguiente expresión:

$$S \geq \frac{2 * \rho * L * I}{CDT_{MÁX} (\%) * V}$$

Siendo:

- S = Sección del conductor (mm²).
- I = Intensidad prevista para la línea (A).
- L = Longitud de la línea (m).
- ρ = Resistividad del cable ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).
- $CDT_{MÁX}$ = Caída de tensión admisible (V).

Los cálculos de la sección del conductor en corriente continua se pueden encontrar en *CÁLCULOS EN CORRIENTE CONTÍNUA..*

Bandeja portacables

Para el recorrido de los circuitos de cableado de CC desde los módulos hasta el inversor solar, se tenderá el cableado en bandeja metálica de rejilla solamente en aquellos tramos en los que los cables no se encuentren protegidos mecánicamente por los módulos fotovoltaicos.

Para el recorrido de circuitos de cables de CA desde el inversor hasta el punto de conexión se tenderán en bandeja porta cables. El modelo a utilizar:

- Bandeja aislante UNEX modelos U23X 60X100, o similar, de 10 cm de anchura con tapa.

MEMORIA.

1.11.6 MODO DE CONEXIONADO EN CORRIENTE ALTERNA

Cada instalación fotovoltaica quedará conectada aguas abajo del interruptor general del edificio. Se situará un dispositivo de corte en carga en el cuadro de protecciones AC de la cubierta mientras que el bloque diferencial superinmunitizado quedará instalado en otro cuadro de alterna en el interior del edificio, justo al lado del interruptor general.

Debido a que estamos trabajando con un inversor y por tanto con un sistema equilibrado no será necesario el uso de neutro entre el inversor y la conexión al edificio, de manera que este tramo constará de las tres fases y el cable de tierra.

1.11.7 CABLEADO ELÉCTRICO. LADO DE CORRIENTE ALTERNA.

La baja tensión en alterna discurre desde el inversor hasta el Cuadro general de BT del transformador.

Las caídas de tensión se justifican en los cálculos y serán inferiores al 1,5 %, (ITC-BT-40). Los cables transcurrirán entubados o bajo bandeja metálica de rejilla por las paredes y falsos techos del edificio.

La línea desde el inversor hasta el cuadro de Protecciones de BT del edificio se prevé con cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 35 mm², en cobre, serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, deberán cumplir la norma UNE-21123.

Los terminales serán bimetálicos y se utilizará el utillaje adecuado en su colocación, que puede ser mediante tenaza en las secciones más pequeñas o prensa hidráulica en las mayores.

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo.

El trazado será lo más rectilíneo posible. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes (o en su defecto los indicados en las normas de la serie UNE 20.435).

MEMORIA.



Figura 10. Cable tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV

1.11.8 CAÍDA DE TENSIÓN. LADO DE CORRIENTE ALTERNA.

Este cableado, hace referencia al tramo que parte desde la salida del inversor hasta el cuadro de medida y protección de CA.

La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 1,5%. Considerando que la tensión de servicio entre fases es de 400 V, la máxima caída de tensión admisible es:

$$e = \frac{400 * 1,5}{100} = 6V$$

De la misma forma que para el cableado en continua, se tiene una expresión para la sección mínima en alterna siguiendo el criterio de la caída de tensión máxima. Teniendo en cuenta que la corriente es trifásica, tenemos:

$$S \geq \frac{\sqrt{3} * L_{ca} * I_{g-RMS-N} * \rho * \cos(\varphi)}{CDT_{MÁX}(\%) * V_g}$$

Siendo:

- L_{ca} = longitud del cable en el tramo AC
- $I_{g-rms-n}$ = corriente nominal de salida del inversor en el lado AC
- $\cos(\varphi)$ = se considera 1
- $CDT_{MÁX}(\%)$ = caída de tensión en alterna, se considera un 1,5 %.
- $\rho(T_{max})$ = resistividad del cobre a T_{max} .
- V_g = Tensión entre fases 400 V.

1.11.9 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

Uno de los elementos más importantes de una instalación fotovoltaica, para asegurar un perfecto aprovechamiento de la radiación solar, es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares y formar el propio panel, dándole la inclinación más adecuada en cada caso para que los módulos reciban la mayor radiación, consiguiendo un aumento en su eficacia.

MEMORIA.

Los paneles solares mantendrán una orientación fija de -12° de acimut Sur y una inclinación también fija que vendrá dada por los soportes, en este caso de 18° de inclinación, buscando de esa manera aproximarse al ángulo óptimo.

La estructura portante de paneles abrazará, con tornillería adecuada, los paneles a la estructura de bloques prevista, para conformar una estructura única (mayor resistencia) y que sirva de sujeción a la instalación.

Para reducir el efecto del viento y mejorar la evacuación de la lluvia sobre los campos solares, es conveniente dejar separación entre los módulos, que además así tendrán espacio para las dilataciones y contracciones típicas producidas por la variación de temperaturas.

En la cubierta se evitará perforaciones para no dañar la zona impermeabilizante. Las partes metálicas de la estructura estarán conectadas a la toma de tierra de la instalación.

Dicha estructura soporte de las placas deberá aguantar la fuerza del viento, como mínimo de 120 km/h, así como la sobrecarga de nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

En apartado de *Cálculos justificativos* se incluyen se detallan las características de las estructuras de sustentación de los paneles a ubicar sobre la cubierta de la edificación, la sobrecarga de uso que supone la propia instalación sobre la misma, así como otras consideraciones a tener en cuenta para la ejecución de dicha parte de la instalación.

Se ha preferido instalación autolastrada con bloques de hormigón tipo SOLARBLOC o similar, a los efectos de simplificar la instalación a llevar a cabo, de manera que no es preciso su anclaje a la cubierta.

El ángulo de inclinación seleccionado es de 18° .

MEMORIA.



Figura 11. Imagen del soporte. Fuente: www.solarbloc.es



Figura 12. Método de instalación de soportes. Fuente: www.solarbloc.es

1.11.9.1 LASTRADO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

El lastrado de la estructura de soporte tiene un doble efecto, por un lado conseguimos aumentar la resistencia de la estructura frente al viento, de manera que sea capaz de soportar un fuerza mayor y por otro lado conseguimos elevar la instalación sobre el nivel de la cubierta de manera que los elementos que puedan generar sombra sobre el generador fotovoltaico reducen su altura relativa respecto al generador.

En el apartado 5 del manual del instalador, el fabricante establece cuando es recomendable u obligatorio el uso de refuerzos tipo lastre. Además de lo que indique el fabricante en su propio manual, se va a realizar un estudio de la carga

MEMORIA.

de viento además de un estudio de la sobrecarga generada por el generador fotovoltaico sobre la estructura de la cubierta.

USOS DE REFUERZO DE LASTRE SOBRE SOLARBLOC® CUBIERTA

- ✗ No necesario (a valorar según cálculo de vientos)
- ✓ Recomendable
- ✓✓ Muy recomendable
- ✓✓✓ Obligatorio

ÁNGULO DE INCLINACIÓN	PANEL ≤ 1,65 M HORIZONTAL	PANEL ≤ 1,65 M VERTICAL	PANEL ≥ 1,65 M HORIZONTAL	PANEL ≥ 1,65 M VERTICAL
SOLARBLOC® 3º	✗	✗	✗✓	✗✓
SOLARBLOC® 10º	✗✓	✗✓	✓✓	✓✓
SOLARBLOC 12º	✗✓	✗✓	✓✓	✓✓
SOLARBLOC 15º	✓	✓✓	✓✓	✓✓✓
SOLARBLOC 18º	✓	✓✓	✓✓	✓✓✓
SOLARBLOC 28º	✓✓	Montaje incompatible Ⓣ	✓✓	Montaje incompatible Ⓣ
SOLARBLOC 30º	✓✓	Montaje incompatible Ⓣ	✓✓	Montaje incompatible Ⓣ
SOLARBLOC 34º	✓✓	Montaje incompatible Ⓣ	✓✓	Montaje incompatible Ⓣ

Figura 13. Recomendaciones del fabricante. Fuente: www.solarbloc.es

Como se puede ver para módulos con un tamaño igual o superior a 1,65 metros es muy recomendable el uso de sistemas de lastre.

En el caso de emplear lastres el fabricante recomienda fijar los soportes a la superficie de apoyo con uno o dos cordones de adhesivo para material pétreo.



Figura 14. Pegado del soporte al lastre. Fuente: www.solarbloc.es

1.11.9.2 SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LASTRE

Los lastres elegidos son los indicados por el fabricante para el modelo de soporte seleccionado con unas medidas aproximadas de 1000x180x100 mm y un peso de 42 kg por unidad.

MEMORIA.



Figura 15. Lastre seleccionado. Fuente: www.solarbloc.es

Por tanto en la instalación se va a emplear un lastre por soporte, lo que eleva el generador fotovoltaico en 0,1 metros y supone un peso de 42 kilogramos por soporte. La comprobación de la resistencia al viento y el cálculo de la sobrecarga que suponen sobre la cubierta se encuentra en los *apartados 3.5 ANÁLISIS DE RESISTENCIA AL VIENTO de la estructura.* y *3.6 SOBRECARGAS.*

1.11.10 INVERSORES.

En cada una de las instalaciones se utilizará un inversor de 50 kW de la marca HUAWEI o similar a la corriente continua entregada por el generador solar en corriente alterna. La potencia nominal del inversor es adecuada a la potencia pico del generador fotovoltaico.

Cumplirá con las exigencias requeridas en el RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en cuanto a protecciones, puesta a tierra, compatibilidad electromagnética, etc. Es un inversor de potencia con salida trifásica para operación en paralelo con conexión a red, 3x/400 V, 50 Hz. Dispone de un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y un alto rendimiento energético, mayor de 98%, panel de control integrado con pantalla LCD para visualización de estados de operación y valores actuales.

INVERSOR HUAWEI SUN2000-50KTL-M3

El inversor SUN2000 es un inversor trifásico de cadenas FV con conexión a la red eléctrica que convierte la potencia de CC generada por las cadenas FV en potencia de CA y después proporciona esa potencia a la red eléctrica.

MEMORIA.



Figura 11. Imagen frontal inversor. Fuente: www.solar.huawei.com/es/

El inversor SUN2000 puede conectarse a un máximo de ocho cadenas fotovoltaicas y tiene cuatro MPPT en su interior. La protección contra sobretensión se admite tanto del lado de la CC como del lado de la CA.

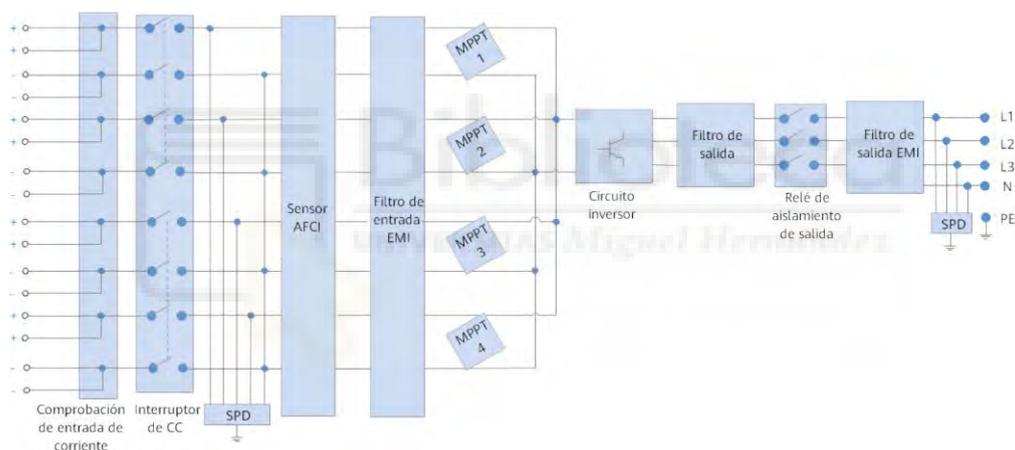


Figura 16. Diagrama esquemático del inversor.

Las características técnicas de los inversores a instalar son las siguientes:

CARÁCTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL INVERSOR:

Dimensiones	640 x 530 x 270 mm
Peso	49 kg
Tipo de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Refrigeración	Enfriamiento inteligente por aire
Rango de temperatura de operación	De -25 °C a +60 °C
Humedad admisible	0-100%

Tabla 6. Tabla de características mecánicas del inversor.

CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR:

DATOS DE ENTRADA

Máx. tensión de entrada	1100 V
Máx. intensidad por MPPT	30 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V - 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4

Tabla 7. Tabla características eléctricas de entrada al inversor.

DATOS DE SALIDA

Potencia nominal activa de CA	50.000 W
Máx. potencia aparente de CA	55.000 VA
Tensión nominal de salida	480 V/400 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz /60 Hz
Intensidad de salida nominal	72.2 A @ 400Vac
Máx. intensidad de salida	79.8 A @ 400Vac
Máx. distorsión armónica total	<3%

Tabla 8. Tabla de características eléctricas de salida del inversor.

Se incluyen en el apartado de *Anexos* las fichas técnicas de los inversores.

1.11.11 UBICACIÓN DE LOS INVERSORES.

Los inversores se situarán en la cubierta del edificio, tal y como se ha comentado en el apartado 1.11.1. Estos se ubicarán en un lugar protegido de la radiación solar directa pero al aire libre con el propósito de reducir la temperatura, por ello se descarta la instalación del inversor dentro de un armario eléctrico ya que sería necesario la instalación de equipos que garantizaran que la temperatura interna

MEMORIA.

del mismo siempre sea igual a la temperatura ambiente, tal y como indica el fabricante.

Los requisitos de espacio libre recomendado alrededor del inversor según indica el fabricante son los siguientes:

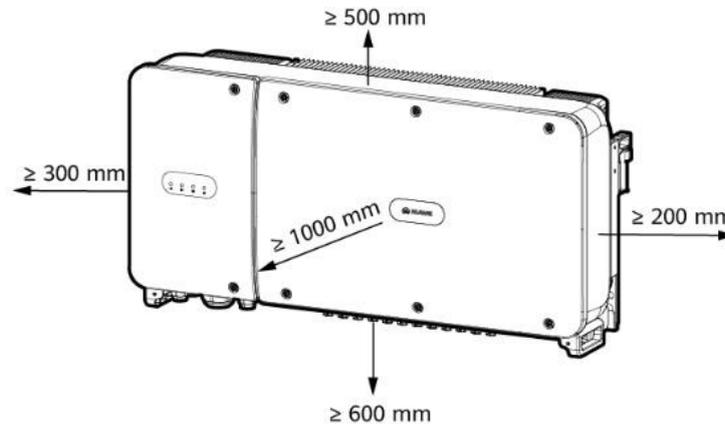


Figura 17. Requisitos de espacio libre recomendados.

Se asegurará por tanto los requisitos mínimos de espacio libre alrededor del mismo y se instalará a una altura mínima del suelo de 730 mm.

El inversor cuenta con protección IP66, de tal manera que es hermético al polvo y resistente a chorros de agua potentes, lo que hace posible su instalación en exterior. Con el propósito de aumentar su protección frente al agua, tal y como recomienda el fabricante, se instalará en la parte superior una marquesina que lo proteja, similar a la que podemos ver en la siguiente figura:



Figura 18. Detalle instalación inversor.

MEMORIA.

Junto al inversor se situará el cuadro de protecciones CC y el cuadro de protecciones AC ambos en cajas de distribución de plástico de superficie con puerta transparente y grado de protección IP65 e IK08.

Todos los elementos anteriormente mencionados se situarán en la cubierta del nivel inferior de ambos edificios (zona en verde en las imágenes) , justo debajo de las escaleras de acceso a la cubierta, en la siguientes imagenes se detalla la localización:



Figura 19. Ubicación inversor Edificio Alcudia.



Figura 20. Ubicación inversor Edificio Altamira.

1.11.12 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.

Elementos de protección.

Dentro del circuito de evacuación de energía debe distinguirse entre la parte de corriente continua y la de corriente alterna. A continuación se describen las protecciones en cada uno de los circuitos.

Circuito de corriente continua:

Protección contra cortocircuitos: La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito, pero para el inversor sí puede serlo, de modo que se instalará previamente a la entrada del inversor protecciones frente a sobretensiones y sobreintensidades.

El inversor está provisto de un interruptor de corte en carga, que permite cortar todos los strings para así realizar tareas correctivas o preventivas en dicha zona.

Se dispondrá de fusibles que protegerán los 2 polos (+ y -) de posibles sobreintensidades. Estas protecciones irán en el Cuadro de Protecciones de DC que dispondrá de entradas para las 8 series fotovoltaicas. Dicho cuadro se colocará en un lugar habilitado para ello tal y como se ha comentado al final del apartado 1.11.11.

Protección contra sobrecargas: Los propios fusibles mencionados en el apartado anterior protegerán el circuito frente a sobrecargas. Para ello será del tipo gR y contará con la función adicional de facilitar las tareas de mantenimiento. Dicho Cuadro de Protecciones DC incluye los fusibles de series. Para evitar la situación de riesgo que comporta este último caso se exigirá aislamiento clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.

- Protección contra contactos directos e indirectos: Se colocará un interruptor para corriente continua, (integrada en inversor).
- Protección contra sobretensiones: Se colocará el protector contra sobretensiones integrada en el inversor que derivará a tierra cualquier sobretensión que se presente.
- Protección contra polarización inversa: Integrada en el inversor.

Circuito de corriente alterna:

Protección contra cortocircuitos y sobrecargas: El propio inversor cuenta con protecciones ante cortocircuitos y sobrecargas integradas, además de estas, se instalará en el Cuadro de Protecciones AC del edificio un interruptor automático con bloque diferencial superinmunizado de 30 mA, tripolar (4P) y de

MEMORIA.

intensidad nominal 100 A junto un interruptor en carga de 100 A a la salida del inversor, en la cubierta.

Protección contra sobretensiones: Se instalará un protector contra sobretensiones tipo 2 en el Cuadro de AC.

Fallos a tierra: se instalará, como se ha dicho anteriormente, protección diferencial conjuntamente al interruptor automático magnetotérmico previsto en el cuadro de protecciones de B.T. para así poder actuar en caso de derivaciones de corriente en este circuito.

1.11.13 ELEMENTOS DE MEDIDA.

1.11.13.1 OBJETIVOS DEL SISTEMA DE MEDIDA

El sistema de medida que se va a definir en este apartado tiene como principal objetivo que se puedan compartir los excedentes de energía de cada uno de los edificios con otros edificios del interior del campus que requieran esta energía excedente, ya sea porque estos no tienen la posibilidad de tener instalaciones fotovoltaicas en sus cubiertas o porque requieren más energía de la generada por ellos mismos.

De este modo toda la energía renovable generada en el Campus sería compartida por lo que se establecería un sistema “colectivo” en red interior al compartir los excedentes con otros edificios.

Este sistema de medida sería el responsable del vertido cero de energía a la red.

1.11.13.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MEDIDA

El sistema de medida se situaría en el punto frontera de la Universidad donde se instalará una celda adicional en paralelo con la celda de medida de la distribuidora.

En este punto se instalará el medidor de potencia que mediante una celda de medida dotada de transformadores de intensidad y tensión realizará la medida de submúltiplos de la tensión e intensidad, la información recogida por el medidor de potencia será transmitida al registrador de datos (*Smartlogger*) que será necesario para la monitorización y gestión de los inversores.

MEMORIA.

De esta manera se podrá adaptar la generación de los inversores a las necesidades energéticas del Campus sin generar excedentes.

1.11.13.3 INTERFAZ DE COMUNICACIÓN

Como más adelante se podrá comprobar la interfaz más sencilla y adecuada para realizar el conexionado entre el sistema de medida, el registrador de datos y los inversores será RS485.

La única limitación de esta interfaz de comunicación es que la distancia máxima entre emisor y receptor manteniendo la máxima velocidad de transmisión de datos es de 1000 metros.

Distancia máxima de comunicación	<ul style="list-style-type: none">● RS485: 1000 m● ETH: 100 m● MBUS (cable multifilar): 1000 m; MBUS (cable unifilar): 400 m (los cables trifásicos se deben atar a intervalos de 1 m)● Fibra óptica (monomodo, módulo óptico de 1310 nm): 10 000 m (con el módulo óptico de 1000 M); 12 000 m (con el módulo óptico de 100 M)
----------------------------------	---

Figura 21. Distancia máxima interfaz de comunicación.

Debido a que las distancias puedan exceder los 1000 metros o queden próximas a los 1000 metros, penalizando así la velocidad de transmisión es probable que fuese necesario disponer de una red de fibra óptica la cual no estaría limitada por la distancia (hasta 45 km en monomodo), para ello sería necesario el uso de conversores de RS485 a fibra óptica y de fibra óptica a RS485 permitiendo así la comunicación a tasas de hasta 500 kbps y mejorando la inmunidad a interferencias electromagnéticas.

1.11.13.4 PUNTO FRONTERA

Como se ha comentado en el apartado anterior hay que procurar que las distancias máximas no excedan los 1000 metros, de manera que el primer paso para realizar una estimación de los metros entre el punto de medida y cada uno de los inversor es conocer la localización del punto frontera, en la siguiente imagen se muestra su ubicación en una captura de todo el campus, la ubicación ha sido facilitada por el servicio de infraestructuras de Universidad Miguel Hernández.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

MEMORIA.

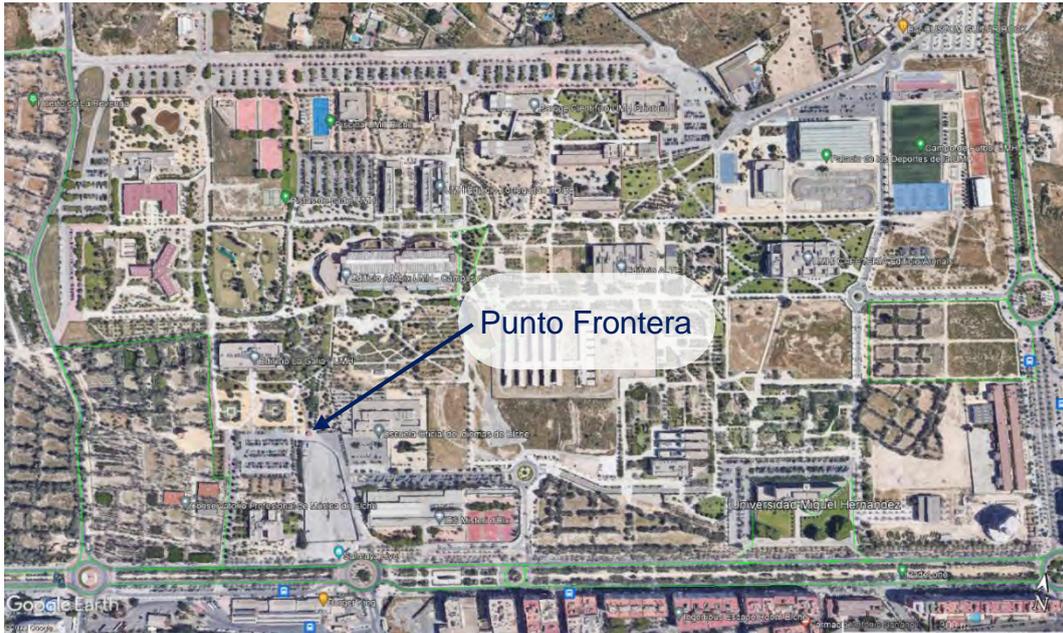


Figura 22. Vista aerea Campus de Elche. Localización punto frontera.

El área Universitaria tiene unas dimensiones aproximadas de 1258 metros de ancho por 658 metros de alto. En la siguiente imagen se muestra con mayor detalle la ubicación del punto frontera:



Figura 23. Localización punto frontera.

A partir de la ubicación del punto frontera podemos estimar la distancia a los edificios en línea recta con Google Earth, posteriormente se aplica un factor corrector del 40 % ya que el cableado no discurrirá en línea recta si no por las

MEMORIA.

canalizaciones habilitadas. En la siguiente tabla se muestra la longitud en línea recta y la corregida:

Edificio	Distancia (m)	Dist. correg. (m)
La Galia	115	161
Torretamarit	430	602
Torregaitán	335	469
Torreblanca	135	189
Vinalopó	375	525
Alcudia	520	728
Altamira	490	686
Rectorado	635	889
Atzavares	600	840
Altet	450	630
Innova	475	665
Palacio Deportes	775	1085
Arenals	665	931
Departamental	400	560
Valona	900	1260
Perleta	325	455
TOTAL (m)	7625	10675

Figura 24. Tabla distancias RS485.

Como vemos los dos edificios más alejados del punto frontera exceden la longitud máxima para el RS485, de manera que en principio será necesario el uso de fibra óptica solamente en estos dos tramos.

1.11.13.5 COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDIDA Y CONTROL.

- Celda de medida con transformadores de intensidad y medida.
- Medidor de potencia.
- Sistema registrador de datos.

1.11.13.5.1 CELDA DE MEDIDA

En este caso la celda de medida se instalará en paralelo con la celda de medida de la distribuidora. Esta estará fabricada por ORMAZABAL y será el modelo *cgmcosmos-m*, su única función será de medida y es apta para redes de hasta 24 kV. Por su constitución, esta celda puede incorporar los transformadores de cada tipo (tensión e intensidad), normalizados en las distintas compañías suministradoras de electricidad.

MEMORIA.

Dispone de transformadores de corriente (3 TI) y transformadores de tensión (3 TT), tiene unas medidas de 800 mm de ancho por 1025 mm de fondo por 1740 mm de alto y 165 kg de peso

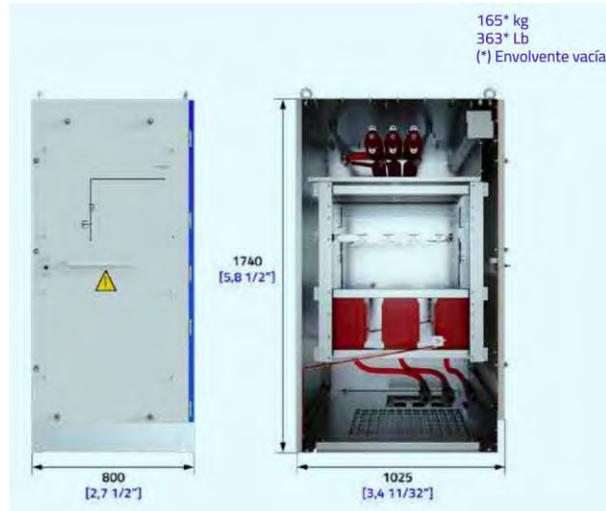


Figura 25. Celda de medida. Fuente:www.ormazabal.com

Toda la instalación se hará acorde a la *GUÍA PARA INSTALACIÓN DE MEDIDA EN CLIENTES Y RÉGIMEN ESPECIAL DE A.T. (HASTA 132 KV)* de i-DE.

1.11.13.5.2 ANALIZADOR DE REDES

Se ha seleccionado un dispositivo de la marca *Janitza* modelo *UMG 604-PRO* concebido para la medición en redes de media y alta tensión con convertidores de tensión y corriente. Este es apto para montaje sobre el carril DIN de 35 mm y puede comunicarse a través de la interfaz RS485.



Figura 26. Janitza UMG 604-PRO. Fuente: www.janitza.com

MEMORIA.

Algunas características generales del dispositivo son las mostradas en la siguiente tabla:

Peso neto	350 g (0.771 lb)
Dimensiones del dispositivo	aprox. largo=107,5 mm (4.23 in), ancho=90 mm (3.54 in), alto=82 mm (3.23 in) (según DIN 43871:1992)
Clase de inflamabilidad de la carcasa	UL 94V-0
Posición de montaje	a discreción
Fijación/montaje	Carril DIN 35 mm (según IEC/EN 60999-1, DIN EN 50022)
Pila	Tipo litio CR2032, 3 V (homologación según UL 1642)
Vida útil de la iluminación de fondo (opción)	40.000 h (50 % del brillo inicial)
Resistencia al impacto	IK08 según IEC 62262

Tabla 9. Datos técnicos. Generalidades. Fuente: www.janitza.com

Permite la alimentación mediante conexión a 24 V o 230 V y cuenta con una protección IP20.

Entradas de medición de tensión.

Sistemas trifásicos de 4 conductores (L-N/L-L)	máx. 277 V / 480 V
Sistemas trifásicos de 3 conductores (L-L)	máx. 480 V
Resolución	0,01 V
Rango de medición L-N	0 ⁿ .. 600 Vrms
Rango de medición L-L	0 ⁿ .. 1000 Vrms
Factor de cresta	2 (referido a 480 Vrms)
Categoría de sobretensión	300 V CAT III
Tensión transitoria nominal	4 kV
Protección por fusible de la medición de la tensión	1 - 10 A
Impedancia	4 Mohmios/fase
Consumo de potencia	aprox. 0,1 VA
Frecuencia de muestreo	20 kHz/fase
Transitorios	> 50 µs
Frecuencia de la oscilación fundamental	45 Hz .. 65 Hz
- Resolución	0,001 Hz

Tabla 10. Características de las entradas de tensión.

Entradas de medición de corriente.

Corriente nominal	5 A
Corriente nominal	6 A
Protección por fusible en caso de medición directa (sin transformador de corriente)	6 A car. B (homologación según UL/IEC)
Resolución en la pantalla	10 mA
Rango de medición	0,005 .. 7 Arms
Factor de cresta	2 (referido a 6 Arms)
Categoría de sobretensión	300 V CAT III
Tensión transitoria nominal	4 kV
Consumo de potencia	aprox. 0,2 VA (Ri = 5 mohmios)
Sobrecarga durante 1 s	100 A (sinusoidal)
Frecuencia de muestreo	20 kHz
Precisión de medición ángulo de fase	0,15°

Tabla 11. Características entradas de corriente.

MEMORIA.

Hay que tener en cuenta que el equipo ha sido concebido para la conexión de convertidores de corriente con corrientes secundarias de ≈ 1 A y ≈ 5 A. No mide corrientes continuas y cuenta con entradas de medición de corriente que pueden cargarse permanentemente con 6 A o con 100 A durante un segundo.

A continuación se muestra un ejemplo de conexionado para la medición de corriente a través del transformador de corriente:

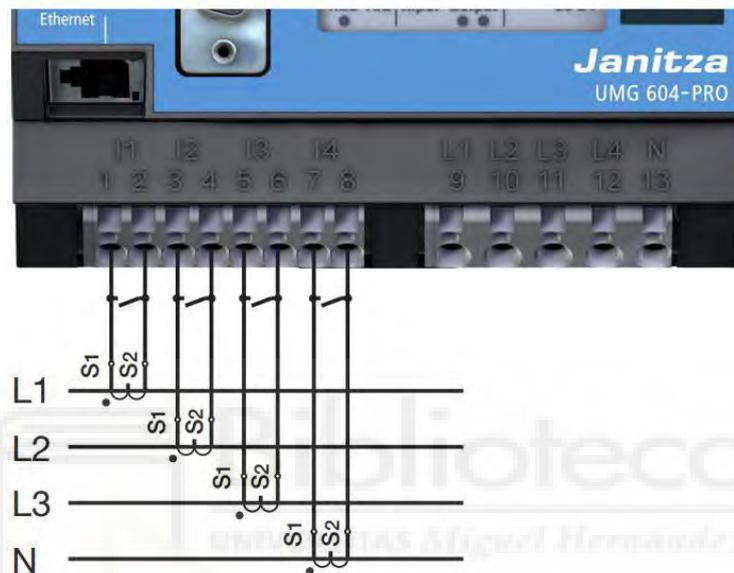


Figura 27. Conexionado a través de transformador de corriente.

Interfaces

Interfaz RS485	
Conexión	Bornes de tornillo de 2 polos
Protocolo	Modbus RTU/esclavo, Modbus RTU/maestro
Tasa de transmisión	9,6 kbps, 19,2 kbps, 38,4 kbps, 57,6 kbps, 115,2 kbps, 921,6 kbps
Capacidad de conexión de los bornes (interfaz serie - RS485)	
Conductores conectables. ¡Solo conectar un conductor por borne!	
De un hilo, de varios hilos, de hilo fino	0,2 - 1,5 mm ² , AWG 24-16
Punteras (sin aislar)	0,2 - 1,5 mm ²
Punteras (aisladas)	0,2 - 1,5 mm ²
Par de apriete	0,25 Nm (2.21 lbf in)
Longitud de desaislado	7 mm (0.2756 in)

Tabla 12. Características interfaz RS485.

1.11.13.5.3 SISTEMA REGISTRADOR DE DATOS

Se ha seleccionado un dispositivo de la marca *Huawei SmartLogger3000A03EU*, se trata de un dispositivo capaz de monitorizar y gestionar sistemas FV, en

MEMORIA.

concreto hasta 80 inversores, más que suficiente para la aplicación que se le pretende dar. Este realiza la convergencia de todos los puertos, la conversión de protocolos, la obtención y el almacenamiento de datos, la monitorización y el mantenimiento centralizado de los dispositivos de los sistemas.

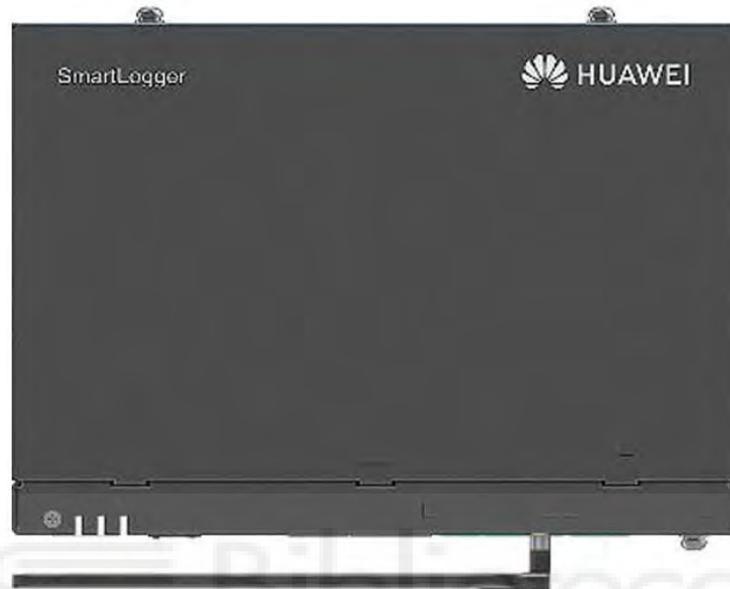


Figura 28. SmartLogger3000A03EU.

Es apto para operaciones locales a través de la aplicación para teléfonos móviles y su conexión en red RS485, lo que permite que se conecte a lo siguiente:

- Dispositivos Huawei como inversores solares.
- Inversores solares, instrumentos de monitorización del entorno (EMI), estaciones de transformación y medidores de potencia de terceros que usan el protocolo Modbus-RTU como es el caso del Janitza UMG 604-PRO.

Por tanto se trata de un dispositivo completamente válido para la monitorización de los consumos del Campus. Se puede realizar el montaje en pared, sobre carril DIN o en mesa.

El aspecto mecánico del dispositivo es el mostrado en la siguiente imagen, también se muestran cada uno de los puertos de conexión de los que dispone:

MEMORIA.

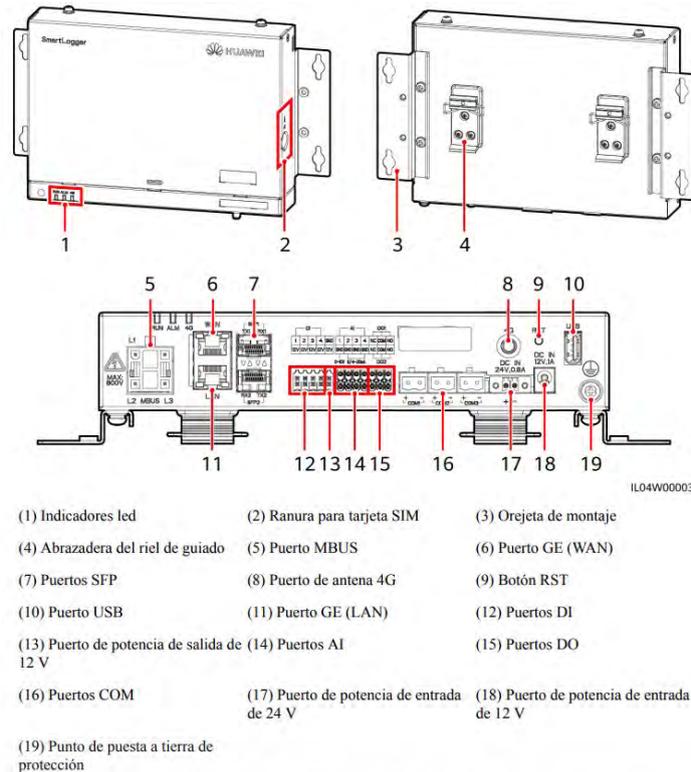


Figura 29. Aspecto del Huawei SmartLogger3000.

1.11.13.5.3.1 CONEXIONADO DEL SMATLOGGER A LOS INVERSORES

El conexionado se va a realizar siguiendo las indicaciones del fabricante en el manual de instalación. El tipo de conexión a emplear será en cascada, tratando siempre de conectar menos de 30 dispositivos a cada panel RS485, de manera que queden distribuidos uniformemente en los tres puertos COM. Se realizará la distribución más eficiente.

En la siguiente imagen podemos ver el esquema de conexión en cascada:

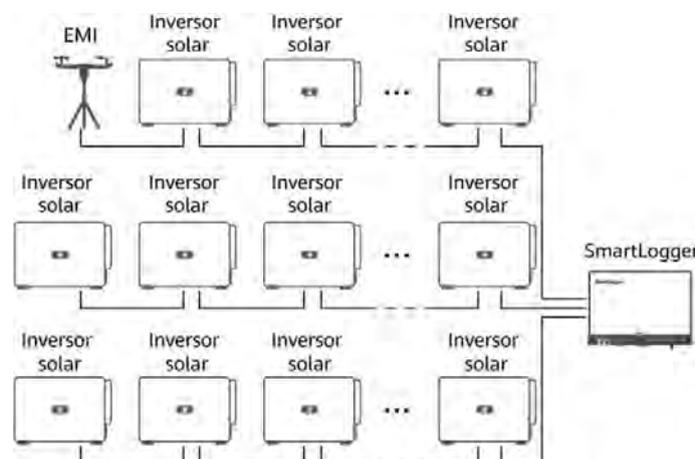


Figura 30. Esquema de conexionado en cascada para el SmatLogger3000.

MEMORIA.

1.11.13.5.3.2 CONEXIONADO DE LA RED ASCENDENTE

Un posible ejemplo de conexionado en red ascendente podría ser a través de conexión en red 4G, de manera que la información enviada al sistema de gestión sería a través de la red 4G y la red descendente quedaría conectada mediante cable de comunicaciones RS485.

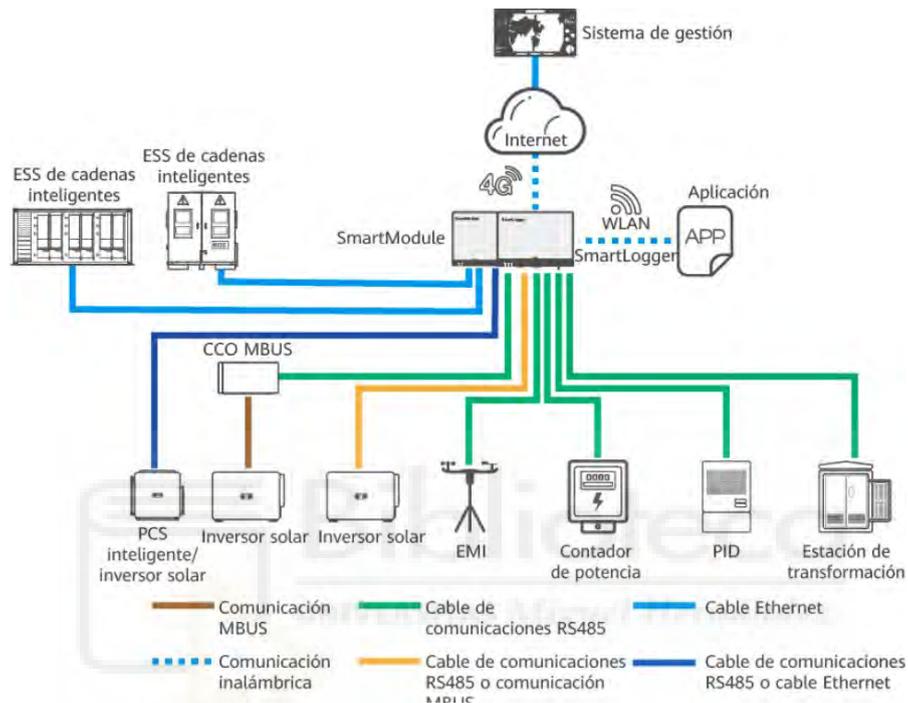


Figura 31. Conexión en red 4G.

Para dotar de conexión a la red 4G es necesario una tarjeta SIM y una antena 4G. El tráfico mensual de la tarjeta SIM se podrá calcular acorde a los criterios del fabricante del smartlogger siguiendo la siguiente tabla:

Tipo acceso NMS	Requisito de tráfico mensual de la tarjeta SIM	Línea base de tráfico
Sistema de gestión inteligente de celdas FV FusionSolar	Inversor solar	10 MB + 4 MB × cantidad de inversores
	Medidor de potencia	3 MB × Cantidad de medidores de potencia
	EMI	3 MB × Cantidad de EMI
		<ul style="list-style-type: none"> Los datos de rendimiento del dispositivo se pueden actualizar cada 5 minutos. Los registros del inversor solar y los datos de diagnóstico de la curva IV se pueden exportar mensualmente. Los inversores solares se pueden actualizar mensualmente.

Tabla 13. Descripción del tráfico de la tarjeta SIM.

MEMORIA.

1.11.13.5.3.3 MODELOS DE MEDIDORES DE POTENCIA ADMITIDOS

El medidor de potencia seleccionado se encuentra en la lista de los medidores admitidos por el Smartlogger3000A03EU tal y como podemos ver en el manual de instalación:

Tabla 8-2 Medidores de potencia admitidos

Proveedor	Modelo	Límite de exportación
Janitza	UMG604/UMG103/ UMG104	Se admite.
NARUN	PD510	N/A
Acrel	PZ96L	Se admite.

Figura 32. Medidores de potencia compatibles con Smartlogger3000.

De manera que todos los dispositivos del sistema propuesto son compatibles entre sí.

1.11.14 TOMA DE TIERRA.

La puesta a tierra de la instalación se regirá por lo especificado en:

- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de Agosto – REBT y sus ITC (ITC-BT).

De acuerdo al artículo 12 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico, en esta instalación tenemos separación galvánica entre la CC y CA a través del transformador del inversor.

Las conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que asegure una perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no

MEMORIA.

experimenten calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente. Así mismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

En cada una de las instalaciones se dispondrá de una caja de registro para comprobación de la resistencia óhmica de la instalación.

En resumen, se dispondrá las siguientes puestas a tierra unificadas:

- Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Red de tierras del inversor.
- Red de tierras para cuadro de protección de alterna y de continua.

En la siguiente tabla se muestra la sección mínima del cableado de tierra:

Sección de los conductores de fase de la instalación (mm ²)	Sección mínima de los conductores de tierra (mm ²)
$S \leq 16$	$S_P = 6$
$16 < S \leq 35$	$S_P = 16$
$S > 35$	$S_P = S/2$

Tabla 14. Sección de los conductores de tierra en función de los de la instalación.

Como no existen datos fiables sobre el valor de resistividades del terreno, se hará uso de los valores orientativos que facilita el REBT en la tabla 3 de la ITC-BT-18:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad (Ohm.m)
Terrenos cultivables y fértiles.	50
Terraplenes cultivables poco fértiles.	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables.	3000

Tabla 15. Resistividad media del terreno.

1.11.14.1 PUESTA A TIERRA. LADO DE CORRIENTE CONTÍNUA.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos.

MEMORIA.

Para que la parte de corriente continua de la instalación cumpla con lo dispuesto en la reglamentación vigente sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, los módulos se conectarán a tierra de modo que los conductores activos estarán aislados de tierra (tierra en modo flotante). Consiguiendo de este modo unos niveles de aislamiento adecuados tanto frente a contactos indirectos como frente a directos.

Se conectarán todas las masas de continua individualmente y de forma simultánea. Logrando de esa manera la equipotencialidad de todas las masas para garantizar de tal forma la seguridad de las personas.

Teniendo en cuenta la tabla 2 de la ITC BT 18, se ha proyectado un conductor de protección de la misma sección que los cables en CC en este caso de 6 mm².

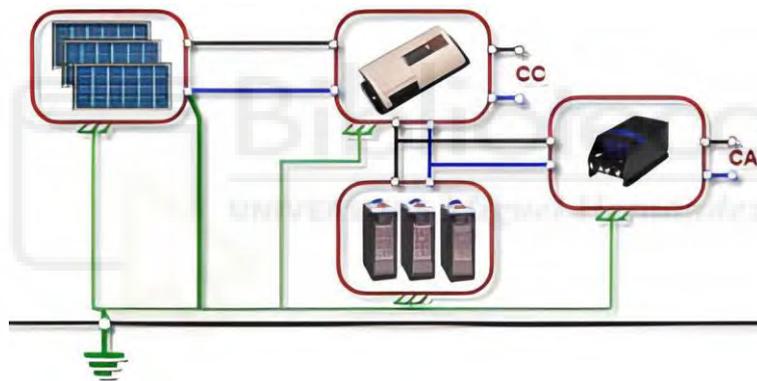


Figura 33. Detalle puesta a tierra "modo flotante"

1.11.14.2 PUESTA A TIERRA. LADO DE CORRIENTE ALTERNA.

La parte de corriente alterna, separada galvánicamente de la parte de continua, tendrá una toma de tierra para posibilitar el funcionamiento del interruptor diferencial. Consistirá en una red subterránea de conductor desnudo con picas distribuidas.

El cableado de corriente alterna para cada una de las salidas irá acompañado de un cable de cobre para la toma de tierra.

Para el diseño de la puesta a tierra de la parte de alterna de la instalación se ha tenido en cuenta lo indicado en la tabla 4 de la ITC BT 18 a la hora de seleccionar

MEMORIA.

la resistividad del terreno. Dada las características de la zona se ha considerado una resistividad del terreno de 500 Ωm .

Una vez fijada la resistividad del terreno, la toma de tierra se ha proyectado con 2 picas de acero de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro conectada con un anillo enterrado y una sección de 35 mm². Existiendo una toma de tierra por generador.

Con la ayuda de las expresiones de la tabla 5 de la ITC BT 18, donde podemos estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno;

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$

r, resistividad del terreno (Ohm.m)
P, perímetro de la placa (m)
L, longitud de la pica o del conductor (m)

Tabla 16. Estimación de la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno.

Teniendo en cuenta el esquema de tierra propuesto "TT", se cumple con las prescripciones especificadas en el Reglamento de baja Tensión (ITC BT 24). Al obtener una tensión de contacto límite inferior a 24 V.

Por último, hay que destacar que la tierra de la instalación solar será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

1.11.15 MONITORIZACIÓN.

Para el sistema de control y monitorización remota de la instalación solar fotovoltaica del Edificio se ha proyectado la integración de un sistema compatible con los equipos inversores de la instalación solar (SmartLogger).

El objetivo es la implantación de un sistema que permita el control y monitorización de los diferentes equipos que forman parte de la planta fotovoltaica, y contando con las funciones siguientes:

- Control de la energía producida por los inversores.
- Control de temperatura ambiente.

MEMORIA.

- Control radiación solar.
- Control de la dirección y velocidad del viento
- Medición de la Humedad relativa
- Medición de la Presión del aire

El sistema también será capaz de almacenar y registrar los datos suministrados por los equipos que la forman, permitiendo centralizar en un sistema informático con servidor web incorporado la gestión de esta información.

La instalación contará con una pantalla en un lugar visible donde será posible mostrar los datos obtenidos del sistema de monitorización de forma actualizada.

De igual forma, la información será accesible a través de dispositivo móvil.



Figura 34. Imagen smartlogger solar genérico.

El sistema de monitorización propuesto para la planta fotovoltaica deberá ser capaz de permitir:

- Detectar defectos en la instalación,
- Almacenamiento de estas variables en una base de datos para generar informes específicos.
- Generación de eventos y alarmas.
- Visualización de inversores individualmente
- Procesamiento de datos para tratamiento posterior.
- Predicción de producción
- Balance de energía consumida y generada
- Eficiencia de los inversores
- Emisiones de CO₂ evitadas
- Ahorro económico generado para el propietario de la instalación

MEMORIA.

1.11.16 CONEXIONADO A RED INTERIOR.

El tipo de conexionado a realizar en el presente proyecto contempla un autoconsumo individual donde la generación y los consumidores se encuentran conectados a la misma red interior, teniendo en cuenta que en la red interior existirán numeras plantas fotovoltaicas que compartirán sus excedentes, de manera que será un autoconsumo individual pero “colectivo” en la red interna.

Este tipo de instalación corresponde con el *Modo de conexión C1 “Autoconsumo INDIVIDUAL con conexión en RED INTERIOR”*, donde la instalación fotovoltaica se conecta a la red interior del consumidor asociado, es decir la Universidad.



Figura 35. Autoconsumo COLECTIVO con varias generaciones conectadas en RED INTERIOR

En el caso de instalaciones SIN excedentes, será necesario instalar un sistema antivertido en las instalaciones de RED INTERIOR que evite el vertido de la energía excedentaria no autoconsumida, este dispositivo se detalla en el apartado 1.11.13.

El sistema antivertido se instalará antes del contador del punto frontera para que no detecte dichos excedentes.

1.12 CRITERIOS DE CÁLCULO EMPLEADOS.

1.12.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Se dimensionará la instalación siguiendo los criterios de cálculo expuestos en este apartado. Se tendrán en cuenta durante el proceso de diseño la superficie disponible, inclinación, orientación, modelos de consumo, posibles sombras y demás elementos que condicionen el rendimiento del generador fotovoltaico. Toda la instalación será diseñada de tal manera que cumpla la normativa vigente.

MEMORIA.

1.12.2 ORIGEN DE LOS DATOS.

Para acceder a los datos de la radiación en el emplazamiento se va a emplear la página **PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS)**, de la Comisión Europea. Siempre que se hable de energía generada en el documento hablaremos de $W \cdot h$ o $kW \cdot h$.

1.12.3 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

El objetivo de conocer el ángulo de orientación e inclinación es conocer cuáles son las pérdidas generadas por estos dos conceptos, de manera que estén dentro de las pérdidas máximas permisibles.

El ángulo de inclinación β , será el ángulo que forma la superficie del módulo con el plano horizontal, en este caso la cubierta.

El ángulo de acimut α , será el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

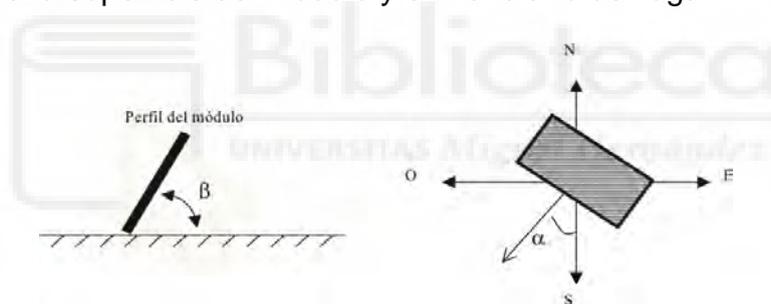


Figura 36. Orientación e inclinación de los módulos. Fuente: CTE-DB-HE5

En la siguiente tabla se muestran los datos para la instalación:

INCLINACIÓN	ACIMUT	LATITUD
18 °	-12 °	38,3°

Tabla 17. Datos de orientación e inclinación de la instalación.

1.12.3.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

En primer lugar es necesario conocer los límites máximos para las pérdidas, en este caso estaremos hablando del caso general.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 18. Pérdidas límite. Fuente: CTE-DB-HE5

MEMORIA.

En este caso las pérdidas por orientación e inclinación estarán limitadas al 10 %, mientras que las pérdidas por sombras estarán limitadas al 10 % y las totales al 15 %.

Conocido el ángulo y acimut de los módulos se pueden calcular los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en la siguiente tabla.

Para ello se utilizará la figura 19, válida para una latitud (ϕ) de 41° procediendo del siguiente modo:

Dibujamos en primer lugar una recta con el ángulo de inclinación correspondiente, posteriormente vemos donde interseca esta línea con el contorno de la zona de las pérdidas máximas obteniendo así el ángulo de inclinación máximo y mínimo.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites.

Nota: α , β , ϕ se expresan en grados sexagesimales, siendo ϕ la latitud del lugar.

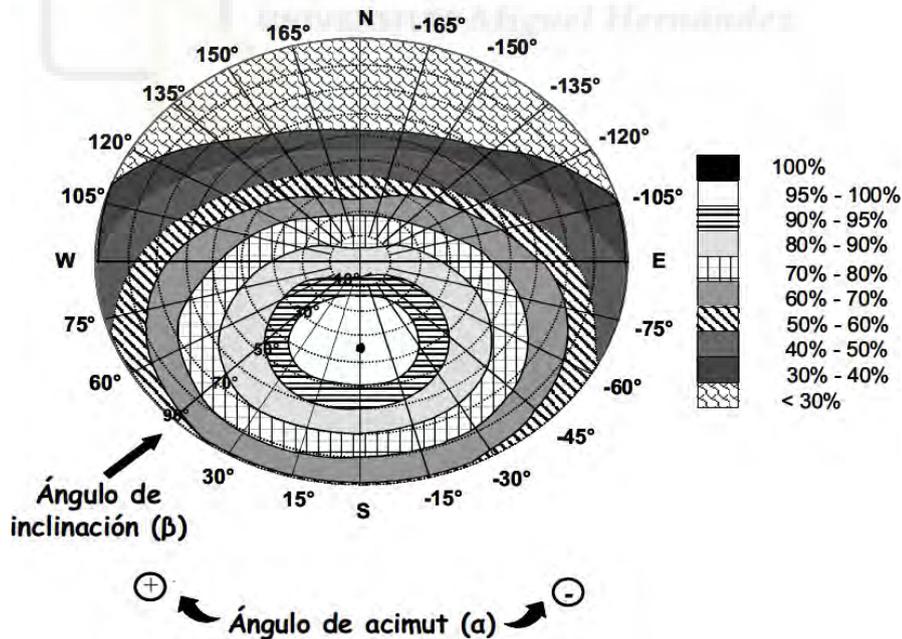


Figura 37. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación. Fuente: CTE-DB-HE5.

MEMORIA.

1. Dado que los ángulos límite obtenidos son para una latitud de 41° se deben corregir para la latitud de la instalación de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima}_{\text{corregida}} = \text{inclinación}_{\text{máxima}} - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima}_{\text{corregida}} = \text{inclinación}_{\text{mínima}} - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (1)$$

(1) Siendo 5° el valor mínimo.

En casos cerca del límite y para la cuantificación de las pérdidas se empleará como herramienta la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad (2)$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \quad (3)$$

(2) Para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

(3) Para $\beta \leq 15$

1.12.4 ÁREA SOMBREADA.

En esta primera fase de estudio del área sombreada de la instalación fotovoltaica tomaremos como puntos de referencia los vértices del antepecho de la cubierta junto con los elementos de instalaciones fijas que se encuentren en la cubierta tales como sistemas de ventilación y bombas de calor.

Para este cálculo se tendrá en cuenta el solsticio de invierno, siendo el día más desfavorable, el solsticio de invierno es el día 22 de diciembre y la hora solar será de dos horas arriba y abajo del medio día solar.

1.12.4.1 OBTENCIÓN DE LOS PUNTOS.

Cada uno de los puntos considerados se proyectará sobre la horizontal, obteniendo así la longitud de la sombra. Posteriormente mediante el uso de un software de CAD se dibujarán los puntos de la proyección de la sombra, formando así el área total sombreada.

En la siguiente imagen se muestran los puntos considerados:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

MEMORIA.

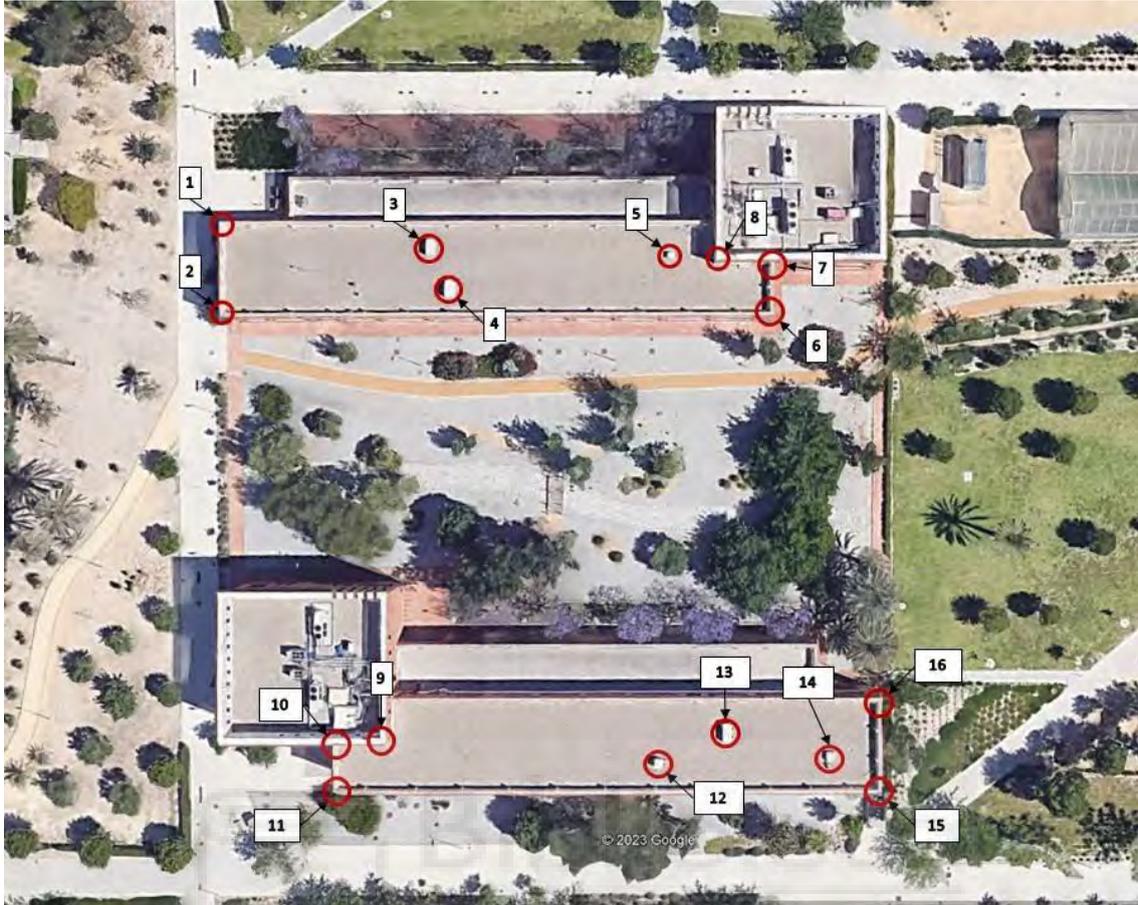


Figura 38. Imagen satélite donde se localizan los posibles puntos generadores de sombra.

Punto	Descripción	Cota sobre cubierta (mm)
1	Vértice antepecho	1000
2	Vértice antepecho	1000
3	Instalación fija	800
4	Instalación fija	800
5	Instalación fija	400
6	Vértice antepecho	1000
7	Vértice antepecho	1000
8	Vértice cubierta superior	3200
9	Vértice cubierta superior	3200
10	Vértice antepecho	1000
11	Vértice antepecho	1000
12	Instalación fija	800
13	Instalación fija	800
14	Instalación fija	400
15	Vértice antepecho	1000
16	Vértice antepecho	1000

Tabla 19. Tabla cotas puntos de sombra.

MEMORIA.

1.12.4.2 CÁLCULO DE LA PROYECCIÓN.

Para obtener la proyección horizontal de la sombra de un obstáculo es suficiente con emplear trigonometría básica.

El ángulo de incidencia solar (γ_s) determinará la longitud de la proyección de la sombra, para poder obtenerlo necesitaremos haber calculado previamente la declinación solar, latitud y ángulo solar.

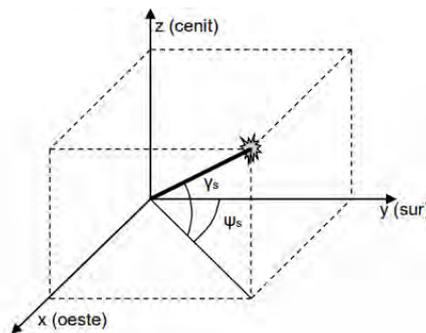


Figura 39. Ángulos de desplazamiento y declinación solar.

Declinación solar

El primer dato que se debe calcular es el ángulo de declinación solar (δ), que será función del día del año (δ_n). Mediante el uso de la siguiente expresión se podrá calcular la declinación solar:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(360 \cdot \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

Donde:

- δ = declinación ($^\circ$).
- δ_n = día del año (1-365, tomando 1 para el primer día de enero).

Latitud

Será un dato conocido y dependerá del emplazamiento de la instalación. Se expresa en grados.

Ángulo solar

Se denomina con la letra griega omega (ω). Con este parámetro podemos obtener el desplazamiento angular del Sol durante su trayectoria.

$$\omega = (\text{hora}_{solar} - 12) \cdot 15^\circ$$

MEMORIA.

Ángulo de incidencia solar

Una vez se han obtenido los ángulos de declinación solar, latitud y ángulo solar se puede calcular el ángulo de incidencia solar:

$$\gamma_s = \arcsin (\sin(\delta) \cdot \sin(\theta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\theta) \cdot \cos (\omega))$$

Donde:

- δ = Declinación solar (°).
- θ = Latitud de la instalación (°).
- ω = Ángulo solar (°).

Conocido el ángulo de incidencia solar se puede proceder al cálculo de la proyección de los puntos teniendo en cuenta siguiente imagen y ecuación:

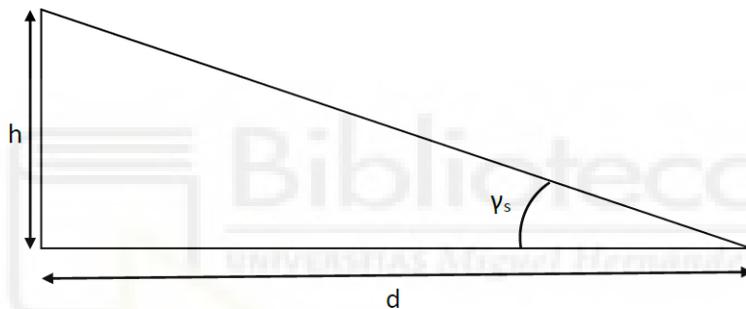


Figura 40. Solución geométrica de la proyección de los puntos.

$$d = h / \tan (\gamma_s)$$

Dónde h es la altura del punto en metros y d la longitud de la sombra generada.

1.12.4.3 CÁLCULO FINAL.

Conocidas las proyecciones de todos los puntos para las diferentes horas solares podemos trazar la silueta del área sombreada. Sobre este plano se situará el generador fotovoltaico asegurando así la no existencia de sombras.

1.12.5 PÉRDIDAS POR SOMBREADO.

Debido a la naturaleza de la instalación no será necesario considerar pérdidas por sombreado que puedan ser provocadas por obstáculos del entorno tales como edificios, de manera que no será necesario seguir los cálculos indicados en el *Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*.

MEMORIA.

Tampoco existirán pérdidas por sombreado generadas por elementos fijos de la cubierta (equipos de climatización o antepechos), ya que en el apartado 1.11.4 *Área sombreada* se van a estudiar las áreas de sombra producidas por estos elementos, evitando así que sus sombras sombreen el generador fotovoltaico.

Por los motivos expuestos anteriormente no será necesario el cálculo de las pérdidas por sombreado, siendo estas nulas.

1.12.6 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.

Al contrario de lo que se puede pensar las altas temperaturas tienen un efecto negativo sobre la potencia de los módulos. La temperatura de la superficie de módulo es función de la temperatura ambiente, de manera que cuando aumente la temperatura ambiente aumentará también la del panel.

Conocida la temperatura ambiente y la irradiancia solar sobre el plano de los módulos se pueden estimar las pérdidas a partir de la temperatura de la célula haciendo uso de la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot G$$

Donde:

- T_c = temperatura de la célula (°C).
- T_a = temperatura ambiente (°C).
- T_{ONC} = temperatura nominal de operación de los módulos (°C).
- G = Irradiancia global incidente (W/m^2).

Una vez se obtiene la temperatura de la célula para cada mes, se puede obtener la variación mensual de potencia del módulo con la siguiente fórmula:

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 - \alpha_c (T_c - T_c^*)]$$

Donde:

- P_m = potencia del módulo para la temperatura de la superficie.
- P_m^* = potencia del módulo en condiciones estándar.
- G = irradiancia global incidente.
- G^* = irradiancia en STC.

MEMORIA.

- δ = coeficiente de potencia del módulo.
- T_c = temperatura de la célula.
- T_c^* = temperatura en STC.

Obtenida la variación de potencia mensual se puede obtener el porcentaje de pérdidas mensuales por temperatura.

1.12.7 CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO.

La transformación de la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico se realiza con una eficiencia representada por el parámetro conocido como Performance Ratio (PR).

El performance ratio incluye las pérdidas de energía en baja tensión (BT) hasta el contador, no incluyendo la falta de disponibilidad de la Planta ni su autoconsumo, así como tampoco incluye la degradación de los paneles ni demás componentes electromecánicos.

El PR engloba una serie de pérdidas de energía algunas de las cuales dependen del diseño de la instalación y los equipos que la forman, y otras están directamente relacionadas con las condiciones meteorológicas instantáneas del emplazamiento.

Para calcular el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR, se tendrán en cuenta las siguientes pérdidas:

- Pérdidas IAM
- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.
- Pérdidas respecto a la potencia nominal.
- La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.
- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC y CA.
- La eficiencia energética del inversor.
- Las pérdidas por posición del generador y sombreado.

El Performance Ratio de la instalación medio anual es de 80,07 %

MEMORIA.

1.12.8 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS.

La distancia d_1 , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

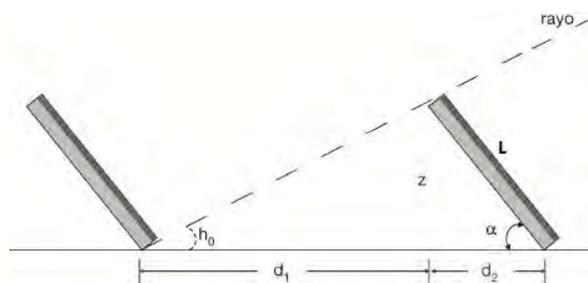


Figura 41. Esquema distancia entre filas.

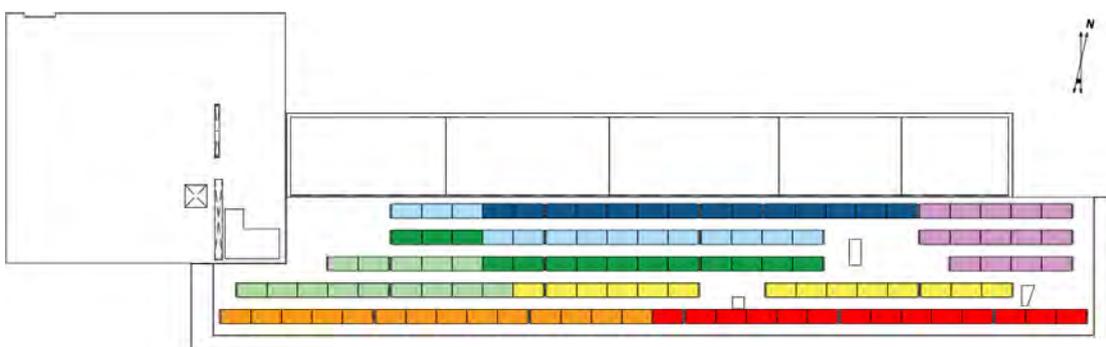
1.13 OBRA CIVIL.

Debido a la naturaleza de la instalación no será necesario definir ningún elemento de obra civil como zanjas, tubos protectores para canalizaciones enterradas y arquetas.

1.14 DISTRIBUCIÓN FINAL EN CUBIERTA

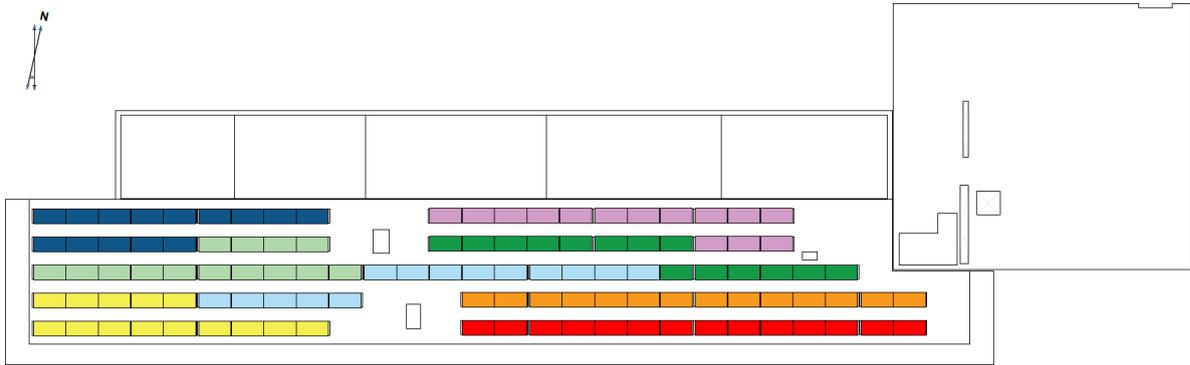
Se muestra la distribución de los módulos en ambas cubiertas.

ALTAMIRA



MEMORIA.

ALCUDIA



1.15 BALANCE MEDIOAMBIENTAL.

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales debido a que se dispone de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas. Un elemento específico favorable a la energía solar fotovoltaica es que su aplicación suele tener lugar en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Las principales cargas ambientales se producen en las operaciones de extracción de las materias primas, aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio -material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión.

Todos estos materiales pueden ser recuperados y reutilizados al final de la vida de los módulos, reduciendo de manera notable las cantidades destinadas a convertirse en residuos. Por lo general, cuando un módulo se daña, vuelve al productor para su reparación, reutilización o desechado.

El vidrio y el aluminio se incorporan a los cauces de reciclado, al igual que el silicio.

MEMORIA.

En el medio físico no existen afecciones sobre la calidad del aire, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente, aunque hay que tener especial cuidado con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de los módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios.

Como conclusión podemos decir que la energía fotovoltaica puede ayudar a reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

1.15.1 CANTIDAD DE EMISIONES REDUCIDAS

En este apartado se van a cuantificar las emisiones de CO₂ evitadas al realizar la instalación.

Para el cálculo se van a usar los factores de emisión de CO₂ definidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Ministerio de Fomento. En este caso se va a considerar el factor de emisión de CO₂ para electricidad convencional peninsular, que se establece en $0,331 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{E.Final}$.

De manera que:

$$\begin{aligned} \text{Emisiones}_{\text{evitadas}} &= E_{\text{Final}} \cdot 0,331 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{E.Final} \\ &= 206989,22 \text{ kWh}_{E.Final} \cdot 0,331 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{E.Final} \\ &= 68513,4 \text{ kgCO}_2 \approx 68,5 \text{ TnCO}_2 \end{aligned}$$

Se evitará la emisión de 68,5 toneladas de CO₂.

1.16 CARÁCTER DE OBRA COMPLETA Y CLASIFICACIÓN.

El presente documento comprende una obra completa.

En aplicación del artículo 232 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, procede a efectos de la elaboración del proyecto la correspondiente clasificación de las obras a ejecutar.

MEMORIA.

Según indica el artículo 232. *Clasificación de las obras*. el objeto y la naturaleza de las obras se puede considerar en el grupo a), concretamente como reforma, tal y como dice el apartado 3 del mencionado artículo: “El concepto general de reforma abarca el conjunto de obras de ampliación, mejora, modernización, adaptación, adecuación o refuerzo de un bien inmueble ya existente”

1.17 PLAZO DE EJECUCIÓN.

El plazo de ejecución total es de tres semanas y dos días desde el suministro de los materiales a pie de obra.

1.18 PLAZO DE GARANTÍA.

El plazo de garantía en ningún caso será inferior a un 1 AÑO, donde estará obligado a subsanar los defectos observados en la instalación realizada y también los defectos de funcionamiento que no sean imputables al uso por parte del promotor.

1.19 PRESUPUESTO.

El presupuesto total de las obras sin IVA asciende a la cantidad de **CIENMIL DOSCIENTOS SEIS EUROS con TRECE CÉNTIMOS (100.206,13 €)**.

El presupuesto total con IVA asciende a la expresada cantidad de **CIENTO VEINTIÚN MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y NUEVE con CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS (121.249,42 €)**

1.20 CONSIDERACIONES FINALES.

La instalación de planta fotovoltaica conectada a red que recoge el presente proyecto técnico se ha definido de conformidad con las reglamentaciones, normativas y recomendaciones oficiales vigentes, así como con las normas particulares de la empresa suministradora, a todas las cuales deberá adaptarse para aquellos extremos no indicados en este documento.

La planta que se proyecta se acogerá al Real Decreto 900/2015 de 10 de octubre y ulteriores disposiciones a efectos de la asignación de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica en caso de que en algún momento se lleve a cabo vertido a la red.

MEMORIA.

De acuerdo con dicho Real Decreto se corresponde con una instalación de autoconsumo tipo 2, siendo una Planta Fotovoltaica sobre Cubierta conectada a Red Interior con potencia nominal menor a la contratada y superior a 100 kW.

De acuerdo con el Real Decreto 413/2014 se corresponde con una instalación Tipo b.1.1, al generar electricidad a partir de tecnología fotovoltaica.

Las condiciones que han de regir durante la fase de ejecución de la obra se establecen en el presente proyecto técnico a falta del correspondiente Plan de Seguridad y Salud.

La instalación proyectada deberá ser realizada por un instalador autorizado por la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

Ha sido objeto principal de este proyecto definir las condiciones técnicas y prestaciones mínimas que tendrán que reunir las instalaciones de las plantas fotovoltaicas a ubicar en los edificios Altamira y Alcudia.

1.21 CONCLUSIÓN

Como se ha comentado anteriormente estas dos instalaciones quedan enmarcadas dentro del plan de descarbonización de la universidad, de manera que contribuyen a mejorar la imagen de la Universidad, demostrando que apuesta por la Eficiencia Energética y la incorporación de Energías Renovables para la reducción de su impacto ambiental derivado del consumo de energía.

La rentabilidad de la energía solar ha ido aumentando en los últimos años, siendo un elemento de mejora de edificios a tener en cuenta, de hecho a día de hoy resulta necesario la instalación de energía solar en ciertos edificios de nueva construcción para cumplir normativa.

Además la energía solar resulta doblemente interesante, ya que por un lado conseguimos reducir la factura energética y por el otro se consigue reducir las emisiones contaminantes.

Las instalaciones proyectadas contribuirán con un 16,65 % al propósito de 744 kWp de potencia instalada para 2030 en el Campus de Elche y con un 8,8 % a los 1400 kWp instalados en todos los Campus de la Universidad Miguel Hernández.

MEMORIA.

1.22 TRABAJOS FUTUROS

Este apartado se realiza con el objetivo de continuar realizando trabajos en esta misma línea. Durante la redacción de este proyecto han surgido algunas líneas futuras muy interesantes y que podrán ser atacadas en un futuro con el objetivo de conocer mejor como funciona la gestión energética en el Campus de Elche.

A continuación se presentan algunos trabajos futuros que podrían complementarse con el realizado, de manera que lo dotarían de un mayor realismo. Entre los posibles trabajos futuros se destacan:

- Realizar el diseño completo del sistema de medida y gestión que permitiría compartir la energía producida en las distintas instalaciones fotovoltaicas en la red eléctrica interna del Campus.
- Estudiar el comportamiento de la curva de consumo del Campus y de cada uno de los edificios, de manera que se puedan conocer los consumos fantasmas y nocturnos pudiendo así proponer mejoras de ahorro energético.
- Estimación y cálculo de la repercusión de la intalaciones fotovoltaicas propuestas en el *Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030* en la potencia máxima demandada, de esta manera se podrá reducir la potencia contratada y por tanto generar un ahorro.
- Proyectar instalaciones fotovoltaicas en el resto de edificios u otros lugares que puedan resultar de interés para la Universidad como por ejemplo aparcamientos.

1.23 BIBLIOGRAFÍA.

[1] Benavides, A. v. (s.f.).

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y TÉCNICA DE LA
INSTALACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD
DEPORTIVA DE LANZAROTE.

Obtenido de Archivo digital UPM: <http://oa.upm.es/47915/>

[2] CYPE. (s.f.). Cype Generador de Precios.

Obtenido de <http://generadorprecios.cype.es/>

MEMORIA.

- [3] DE Ingenieros Castellón, SLP. (2022).
PROYECTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO
COLECTIVO EN LA GUARDERIA.
- [4] ESCRIBANO, I. S. (s.f.).
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO.
Obtenido de Plataforma de contratación del estado:
<https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/a9f2b5e1-853e-4cd0-8cdfbb3ba2510e7d/DOC20191218143813PROYECTO+CASA+DE+LA+CULTURA.pdf?MOD=AJPERES>
- [5] Gedine Madrid s.l.u. (2022).
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA
RED PARA AUTOCONSUMO, SOBRE CUBIERTA PLANA EN EDIFICIO
DE CASA DE CULTURA EN TORRELODONES (MADRID).
- [6] Guasch, A. F. (2019).
PROYECTO DE INSTALACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA SOBRE
CUBIERTA CONECTADA A LA RED EN “SEU DEL CONSELL II”.
- [7] INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE
500 KW DE POTENCIA NOMINAL. (s.f.)
Obtenido de mercamurcia.es: https://mercamurcia.es/wp-content/uploads/ANEXO%20II-%20PROYECTO%20%20FOTOVOLTAICA%20500%20kw%20MURCIA%20%2020201015%20%20OK_FIRMADO_VISADO.PDF
- [8] Monje, A. G. (s.f.).
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (141,2 kWp) EN
RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN UNA EMPRESA DEL
SECTOR DE TELECOMUNICACIONES EN PATERNA.

MEMORIA.

[9] Penadés Zamudio, D. F. (s.f.).

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KWP SOBRE
CUBIERTA.

Obtenido de riunet.upv.es: <https://riunet.upv.es/handle/10251/129505>

[10] SIGMA. (2019).

PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO DE 99,96 kWp EN FACULTAD DE CIENCIAS
SOCIALES Y DE LA COMUNICACIÓN.

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial



Antonio Santiago Romera Zambudio

2 ANEXOS

2.1 HOJAS DE DATOS TÉCNICOS DE MÓDULOS, INVERSORES Y OTROS ELEMENTOS AUXILIARES.

Tiger Pro 72HC

540-560 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



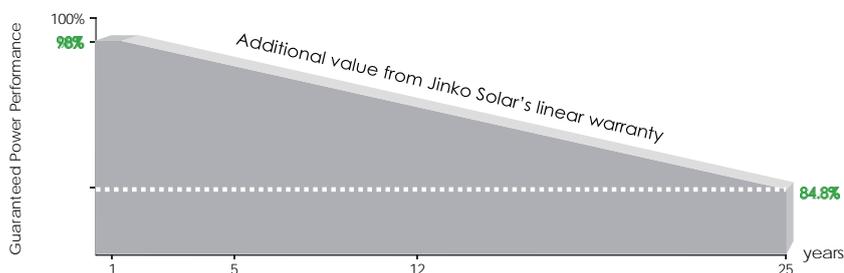
Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



POSITIVE QUALITY
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

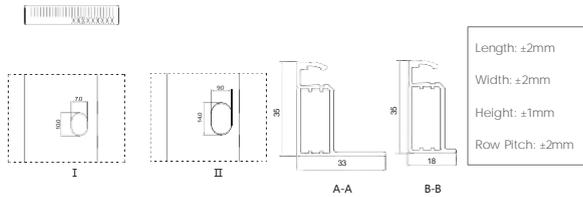
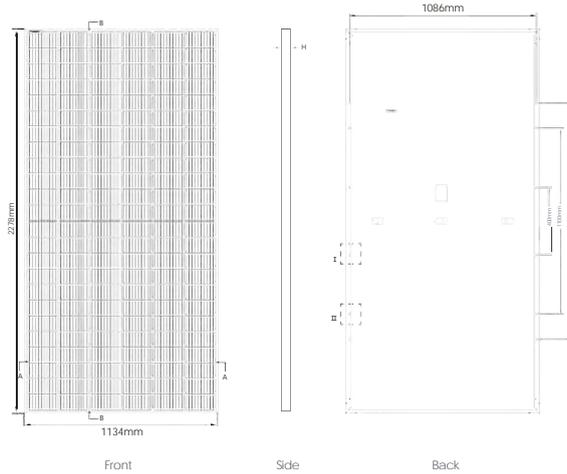


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

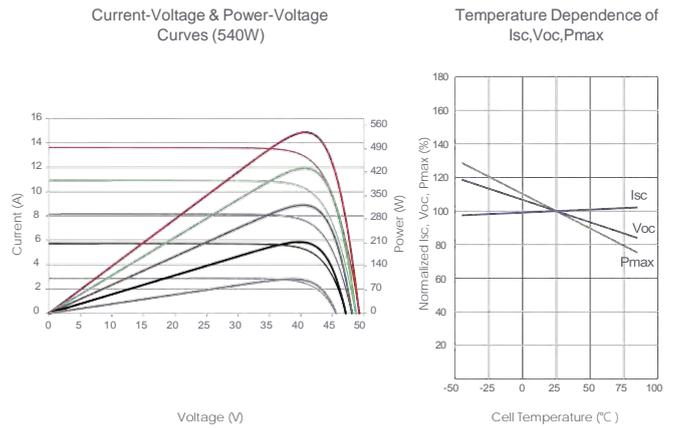


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4		JKM555M-72HL4		JKM560M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V	40.99V	38.59V	41.09V	38.69V
Maximum Power Current (Imp)	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A	13.54A	10.70A	13.63A	10.77A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V	49.72V	46.93V	49.82V	47.02V
Short-circuit Current (Isc)	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A	14.12A	11.40A	14.21A	11.48A
Module Efficiency STC (%)	20.90%		21.10%		21.29%		21.48%		21.68%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



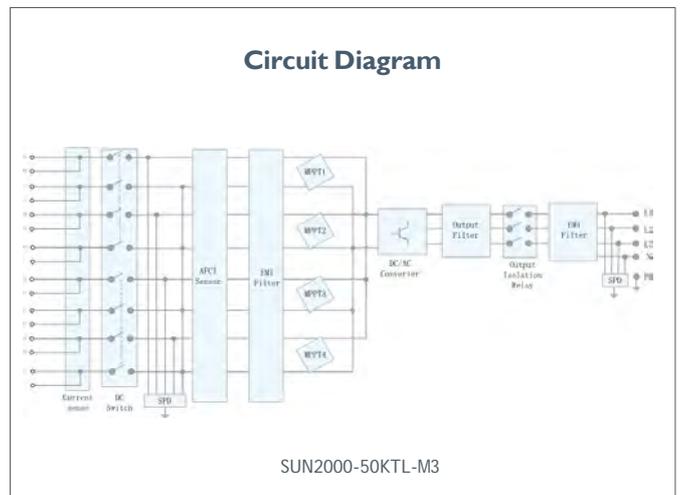
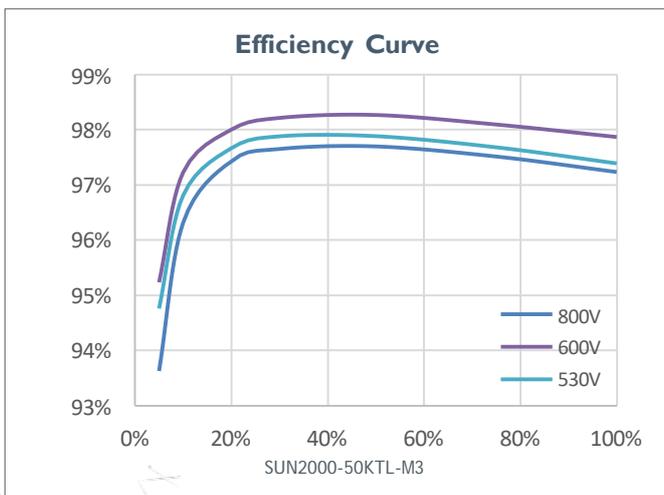
Active Safety

AI Powered Active Arcing Protection



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G Communication Supported



Technical Specification **SUN2000-50KTL-M3**

Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4

Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
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
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)

Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P

General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	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, G59/3, 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, MEA, Resolution No. 7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)
4. 50KTL Platform only supports C&I Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec 30th, 2022)
Refer to [HTTP://solar.huawei.com/](http://solar.huawei.com/)

1.4

DATOS TÉCNICOS SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

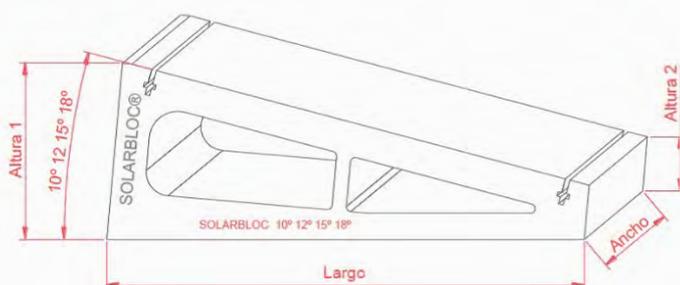
10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.

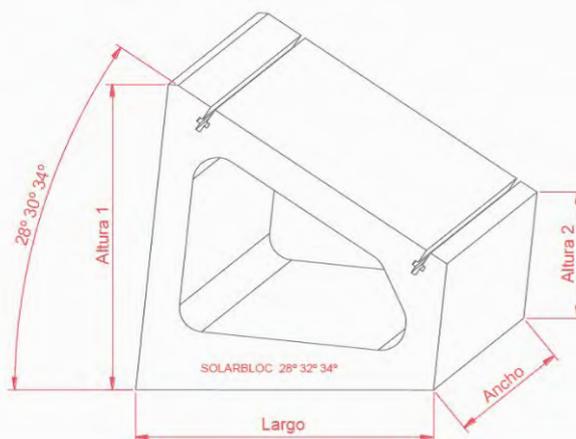
DIMENSIONES Y PESOS SEGÚN LA INCLINACIÓN

Inclinación apoyos

Grupo	Grupo 1				Grupo 2		
Inclinación	10°	12°	15°	18°	28°	30°	34°
Altura 1 (cm)	33,24	34,97	37,47	40,94	56,95	58,94	62,84
Altura 2 (cm)	15,96	14,21	11,54	9,91	26,11	26,03	25,96
Largo (cm)	100,0	100,0	100,06	100,38	60,00	60,04	60,32
Ancho (cm)	16,00	16,00	16,00	16,00	23,50	23,50	23,50
Peso (kg)	60,00	60,00	60,00	60,00	68,00	71,30	77,80
Composición	HM-20						



Grupo 1



Grupo 2

Más información en solarbloc.es



1.5 USO DEL LASTRE DE REFUERZO SOLARBLOC®

Los Lastres para SOLARBLOC® Cubiertas y Superficies Planas están diseñados para aumentar el peso y altura del propio soporte cuando las condiciones de la instalación fotovoltaica lo precisan.



Estos Lastres de refuerzo **se colocan en la base** de los soportes Solarbloc® cuando se necesita ganar altura, **o por la parte trasera** para potenciar su eficacia y rigidizar la instalación en determinadas situaciones

Ambas piezas deben unirse mediante adhesivo para lograr hacer un solo cuerpo y conseguir que trabajen como una estructura. Para la fijación de las piezas es recomendable utilizar **masilla de poliuretano**, taco químico o adhesivos para materiales pétreos con resistencia a la tracción mínima de 12Kg/cm².

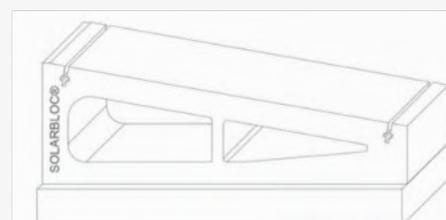
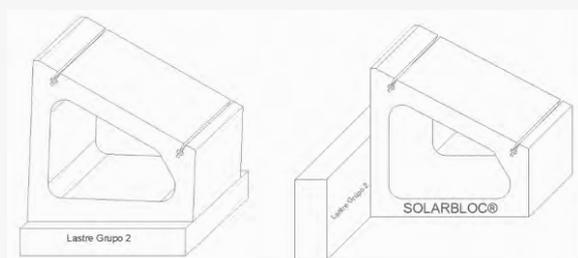
Más información en solarbloc.es

DATOS TÉCNICOS DEL LASTRE DE REFUERZO SOLARBLOC®

Debemos elegir el modelo de Lastre en función a los grados de inclinación de los Solarbloc® que se vayan a utilizar en la instalación.



PEGADO DEL SOPORTE SOLARBLOC® POR LA BASE Y PARTE TRASERA



EL PEGADO DE LOS SOLARBLOC A LOS LASTRES DEBE SER CON 2 CORDONES DE ADHESIVO PARA MATERIAL PETREC CON RESISTENCIA A TRACCIÓN MINIMA DE 10kg/cm2



LA LONGITUD MINIMA DE LOS CORDONES DE ADHESIVO DEBE SER 14cm.



BASE

Más información en solarbloc.es

DIAGRAMA DE RECOMENDACIONES Y OBLIGACIONES DE USO DEL LASTRE DE REFUERZO SOLARBLOC®

Esta información se basa en las recomendaciones del fabricante para el refuerzo de instalaciones sometidas a altas cargas de vientos. PREVIAMENTE calculadas y verificadas por las empresas instaladoras.

USOS DE REFUERZO DE LASTRE SOBRE SOLARBLOC® CUBIERTA

-  No necesario (a valorar según cálculo de vientos)
-  Recomendable
-  Muy recomendable
-  Obligatorio

ÁNGULO DE INCLINACIÓN	PANEL ≤ 1,65 M HORIZONTAL	PANEL ≤ 1,65 M VERTICAL	PANEL ≥ 1,65 M HORIZONTAL	PANEL ≥ 1,65 M VERTICAL
SOLARBLOC® 3°	X	X	X	X
SOLARBLOC® 10°	X✓	X✓	X✓✓	X✓✓
SOLARBLOC 12°	X✓	X✓	X✓✓	X✓✓
SOLARBLOC 15°	X✓	X✓✓	X✓✓	✓✓✓
SOLARBLOC 18°	X✓	X✓✓	X✓✓	✓✓✓
SOLARBLOC 28°	X✓	Montaje incompatible 	X✓✓	Montaje incompatible 
SOLARBLOC 30°	X✓	Montaje incompatible 	X✓✓	Montaje incompatible 
SOLARBLOC 34°	X✓	Montaje incompatible 	X✓✓	Montaje incompatible 

Más información en solarbloc.es



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Gestión de dispositivos		
Max. Número de dispositivos manejables	80	
Interfaz de comunicación		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC	No apoyo
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)	
Protocolo de comunicación		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645	
Interacción		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Web incrustada	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio	
Ambiente		
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C	
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C	
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%	
Max. Altitud de operación	4,000 m	
Alimentación		
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V	
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W	
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)	
Peso	2 kg	
Grado de protección	IP20	
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa	

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

ANALIZADOR DE REDES UMG 604-E PRO

Ref.: 422.128; 422.129



DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES

El analizador de redes UMG 604-E PRO está destinado a la medición y cálculo de magnitudes eléctricas tales como tensión, corriente, potencia, energía, armónicos (hasta el 40º orden), etc. en instalaciones eléctricas.

Los resultados de la medición se pueden visualizar, almacenar, leer y procesar a través de interfaces.

Gracias a la memoria interna, el UMG 604-E PRO también se puede utilizar como registrador de transitorios y de eventos (aumentos de tensión, caídas, interrupciones).

- 422.128 UMG 604-E PRO (230 V AC)
- 422.129 UMG 604-E PRO (24 V DC)

DATOS TÉCNICOS

Fuente de alimentación	
Opción 230 V AC (422.128):	95 ... 240 V AC (45 ... 65 Hz)
Opción 24 V DC (422.129):	20 ... 70 V DC
Consumo de energía:	max. 5 W
Temperatura de funcionamiento:	-10 ... 55 °C
Grado de protección:	IP 20
Montaje:	Montaje de riel de soporte (35 mm)
Dimensiones (A x A x P):	90 x 107,5 x 82 mm
Peso:	350 g

MEDICIÓN DE TENSIÓN

Medición de transformadores	
Transformador de tensión, primario:	0 ... 1.000.000 V (Parametrización estándar: 400 V)
Transformador de tensión, secundario:	1 ... 400 V (Parametrización estándar: 400 V)
Medición directa	
Sistema de 4 conductores (L-N/L-L):	max. 277 V / 480 V
Sistema de 3 conductores (L-L):	max. 480 V
Resolución, tensión:	0,01 V
Categoría de sobretensión:	300 V CAT III
Frecuencia de muestreo:	20 kHz
Frecuencia de lo fundamental oscilación:	45 ... 65 Hz
Resolución, frecuencia:	0,001 Hz

MEDICIÓN DE CORRIENTE

Medición de transformadores

Transformador de corriente, primario:	0 ... 1.000.000 A (Parametrización estándar: 5 A)
Transformador de corriente, secundario:	1 ... 5 A (Parametrización estándar: 5 A)
Categoría de sobretensión:	300 V CAT III
Frecuencia de muestreo:	20 kHz

INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN

Tensión:	± 0,2 %	(DIN EN 61557-12:2008)
Corriente L:	± 0,25 %	(DIN EN 61557-12:2008)
Corriente N:	± 1 %	(DIN EN 61557-12:2008)
Potencia activa / reactiva:	± 0,4 %	(DIN EN 61557-12:2008)
Armónicos U, I:	Clase 1	(DIN EN 61000-4-7)
Energía activa		
Transformador de corriente..... / 5 A:	Clase 0,5S	(DIN EN 62053-22:2003, IEC 62053-22:2003)
Transformador de corriente..... / 1 A:	Clase 1	(DIN EN 62053-21:2003, IEC 62053-21:2003)
Energía reactiva		
Transformador de corriente..... / 5 A:	Clase 2	(DIN EN 62053-23:2003, IEC 62053-23:2003)
Transformador de corriente..... / 1 A:	Clase 2	(DIN EN 62053-23:2003, IEC 62053-23:2003)
Frecuencia:	± 0,01 Hz	

CALIDAD DE TENSIÓN

Armónicos V / A:	1º ... 40º orden
Interarmónicos:	No
Relación de distorsión THD-U /-I:	Sí
Desequilibrio:	Sí
Flicker:	No
Transitorios:	Sí (≥ 50 µs)
Eventos:	Sí (≥ 20 ms)
Memoria de datos de medición:	Sí (128 MB)
Registrador de eventos:	Sí (aumentos de tensión, caídas, interrupciones)
IEC 61000-4-30 Clase A:	No

COMUNICADO

Interfaz:	Ethernet
Protocolo:	Modbus TCP
Interfaz:	RS485
Protocolo:	Modbus RTU
Velocidad de transmisión:	9.600 Bit/s, 19.200 Bit/s, 38.400 Bit/s, 57.600 Bit/s, 115.200 Bit/s (Parametrización estándar), 921.600 Bit/s
Formato de los datos:	8N1
Dirección del dispositivo:	1 ... 255 (Parametrización estándar: 1)
Tiempo de actualización, mediciones:	200 ms

2.2 DIAGRAMA DE TIEMPOS Y ACTIVIDADES.



Tarea

2

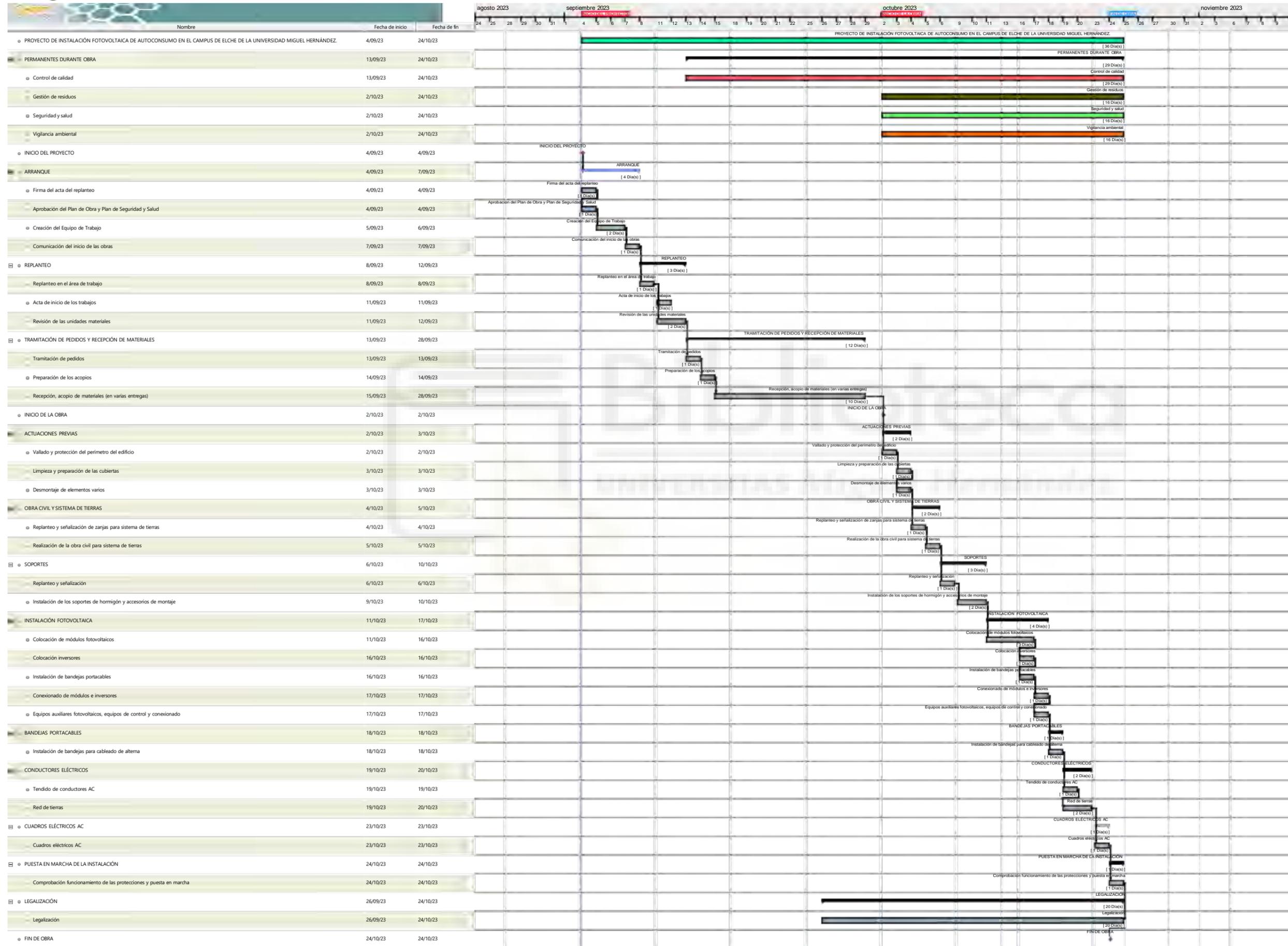
Nombre	Fecha de inicio	Fecha de fin
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.	4/09/23	24/10/23
PERMANENTES DURANTE OBRA	13/09/23	24/10/23
Control de calidad	13/09/23	24/10/23
Gestión de residuos	2/10/23	24/10/23
Seguridad y salud	2/10/23	24/10/23
Vigilancia ambiental	2/10/23	24/10/23
INICIO DEL PROYECTO	4/09/23	4/09/23
ARRANQUE	4/09/23	7/09/23
Firma del acta del replanteo	4/09/23	4/09/23
Aprobación del Plan de Obra y Plan de Seguridad y Salud	4/09/23	4/09/23
Creación del Equipo de Trabajo	5/09/23	6/09/23
Comunicación del inicio de las obras	7/09/23	7/09/23
REPLANTEO	8/09/23	12/09/23
Replanteo en el área de trabajo	8/09/23	8/09/23
Acta de inicio de los trabajos	11/09/23	11/09/23
Revisión de las unidades materiales	11/09/23	12/09/23
TRAMITACIÓN DE PEDIDOS Y RECEPCIÓN DE MATERIALES	13/09/23	28/09/23
Tramitación de pedidos	13/09/23	13/09/23
Preparación de los acopios	14/09/23	14/09/23
Recepción, acopio de materiales (en varias entregas)	15/09/23	28/09/23
INICIO DE LA OBRA	2/10/23	2/10/23
ACTUACIONES PREVIAS	2/10/23	3/10/23
Vallado y protección del perímetro del edificio	2/10/23	2/10/23
Limpieza y preparación de las cubiertas	3/10/23	3/10/23
Desmontaje de elementos varios	3/10/23	3/10/23
OBRA CIVIL Y SISTEMA DE TIERRAS	4/10/23	5/10/23
Replanteo y señalización de zanjas para sistema de tierras	4/10/23	4/10/23
Realización de la obra civil para sistema de tierras	5/10/23	5/10/23
SOPORTES	6/10/23	10/10/23
Replanteo y señalización	6/10/23	6/10/23
Instalación de los soportes de hormigón y accesorios de montaje	9/10/23	10/10/23
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	11/10/23	17/10/23
Colocación de módulos fotovoltaicos	11/10/23	16/10/23
Colocación inversores	16/10/23	16/10/23
Instalación de bandejas portacables	16/10/23	16/10/23

Tarea

Nombre	Fecha de inicio	Fecha de fin
Conexión de módulos e inversores	17/10/23	17/10/23
Equipos auxiliares fotovoltaicos, equipos de control y conexión	17/10/23	17/10/23
BANDEJAS PORTACABLES	18/10/23	18/10/23
Instalación de bandejas para cableado de alterna	18/10/23	18/10/23
CONDUCTORES ELÉCTRICOS	19/10/23	20/10/23
Tendido de conductores AC	19/10/23	19/10/23
Red de tierras	19/10/23	20/10/23
CUADROS ELÉCTRICOS AC	23/10/23	23/10/23
Cuadros eléctricos AC	23/10/23	23/10/23
PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	24/10/23	24/10/23
Comprobación funcionamiento de las protecciones y puesta en marcha	24/10/23	24/10/23
LEGALIZACIÓN	26/09/23	24/10/23
Legalización	26/09/23	24/10/23
FIN DE OBRA	24/10/23	24/10/23



Diagrama de Gantt



3 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.1 DIMENSIONAMIENTO.

3.1.1 COEFICIENTE DE SOBREDIMENSIONAMIENTO.

El coeficiente de sobredimensionamiento a emplear en ambas instalaciones es igual a 1,23. El motivo de la selección de este valor es para reducir los efectos de:

- Las sombras generadas por elementos del entorno, que reducen el rendimiento del generador.
- Usar un ángulo de inclinación distinto al ángulo óptimo. ($\beta=18^\circ$)

Por estos motivos se considera un sobredimensionamiento correcto.

3.1.2 SUPERFICIE TOTAL DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Las dimensiones de los módulos fotovoltaicos se pueden encontrar en la hoja de características del fabricante, el modelo seleccionado *JKM550M-72HL4* tiene unas dimensiones de 2278x1134x35 mm.

Por tanto el área de cada módulo es:

$$A_{\text{módulo}} = 2,278 \text{ m} \cdot 1,134 \text{ m} = 2,58 \text{ m}^2$$

Teniendo en cuenta que en cada una de las cubiertas existen 112 módulos, podemos decir que el área total de módulos por cubierta es:

$$A_{\text{generador cubierta}} = 2,58 \frac{\text{m}^2}{\text{cubierta}} \cdot 112 \frac{\text{paneles}}{\text{cubierta}} = 288,96 \text{ m}^2/\text{cubierta}$$

Considerando ambas cubiertas:

$$A_{\text{generador}} = 288,96 \text{ m}^2/\text{cubierta} \cdot 2 \text{ cubiertas} = 577,92 \text{ m}^2$$

Si lo que queremos el conocer es el área ocupada en planta por los módulos solares para una cubierta se debe de calcular la proyección horizontal de los mismos a partir del ángulo de inclinación de 18° .

$$A_{\text{proyectada generador}} = 288,96 \text{ m}^2 \cdot \cos(18^\circ) = 274,82 \text{ m}^2$$

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.1.3 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.

Este cálculo se va a realizar a siguiendo el *Pliego de condiciones técnicas del IDAE*. La distancia mínima entre filas se denominará con la letra d , esta distancia será medida sobre la horizontal y será aquella distancia que asegure al menos 4 horas de sol en torno al mediodía solar del solsticio de invierno para un obstáculo de altura h .

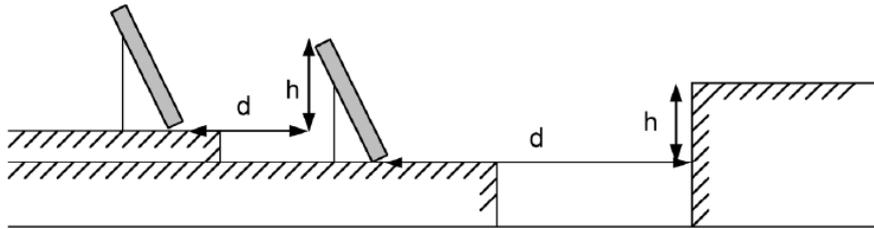


Tabla 20. Esquema distancias. Fuente: www.idae.es

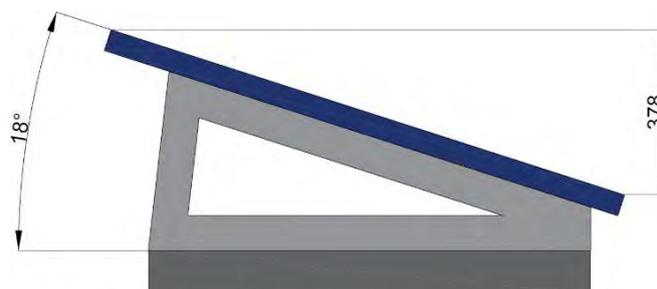
El valor de d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional que se calcula siguiendo la siguiente fórmula:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

La presente instalación tiene una latitud de $38,3^\circ$ por lo tanto:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 38,3^\circ)} = 2,39$$

Faltaría conocer el parámetro h que será la altura del vértice superior del módulo, para conocer esta altura se ha realizado un croquis con el uso de AutoCAD.



VISTA LATERAL

Tabla 21. Vista lateral sistema de captación.

Una vez conocida la altura h , que es igual a 378 mm podemos calcular la distancia mínima entre filas.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

$$d = h \cdot k = 0,378 \cdot 2,39 = 0,9 \text{ metros}$$

La distancia mínima entre filas será de 0,9 metros, cualquier distancia superior entre filas asegurará 4 horas de sol entorno al mediodía solar.

3.1.4 RESUMEN CARÁCTERÍSTICAS INVERSOR Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (JKM550M-72HL4)			
V_{pmm}	40,90 V	I_{pmm}	13,45 A
V_{oc}	49,62 V	I_{sc}	14,03 A
P_m	550 Wp	Coef. de temp P_{max}	-0,35 %/°C
Coef. de temp. I_{sc}	0,048 %/°C	Coef. de temp. U_{oc}	-0,28 %/°C

Tabla 22. Resumen características módulos fotovoltaicos.

INVERSOR (SUN2000-50KTL-M3)	
Pot. Nominal AC = PFV	50000 W
Máx. Tensión CC Admisible	1100 V
Voltaje de trabajo	200-1000 V
Pot. Máxima AC = PFV_{max}	55000 W

Tabla 23. Resumen características inversores.

3.1.5 TEMPERATURA DE LOS MODULOS.

Como sabemos la tensión e intensidad varían en función de la temperatura, por ello es necesario conocer cuál es la temperatura máxima y mínima sobre la superficie de los módulos.

Para ello se tomarán datos de la temperatura ambiente máxima y mínima en los últimos años haciendo uso de la plataforma *AEMET*.

La ecuación para calcular la temperatura de la superficie del módulo vendrá dada por:

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot I$$

Donde:

- **T_{mod}** = Temperatura del módulo en °C
- **T_{amb}** = Temperatura ambiente en °C
- **TONC** = Temperatura nominal de operación por módulo.
- **I** = Irradiancia mínima W/m²

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

De la hoja de datos técnicos del módulo extraemos la temperatura de operación del módulo, que será de **45 °C**.

Obtenemos la temperatura máxima ambiente que será de 42,4 °C:

Alicante-Elche Aeropuerto

Latitud: 38° 16' 58" N - Longitud: 0° 34' 15" O
 Altitud: 43 m - Posición: Ver localización
 Intervalos de validez por variables:
 Precipitación: 1967-2023 Temperatura: 1967-2023 Viento: 1967-2023

Variable	Anual
Tem. máx. absoluta (°C)	42.4 (25 jul. 2022)

Tabla 24. Valores extremos. Máxima temperatura. Fuente: www.aemet.es

Obtenemos la temperatura mínima ambiente que será de -3,8 °C

Alicante-Elche Aeropuerto

Latitud: 38° 16' 58" N - Longitud: 0° 34' 15" O
 Altitud: 43 m - Posición: Ver localización
 Intervalos de validez por variables:
 Precipitación: 1967-2023 Temperatura: 1967-2023 Viento: 1967-2023

Variable	Anual
Tem. mín. absoluta (°C)	-3.8 (26 dic. 1970)

Tabla 25. Valores extremos. Mínima temperatura. Fuente: www.aemet.es

Una vez que tenemos todos Los datos necesarios pasamos a calcular la temperatura máxima y mínima sobre el panel.

Temperatura de módulo máxima

Para el cálculo se supondrá una irradiancia de 1000 W/m².

$$T_{mod_{maxima}} = 44,2 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 1000 = 73,65 \text{ °C}$$

Se considerará una temperatura máxima superficial de **73,65 °C**.

Temperatura de módulo mínima

Para el cálculo se supondrá una irradiancia de 100 W/m².

$$T_{mod_{maxima}} = -3,8 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 100 = -0,68 \text{ °C}$$

Se considerará una temperatura mínima superficial de **-0,7 °C**.

3.1.6 CALCULO DE COEFICIENTES DE TEMPERATURA.

Para poder conocer la variación de los parámetro eléctricos del módulo es necesario calcular previamente los coeficientes de temperatura.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Coeficiente de temperatura V_{oc}

$$\beta = \frac{\beta(\%)}{100} * V_{oc} = -\frac{0.28}{100} * 49.62 = -0,139 V/^{\circ}C$$

Coeficiente de intensidad I_{oc}

$$\alpha = \frac{\alpha(\%)}{100} * I_{sc} = \frac{0.048}{100} * 14.03 = 6,73 mA/^{\circ}C$$

Coeficiente de potencia $P_{MÁX}$

$$\varphi = \frac{\varphi(\%)}{100} * P_{MÁX} = -\frac{0.35}{100} * 550 = -1,93 W/^{\circ}C$$

3.1.7 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR RAMAL.

Dado que el número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría, se deberá dimensionar para el caso más desfavorable. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiación solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador.

Para ello consideramos una radiación de $100 W/m^2$ y que la carga esté en circuito abierto. Supondremos temperatura superficial de $-0,7 ^{\circ}C$ lo que hará aún más desfavorable el cálculo.

$$\begin{aligned} V_{oc}(-0,7 ^{\circ}C) &= V_{oc} + \beta(T_{sup} - 25) = \\ &= 49.62 V + (-0,139 V/^{\circ}C) \cdot (-0,7 - 25)^{\circ}C = 53,2 V \end{aligned}$$

Ahora con la tensión máxima por módulo y la tensión máxima admisible por el inversor podemos calcular el número máximo de módulos por rama.

$$N^{\circ}_{máx\,módulos\,rama} = \frac{V_{INV\,máx}}{V_{oc}(-0,7 ^{\circ}C)}$$

Donde:

- $V_{INV\,máx}$ = Es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor, que según el fabricante es de 1100 V.
- V_{oc} = Es la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico a la temperatura mínima.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

$$N^{\circ}_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulosrama} = \frac{1100 V}{53,2 V} = 20,7 \text{ m\acute{o}dulos}$$

De manera que como máximo podrá haber 20 módulos en serie en cada una de las ramas.

3.1.8 NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS POR RAMAL.

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Se deberá dimensionar para el caso más desfavorable, es decir aquel en el que la tensión sea mínima, en verano. Para ello consideramos una radiación de 1000 W/m². Supondremos temperatura superficial de 73,65 °C lo que hará aún más desfavorable el cálculo.

$$\begin{aligned} V_{mppt}(73,65 \text{ }^{\circ}\text{C}) &= V_{mppt} + \beta(T_{sup} - 25) = \\ &= 40,90 V + (-0,139 V/^{\circ}\text{C}) \cdot (73,65 - 25) \text{ }^{\circ}\text{C} = 34,14 V \end{aligned}$$

Ahora con la tensión mínima por módulo y la tensión mínima admisible por el inversor podemos calcular el número máximo de módulos por rama.

$$N^{\circ}_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulosrama} = \frac{V_{INV}^{M\acute{I}N}}{V_{oc}(73,65 \text{ }^{\circ}\text{C})}$$

Donde:

- $V_{INV}^{m\acute{I}n}$ = Es la tensión mínima admisible por el seguidor del punto de máxima potencia, que según el fabricante es de 200 V.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

- V_{mppt} = Es la tensión del módulo fotovoltaico a la temperatura máxima.

$$N^{\circ}_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos_{rama}} = \frac{200 V}{34,14 V} = 5,85 \text{ m\acute{o}dulos}$$

De manera que como mínimo deberá haber 6 módulos en serie en cada una de las ramas.

3.1.9 NÚMERO DE RAMALES EN PARALELO.

El inversor posee 8 entradas, las cuales se conectan de dos en dos a un seguidor del punto de máxima potencia, de manera que el inversor tiene 4 MPPT. En este caso calculamos la intensidad de cortocircuito máxima, es decir cuando la temperatura es mayor.

$$\begin{aligned} I_{sc}(73,65 \text{ }^{\circ}C) &= I_{sc} + \alpha \cdot (T_{sup} - 25) = \\ &= 14,03 V + (6,73 \frac{mA}{^{\circ}C}) \cdot (73,65 - 25) \text{ }^{\circ}C = 14,36 A \end{aligned}$$

De manera que:

$$N^{\circ}_{paralelo_{MPPT}} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{sc}(73,65 \text{ }^{\circ}C)} = \frac{40 A}{14,36 A} = 2,79$$

Por tanto como máximo existirán 2 ramas en paralelo por MPPT.

3.1.10 RESUMEN RAMALES SERIE-PARALELO.

N máx. de módulos en serie	20
N mn. de módulos en serie	6
N máx. de módulos en paralelo por entrada	1
N máx. de módulos en paralelo por inversor	8

Tabla 26. Resumen ramales serie-paralelo.

Existirá una rama en paralelo por entrada y cada una de las ramas tendrá 14 módulos en serie.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.1.11 RESUMEN CÁLCULOS DE CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Cada uno de los campos fotovoltaicos para los inversores de 50 kW, estará conformado por 112 módulos, 8 cadenas de 14 módulos en serie.

En este apartado se va a comprobar si una vez distribuidas las cadenas estas quedan dentro de los márgenes de los inversores.

Tensión en el punto de máxima potencia

Se comprobará si se alcanza la tensión mínima de entrada al inversor, para ello se considera la tensión más desfavorable anteriormente calculada.

V_{MPP} a 73,65 °C	Mínima tensión de entrada del inversor	Criterio
477,96 V	200 V	CUMPLE

Tensión a circuito abierto

Se comprobará si se sobrepasa la tensión máxima de entrada al inversor, para ello se considera la tensión a circuito abierto anteriormente calculada.

V_{oc} a -0,7 °C	Máxima tensión de entrada del inversor	Criterio
744,8 V	1100 V	CUMPLE

Intensidad de cortocircuito

Se comprobará si se sobrepasa la intensidad máxima de entrada al inversor, para ello se considera la intensidad a circuito abierto anteriormente calculada.

I_{sc} a 73,65 °C	Máxima intensidad de entrada del inversor	Criterio
14,36 A	20 A	CUMPLE

La potencia nominal del inversor no superará en 1,4 veces la potencia pico total del generador fotovoltaico.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Pot. nominal	Pot. pico	Criterio
50000 W	61600 W	1,23<1,4 CUMPLE

Cada uno de los campos fotovoltaicos para los inversores de 50 kW, estará conformado por 112 módulos, 8 cadenas de 14 módulos en serie. De manera que la potencia pico total de ambas instalaciones será de 123,2 kW.

3.2 CÁLCULOS EN CORRIENTE CONTÍNUA.

Para el cálculo del cableado eléctrico se va a emplear el criterio de la caída de tensión, de forma que se limiten las pérdidas a un máximo del 1,5% de la tensión en la parte de continua tal y como se establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión. La máxima caída de tensión admitida para todo el tramo de CC es del 1,5% y para el tramo de CA será del 1,5 %. Se calcula con la siguiente fórmula: La caída de tensión en el punto más alejado no sobrepasará el 1,5% según ITC-BT 40.

El tipo de conductor empleado será aislado tipo **H1Z2Z2-K 1x6 mm²** en cobre.

Designación UNE	H1Z2Z2-K
Aislamiento	Elastómero reticulado
Cubierta exterior	Elastómero reticulado
Tensión nominal	1 KV
Tensión de prueba	6.500 V
Sección unipolar	6 mm ² de Cu
Intensidad admisible permanente:	59 A (al aire)
Diámetro exterior	5,9 mm.
Resistencia a 20°C	3,39 Ω/km

3.2.1 CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN Y CORRIENTE MÁXIMAS.

La caída de tensión máxima en el lado de corriente continua se ha calculado de manera individual para cada uno de los strings que se conectan al inversor. Todos los strings tendrán una caída de tensión inferior a la estipulada por normativa, tratando siempre que esta sea inferior al valor recomendado de 0,5%.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

La caída de tensión que se tomará para el cálculo del *Performance Ratio* en este tramo será la media de cada una de las caídas de tensión para cada uno de los strings.

3.2.1.1 TRAMO 1: STRINGS-INVERSOR.

Este tramo está compuesto por cada uno de los strings que hacen entrada en el inversor. La distancia será medida gráficamente y en función de la distribución de los strings en la cubierta. Se incluyen dos tablas, una por inversor, donde el string que mayor caída de tensión genere quedará marcado en naranja.

3.2.1.1.1 TABLA DE CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL TRAMO 1. (INV. 1)

INVERSOR 2 - ALCUDIA															
TRAMO	POTENCIA DE LOS MODULOS (W)	Nº DE MOD. EN SERIE	TENSION DEL MODULO (V)	POTENCIA DE CÁLCULO (W)	FACTOR DE POTENCIA	TENSION DE CÁLCULO (V)	INT. DE CÁLCULO (A)	LONG. DE CÁLCULO (m)	NÚMERO DE COND.	RESIST. DEL COND. (Ω-mm ² /m)	CDT MÁXIMA AL 1,5% (V)	SECCIÓN MÍNIMA (mm ²)	SECCIÓN ADOPTADA (mm ²)	CAIDA DE TENSION MÁX (V)	CAIDA TENSION (%)
STRING 1.1	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	54,0	2	0,02055	8,59	3,48	6	4,98	0,87
STRING 1.2	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	41,0	2	0,02055	8,59	2,64	6	3,78	0,66
STRING 1.3	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	24,0	2	0,02055	8,59	1,54	6	2,21	0,39
STRING 1.4	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	52,0	2	0,02055	8,59	3,35	6	4,79	0,84
STRING 1.5	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	22,0	2	0,02055	8,59	1,42	6	2,03	0,35
STRING 1.6	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	21,0	2	0,02055	8,59	1,35	6	1,93	0,34
STRING 1.7	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	19,0	2	0,02055	8,59	1,22	6	1,75	0,31
STRING 1.8	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	58,0	2	0,02055	8,59	3,73	6	5,34	0,93

Tabla 27. Cálculo sección tramo 1 para el inversor 1.

Por tanto, la sección adoptada en el tramo es de 6 mm², con una caída de tensión máxima de 0,93 %.

3.2.1.1.2 TABLA DE CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL TRAMO 1. (INV. 2)

INVERSOR 1 - ALTAMIRA															
TRAMO	POTENCIA DE LOS MODULOS (W)	Nº DE MOD. EN SERIE	TENSION DEL MODULO (V)	POTENCIA DE CÁLCULO (W)	FACTOR DE POTENCIA	TENSION DE CÁLCULO (V)	INT. DE CÁLCULO (A)	LONG. DE CÁLCULO (m)	NÚMERO DE COND.	RESIST. DEL COND. (Ω-mm ² /m)	CDT MÁXIMA AL 1,5% (V)	SECCIÓN MÍNIMA (mm ²)	SECCIÓN ADOPTADA (mm ²)	CAIDA DE TENSION MÁX (V)	CAIDA TENSION (%)
STRING 1.1	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	41,0	2	0,02055	8,59	2,64	6	3,78	0,66
STRING 1.2	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	35,0	2	0,02055	8,59	2,25	6	3,22	0,56
STRING 1.3	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	32,0	2	0,02055	8,59	2,06	6	2,95	0,51
STRING 1.4	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	5,0	2	0,02055	8,59	0,32	6	0,46	0,08
STRING 1.5	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	58,0	2	0,02055	8,59	3,73	6	5,34	0,93
STRING 1.6	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	38,0	2	0,02055	8,59	2,45	6	3,50	0,61
STRING 1.7	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	14,0	2	0,02055	8,59	0,90	6	1,29	0,23
STRING 1.8	550	14	40,90	7700	1,00	572,60	13,45	48,0	2	0,02055	8,59	3,09	6	4,42	0,77

Tabla 28. Cálculo sección tramo 1 para el inversor 2.

Por tanto, la sección adoptada en el tramo es de 6 mm², con una caída de tensión máxima de 0,93 %.

3.2.2 PROTECCIONES EN CC.

En el diseño de las protecciones del lado de continua se van a usar los siguientes factores de sobredimensionamiento recomendados por los fabricantes:

- Fusibles = 1,5.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

- Magnetotérmicos = 1,3.

Con el propósito de dotar de capacidad de seccionamiento a la instalación se va a instalar un fusible por rama, de manera que en caso de mantenimiento o fallo se pueda aislar la rama. Por cada inversor existirá una caja con 8 fusibles que se situará lo más cercana posible al inversor, a poder ser en el mismo armario eléctrico.

El inversor seleccionado cuenta con descargadores de sobretensión en el lado de continua además de dispositivos de desconexión en el lado de entrada, No siendo necesaria ninguna protección en el lado de continua.

3.2.2.1 FUSIBLES

Se van a dimensionar los fusibles para cada una de las ramas que hacen entrada en el inversor, se considerará la intensidad de cortocircuito (I_{sc}), el número de paneles en paralelo (N_{pp}) y el factor de sobredimensionamiento (k) indicado *más atrás*.

$$I_{fusible} = I_{SC} \cdot N_{PP} \cdot k = 14,03 \cdot 1 \cdot 1,5 = 21,05 \text{ A}$$

A pesar de la intensidad obtenida se van a instalar los fusibles de 16 A, ya que los paneles no podrán tener picos de intensidad mayores que la intensidad de cortocircuito y un fusible de mayor tamaño provocaría una mayor caída de tensión.

3.2.3 COMPROBACIÓN DE LA CORRIENTE MÁXIMA EN EL TRAMO 1.

La intensidad del diseño deberá ser menor que la intensidad nominal de las protecciones y a su vez la intensidad nominal de las protecciones deberá ser menor que la intensidad admisible por el cableado, tal y como estipula la ITC-BT-07.

$$I_{cableado} \geq I_{protecciones} \geq I_{diseño}$$

COMPROBACIÓN DE CORRIENTE MÁXIMA	
TIPO DE INSTALACIÓN	Sobre bandeja
INTENSIDAD DE DISEÑO DEL TRAMO	13,45 A
INTENSIDAD NOMINAL DE LA PROTECCIÓN	16 A

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

SECCIÓN ADOPTADA	6 mm ²
INTENSIDAD MÁXIMA PERMITIDA POR EL CABLEADO	59 A

Tabla 29. Comprobación corriente máxima tramo 1 CC.

$$59 A \geq 16 A \geq 13,45 A$$

Se cumple el criterio en el tramo.

3.2.4 CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL EN EL TRAMO 1.

C.D.T MÁXIMA TRAMO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO- INVERSOR	0,93 %
CUMPLE CRITÉRIO CAÍDA DE TENSIÓN	

Tabla 30. Caída de tensión máxima en el tramo 1.

3.2.5 CANALIZACIONES

Las canalizaciones en el lado de continua serán conforme a lo establecido en la ITC-BT-20 en el que se establece el tipo de canalización que se debe escoger en función del entorno.

Bandejas metálicas

Estas discurrirán sobre la cubierta y se utilizarán para la disposición del cableado. Para conocer la sección de la bandeja se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$S = \frac{A \cdot (100 + e)}{100} \cdot \Sigma n$$

Donde:

- S = sección mínima de la bandeja (mm²).
- A = Coeficiente de apilamiento de los cables. Se empleará 1,4.
- e = Reserva de espacio para futuras ampliaciones. (20%)
- Σn = Sumatorio de las secciones de los cables a instalar en la bandeja.

Lo primero de todo será conocer cuál será el número máximo de cables que podrán estar contenidos en una misma bandeja, suponemos que serán como máximo 4 strings de manera que:

- 8 cables de 6 mm².

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

A continuación del fabricante obtenemos el diámetro exterior del cableado, cada uno de los cables tendrá un diámetro exterior de 7,4 mm, de manera que su área será de 43 mm².

$$A_{\text{cableado}} = n \cdot A_{\text{cable}} = 8 \cdot 43 = 344 \text{ mm}^2$$

Una vez tenemos esto podemos calcular el sección de bandeja necesaria:

$$S = \frac{1,4 \cdot (100 + 20)}{100} \cdot 344 = 588 \text{ mm}^2$$

Se seleccionará el modelo de *rejiband* 35 con sistema de protección INOX de 1208 mm² de capacidad, 35 mm de altura y 60 mm de ancho, más que suficiente para contener hasta los 8 strings que puedan existir por cubierta.



Figura 42. Detalle rejiband.

A este sistema en los tramos rectos se le podrá añadir una tapa ciega metálica para proteger el cableado contra el sol.



Figura 43. Tapa metálica rejiband.

3.2.6 PUESTA A TIERRA. LADO CORRIENTE CONTÍNUA.

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

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Se realizará un aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico mediante un transformador de aislamiento.

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

3.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN CORRIENTE ALTERNA.

En este caso, en corriente alterna, solamente existirá un tramo que será entre el inversor y el Cuadro General de Baja Tensión del edificio. El cableado seleccionado tendrá una sección de 35 mm², una vez dimensionadas las protecciones se comprobará si se cumplen los criterios establecidos para el tramo.

3.3.1 CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN Y CORRIENTE MÁXIMAS.

El tramo 2, tal y como se ha comentado anteriormente irá desde las bornas del inversor hasta el CGBT del edificio en cuestión.

La caída de tensión en el punto más desfavorable de todo el circuito no sobrepasará el 1,5 %. Se considera que la tensión entre fases es de 400 V.

3.3.1.1 TRAMO 2:INVERSOR-CGBT

TRAMO 2- CORRIENTE ALTERNA											
TRAMO	POTENCIA DE INVERSOR (W)	FACTOR DE POTENCIA	TENSIÓN DE CÁLCULO (V)	INTENSIDAD DE CÁLCULO (A)	LONGITUD DE CÁLCULO (m)	RESISTIVIDAD CONDUCTOR	CDT MÁXIMA AL 1,5% (V)	SECCIÓN MÍNIMA (mm ²)	SECCIÓN ADOPTADA (mm ²)	CAIDA DE TENSIÓN MÁX (V)	CAIDA TENSION (%)
INVERSOR - CGBT	40.000	1,00	400	57,74	25	0,01995	6,00	8,31	35	1,43	0,36

Figura 44. Cálculos sección tramo Inversor-CGBT.

El cableado seleccionado para el tramo será del tipo RV-K 0,6/1 kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) adecuado para las instalaciones contempladas en la ITC-BT-20, con una sección de 35 mm² siendo así la caída de tensión para este tramo de 0,36 %.

3.3.1.2 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DEL TRAMO 2

La intensidad máxima que puede circular por el tramo dos corresponde con la máxima intensidad que es capaz el inversor de suministrar, que se corresponde en la hoja de características con *máxima intensidad de salida* (63,8 A).

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Se emplearán los mismos coeficientes de sobredimensionamiento que en el lado de continua.

$$I_{tramo_2} = I_{pico_{inv}} \cdot 1,3 = 63,8 \cdot 1,3 = 82,94 \text{ A}$$

El magnetotérmico y diferencial seleccionados serán de 100 A. El interruptor de corte en carga antes de la conexión a la CPM también será de 100 A.

3.3.2 COMPROBACIÓN DE LA CORRIENTE MÁXIMA EN EL TRAMO 2.

Al igual que en el apartado 3.2.3 se va a comprobar que la intensidad de diseño es inferior a la intensidad máxima admisible por las protecciones y a su vez que la intensidad máxima admisible por las protecciones es inferior a la máxima admisible por el cableado para este tipo de instalación. Los parámetros del cableado se obtendrán en función del método de instalación, el número de conductores aislados y el tipo de aislamiento.

En este caso el método de instalación es B1 para cableado 3x XLPE.

$$I_{diseño} \leq I_{protecciones} \leq I_{cableado}$$

COMPROBACIÓN DE CORRIENTE MÁXIMA	
TIPO DE INSTALACIÓN	Dentro de tubo (B1)
INTENSIDAD DE DISEÑO DEL TRAMO	63,8 A
INTENSIDAD NOMINAL DE LA PROTECCIÓN	100 A
SECCIÓN ADOPTADA	35 mm ²
INTENSIDAD MÁXIMA PERMITIDA POR EL CABLEADO	119 A

Tabla 31. Comprobación corriente máxima tramo 2 CA.

Por lo tanto:

$$63,8 \text{ A} \leq 100 \text{ A} \leq 119 \text{ A}$$

Se cumple el criterio en el tramo.

3.3.3 CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL TRAMO 2.

C.D.T MÁXIMA TRAMO 2 INVERSOR - CGBT	0,36 %
CUMPLE CRÍTERIO CAÍDA DE TENSIÓN (APARTADO 5 ITC.BT.40)	

Tabla 32. Máxima caída de tensión tramo 2.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.3.4 CANALIZACIONES

Las canalizaciones serán conformes a lo establecido en la norma UNE EN-61537. En este tramo se ha seleccionado una canal aislante de PVC que discurrirá desde el inversor hasta punto de conexión por los trazados que no dispongan de bandeja y por patinillos de bajada de edificio en verticales. Irán cuatro cables, tres de fase y un neutro tipo RZ1-K de 35 mm² de sección además de un cable UTP CAT 6, por lo que la dimensión mínima de la bandeja se calculará del mismo modo que en el apartado 3.2.5. Las bandejas previstas para las canalizaciones de B.T. cumplirán con UNE 20.460-5-52.

$$A_{\text{cableado}} = n \cdot A_{\text{cable}} = 4 \cdot \pi \cdot (6,9)^2 + 1 \cdot \pi \cdot (3,05)^2 = 628 \text{ mm}^2$$

Una vez tenemos esto podemos calcular el sección de canal necesaria:

$$S = \frac{1,4 \cdot (100 + 20)}{100} \cdot 628 = 1055 \text{ mm}^2$$

La bandeja del fabricante *UNEX* modelo *U23X 60X100* de 100 cm de anchura con tapa o similar será la empleada para este tramo.

3.3.5 PUESTA A TIERRA. LADO DE CORRIENTE ALTERNA.

La tensión de contacto no deberá superar los 24 V y la intensidad no podrá superar los 300 mA. Con estos datos y la ley de Ohm se puede conocer la resistencia máxima de la puesta a tierra.

$$R_{\text{tierra}_{\text{máx}}} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

Conocida la resistencia máxima se va a estudiar la viabilidad de la siguiente configuración:

- Dos picas de acero de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro conectada a un anillo enterrado con una sección de 35 mm².

Seleccionamos la resistividad del terreno en la tabla 4 de la ITC-BT-18. Dada las características de la zona se ha considerado una resistividad del terreno de 500 Ω·m.

A continuación vamos a la tabla 5 de la ITC-BT-18, donde se puede estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno:

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$

r, resistividad del terreno (Ohm.m)
P, perímetro de la placa (m)
L, longitud de la pica o del conductor (m)

Figura 45. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. Fuente: ITC-BT-18.

Cálculo de la resistencia de una pica

Para el cálculo tomaremos la fórmula de la *Figura 45* para *picas verticales*:

$$R_{pica} = \frac{r}{L}$$

Donde:

- r = es la resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)
- L = longitud de la pica (m).

$$R_{pica} = \frac{500}{2} = 250 \Omega$$

Cálculo de la resistencia del conjunto de picas

Consideramos que ambas picas están en paralelo:

$$R_{2picas} = \frac{1}{2 \cdot \left(\frac{1}{R_{pica}}\right)} = \frac{1}{2 \cdot \left(\frac{1}{250}\right)} = 125 \Omega$$

Cálculo de la resistencia del conductor desnudo

Para el cálculo tomaremos la fórmula de la *Figura 45* para *conductores enterrados horizontalmente*:

$$R_{conductor} = \frac{2 \cdot r}{L} = \frac{2 \cdot 500}{10} = 100 \Omega$$

Resistencia del conjunto

$$R_{total} = \frac{1}{\frac{1}{R_{2picas}} + \frac{1}{R_{conductor}}} = \frac{1}{\frac{1}{125} + \frac{1}{100}} = 55,5 \Omega$$

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

De manera que:

$$R_{total} \leq R_{tierra_{m\acute{a}x}}$$

$$55,5 \Omega \leq 80 \Omega$$

La configuración y el dimensionamiento de la puesta a tierra teniendo en cuenta el esquema de tierra propuesto "TT" es correcto, por tanto se cumple con las prescripciones especificadas en el Reglamento de baja Tensión (ITC BT 24). Al obtener una tensión de contacto límite inferior a 24 V.

Por último, hay que recordar que la tierra de la instalación solar será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.4 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

3.4.1 CÁLCULOS DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

En este apartado se tratará de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador fotovoltaico están dentro de los límites permitidos. Comenzamos introduciendo los datos de azimut en la Figura 46 con el objetivo de obtener los valores de inclinación máximos permisibles para una latitud de 41° y posteriormente corregirlos.

Datos:

- Inclinación = 18°
- Azimut = -12°

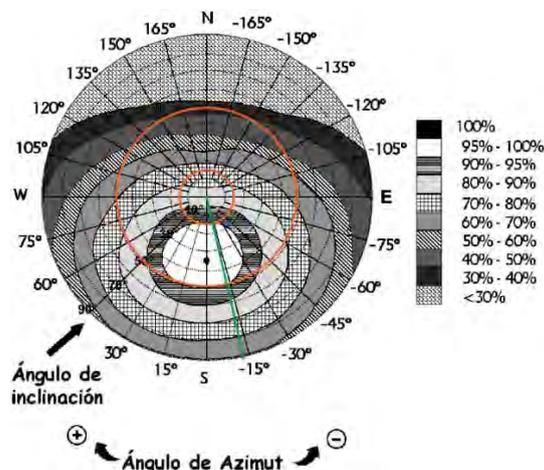


Figura 46. Pérdidas por orientación e inclinación.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Con el azimut obtenemos los límites de inclinación para la instalación si estuviese en una latitud de 41°. En este caso, considerando unas pérdidas del 5 %, el rango máximo de inclinación admisible es de 50°-15°. A continuación se corrigen estos límites para la latitud de la instalación:

$$\text{Inclinación}_{\text{máxima}} = 50^\circ - (41^\circ - 38,3^\circ) = 47,3^\circ$$

$$\text{Inclinación}_{\text{mínima}} = 15^\circ - (41^\circ - 38,3^\circ) = 12,8^\circ$$

Por lo tanto la inclinación del generador fotovoltaico (18°) se encuentra dentro de los rango de pérdidas indicados en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*, cumpliendo así los requisitos.

Finalmente se cuantificarán las pérdidas con el objetivo de poder incluirlas en el *Performance ratio* de la instalación:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (18 - 38,3 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} 12^2] = 1,78\%$$

Por tanto las **pérdidas por orientación e inclinación** serán de 1,78 %.

3.4.2 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Las pérdidas eléctricas en la instalación serán la suma de las pérdidas en el *tramo 1* y *tramo 2*.

Debido a la similitud de las pérdidas en ambas instalaciones se tomará para el cálculo del PR la media entre ambas:

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS		
	Tramo 1	Tramo 2
Altamira	0,55%	0,36%
Alcudia	0,59%	0,36%
Promedio	0,57%	0,36%

Tabla 33. Pérdidas eléctricas.

Siendo las **pérdidas eléctricas promedio** totales de 0,93 %.

3.4.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.

El procedimiento de cálculo seguido en este apartado se encuentra explicado en *1.12.6 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA*. Todos los datos utilizados en la tabla provienen de las fichas técnicas de los productos y del software *PVGIS* para los

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

datos del año 2020. Se seleccionará el valor promedio para todo el año, en la siguiente tabla se muestran los cálculos realizados:

CÁLCULO PÉRDIDAS DE POTENCIA POR TEMPERATURA							
MES	Tª media 12h (hora solar)	Irradiancia a las 12:00 (hora solar)	Tª célula 12h (hora solar)	Potencia a 25°C (W)	% Pérdida de Pot. Por Tª	Pérdida de Potencia (W)	Potencia FV
Enero	16,07	622,19	35,51	550	3,69	20,29	529,71
Febrero	17,92	691,18	39,52	550	5,09	28,02	521,98
Marzo	21,7	759,6	45,44	550	7,17	39,44	510,56
Abril	25,54	846,7	52,00	550	9,47	52,11	497,89
Mayo	29,53	931,37	58,64	550	11,80	64,92	485,08
Junio	33,99	977,42	64,53	550	13,87	76,30	473,70
Julio	36,54	972,31	66,92	550	14,71	80,91	469,09
Agosto	35,73	954,12	65,55	550	14,23	78,25	471,75
Septiembre	30,77	842,87	57,11	550	11,27	61,97	488,03
Octubre	26,44	727,65	49,18	550	8,48	46,67	503,33
Noviembre	19,63	630,36	39,33	550	5,03	27,65	522,35
Diciembre	16,02	599,23	34,75	550	3,42	18,81	531,19
Promedio	25,82	796,25	50,71	550,00	9,02	49,61	500,39

Tabla 34. Pérdidas por temperatura.

Por tanto las **pérdidas promedio por temperatura** son de 9,02%.

3.4.4 CÁLCULO DE SOMBRAS.

En este apartado se van a calcular las sombras de los obstáculos existentes en la cubierta, para ello se va a seguir el procedimiento indicado en el apartado 1.12.4.2 **CÁLCULO DE LA PROYECCIÓN**. Una vez calculada la posición solar manualmente, esta se comparará con la obtenida en una página web para el cálculo de la posición solar, verificando así los cálculos realizados.

Cálculo de la declinación solar

Se tomará el solsticio de invierno, que corresponde con el día número 354 del año.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \frac{284 + 354}{365} \right) = -23,45^\circ$$

Ángulo solar y ángulo de incidencia solar

Una vez conocida la declinación se puede calcular el ángulo de incidencia para cada una de las horas solares a estudio.

POSICIÓN SOLAR- 21 DICIEMBRE			
Hora solar	10	12	14
Ángulo solar	-30°	0°	30°
Altura solar	22,14°	28,25°	22,14°

Tabla 35. Posición solar día 21 de diciembre.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Comparación de ángulos con software de posicionamiento solar

A continuación se muestran los ángulos obtenidos para el mismo día en la página web www.sunearthtools.com :

Fecha:	22/12/2022	
Coordinar:	38.2783698, -0.6884374	
Ubicación:	38.27797820,-0.68833510	
Hora	Elevación	Azimut
7:15:50	-0.833	119.68
8:00:00	6.41	126.76
9:00:00	15.14	137.59
10:00:00	22.09	150.13
11:00:00	26.66	164.38
12:00:00	28.28	179.78
13:00:00	26.74	195.2
14:00:00	22.26	209.5
15:00:00	15.36	222.08
16:00:00	6.67	232.95
16:45:50	-0.833	240.32

Tabla 36. Tabla posición solar. Fuente: www.sunearthtool.com

Tal y como se puede la elevación del sol coincide con un error de décimas al igual que el azimut (ángulo solar). La única diferencia es que el programa considera el azimut como 180 ° en lugar de 0 °.

3.4.4.1 SOMBRAS GENERADAS POR ELEMENTOS SITUADOS EN LA CUBIERTA Y ANTEPECHO.

Una vez se conoce la posición del sol para las horas establecidas se puede calcular la proyección de los distintos puntos que pueden generar sombra. En siguiente tabla se muestra la proyección de cada uno de los puntos en metros. Posteriormente se dibujará el área sombreada sobre el plano de la cubierta.

Punto	Descripción	Cota sobre cubierta (mm)
1	Vértice antepecho	1000
2	Vértice antepecho	1000
3	Instalación fija	800
4	Instalación fija	800
5	Instalación fija	400
6	Vértice antepecho	1000
7	Vértice antepecho	1000

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

8	Vértice cubierta superior	3200
9	Vértice cubierta superior	3200
10	Vértice antepecho	1000
11	Vértice antepecho	1000
12	Instalación fija	800
13	Instalación fija	800
14	Instalación fija	400
15	Vértice antepecho	1000
16	Vértice antepecho	1000

Tabla 19. Tabla cotas puntos de sombra.

Hay que tener en cuenta que las alturas usadas para el cálculo de la proyección no son las alturas reales de los elementos indicados en la tabla, ya que habría que restarle la altura de elevación de la instalación solar (debido a los soportes y lastres el generador fotovoltaico queda elevado respecto de la cota horizontal de la cubierta). Esta cota u *offset* toma el valor de 0,22 metros que es la distancia medida sobre la vertical entre la parte inferior del panel y la parte inferior del lastre.

Punto	Altura	Altura con offset	Proyección		
			Proyección 10 h Azimut -30 °	Proyección 12 h Azimut 0°	14 h Azimut 30°
1	1	0,78	1,92	1,45	1,92
2	1	0,78	1,92	1,45	1,92
3	0,8	0,58	1,43	1,08	1,43
4	0,8	0,58	1,43	1,08	1,43
5	0,4	0,18	0,44	0,33	0,44
6	1	0,78	1,92	1,45	1,92
7	1	0,78	1,92	1,45	1,92
8	3,2	2,98	7,32	5,55	7,32
9	3,2	2,98	7,32	5,55	7,32
10	1	0,78	1,92	1,45	1,92
11	1	0,78	1,92	1,45	1,92
12	0,8	0,58	1,43	1,08	1,43
13	0,8	0,58	1,43	1,08	1,43
14	0,4	0,18	0,44	0,33	0,44
15	1	0,78	1,92	1,45	1,92
16	1	0,78	1,92	1,45	1,92

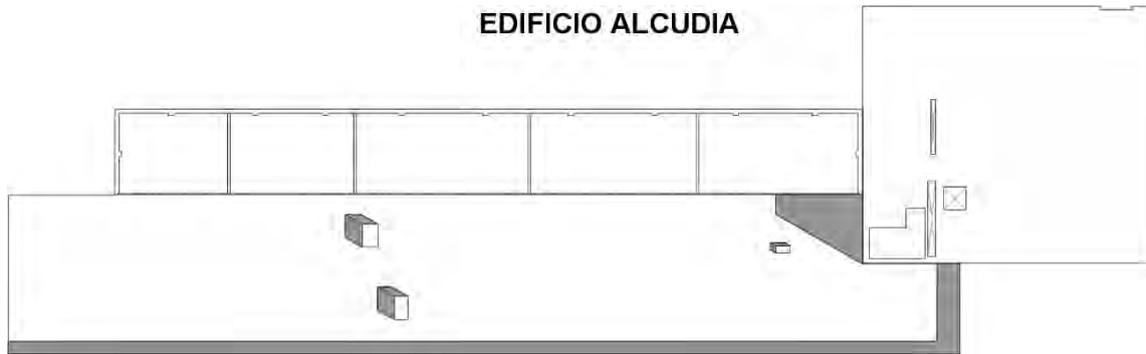
Tabla 37. Proyección horizontal de los elementos de sombra.

3.4.4.2 ÁREA SOMBREADA

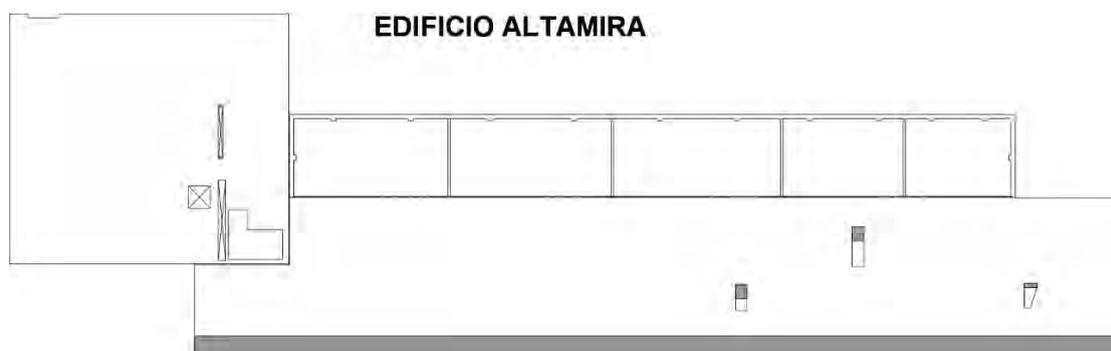
Se muestran en las siguientes imágenes las áreas sombreadas para las horas estudiadas. Posteriormente se superpondrán todas las sombras para dar lugar al perfil del área total sombreada.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.4.4.2.1 PARA 10h SOLAR

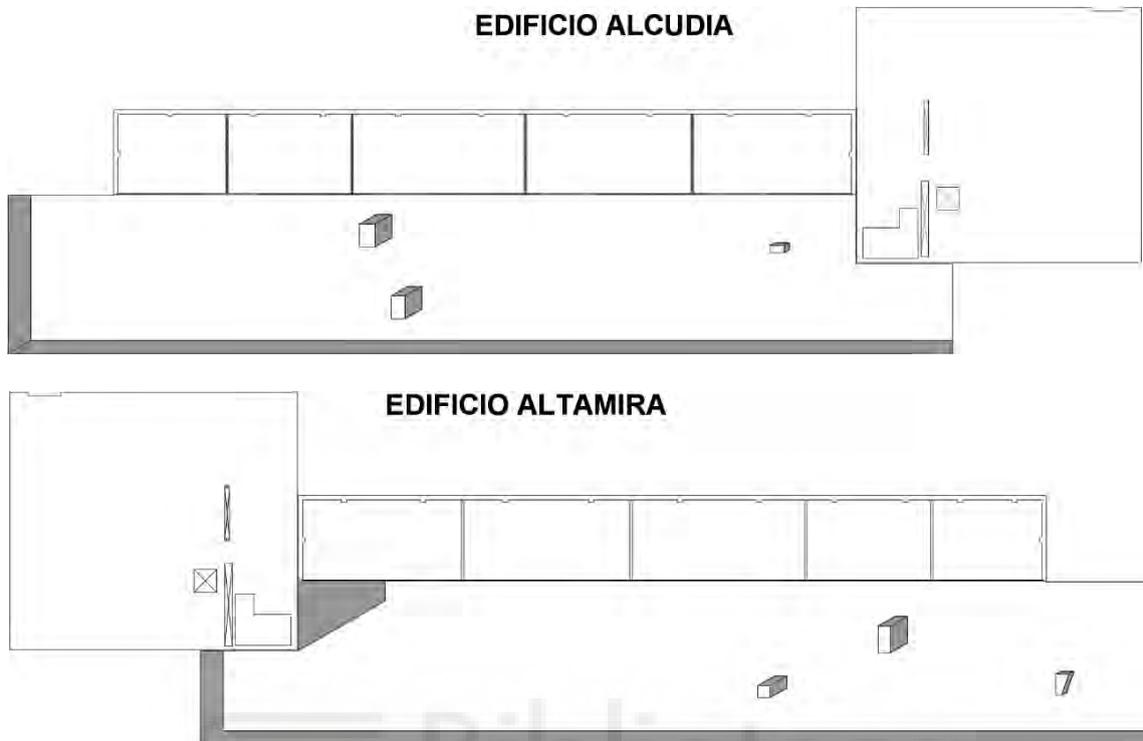


3.4.4.2.2 12h SOLAR



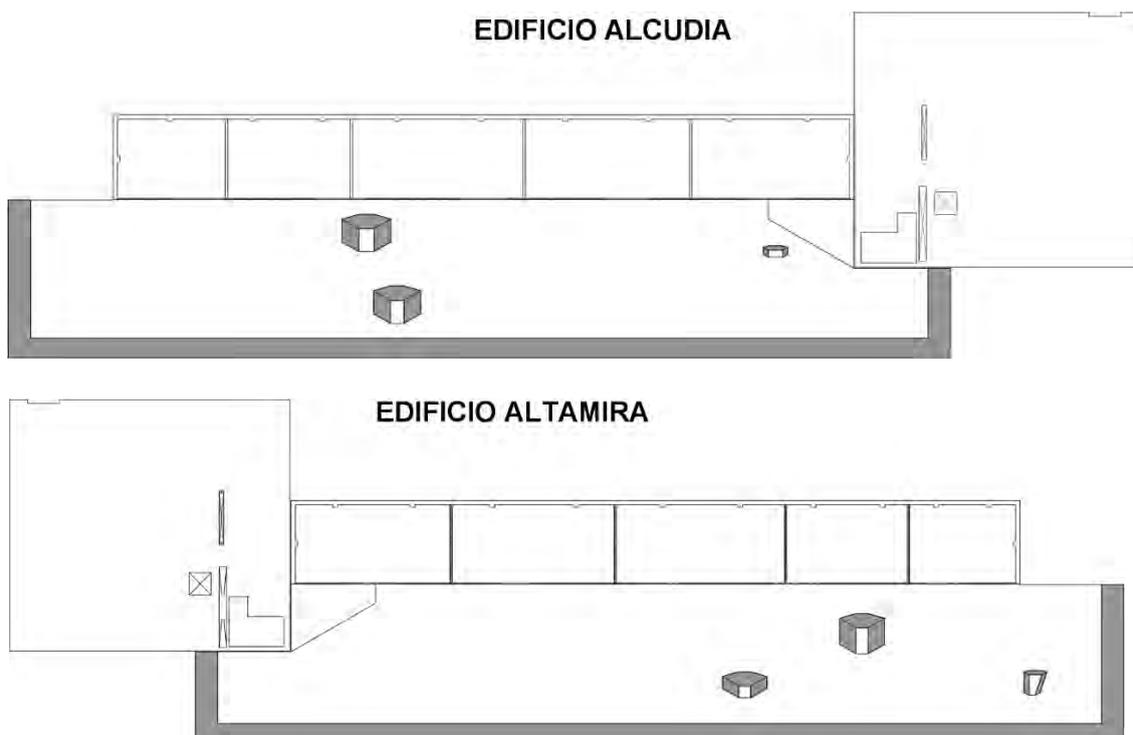
CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.4.4.2.3 14h SOLAR



3.4.4.2.4 SOMBRA TOTAL. SUPERPOSICIÓN

Se muestra el área sombreada por los elementos de la cubierta para las 4 horas en torno al medio día solar.



CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Por tanto a la hora de situar el generador fotovoltaico se respetarán las áreas sombreadas de manera que se aseguren 4 horas de sol en torno al medio día solar.

3.4.4.3 PÉRDIDAS TOTALES POR SOMBRAS.

No existirán edificios ni ningún otro elemento externo al edificio capaz de generar sombras. En este caso se han calculado las áreas sombreadas por los elementos de la cubierta para el día más desfavorable, manteniendo así 4 horas de sol en torno al medio día solar y además se han colocado los módulos con la separación requerida por el *Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE*, por lo que se puede estimar que las pérdidas totales por sombreado serán nulas en la instalación.

3.4.5 CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO

Para el cálculo del performance ratio se van a tener en cuenta todas las pérdidas enumeradas anteriormente, a continuación se muestra la tabla resumen:

PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN - PERFORMANCE RATIO												
MES	Pérdidas										Resultado	
	Dispersión de potencia o mismatch	Reflectancia angular espectral	Temperatura de la célula	Suciedad sobre los módulos	Inclinación y azimut	Sombras	Degradación fotónica	Pérdidas eléctricas	Inversor	Pérdidas totales	"Performance Ratio"	
Enero	2	2	3,69	3	1,78	0	1	0,93	1,5	15,90	84,10	
Febrero	2	2	5,09	3	1,78	0	1	0,93	1,5	15,80	84,20	
Marzo	2	2	7,17	3	1,78	0	1	0,93	1,5	17,88	82,12	
Abril	2	2	9,47	3	1,78	0	1	0,93	1,5	20,18	79,82	
Mayo	2	2	11,80	3	1,78	0	1	0,93	1,5	22,51	77,49	
Junio	2	2	13,87	3	1,78	0	1	0,93	1,5	24,58	75,42	
Julio	2	2	14,71	3	1,78	0	1	0,93	1,5	25,42	74,58	
Agosto	2	2	14,23	3	1,78	0	1	0,93	1,5	24,94	75,06	
Septiembre	2	2	11,27	3	1,78	0	1	0,93	1,5	21,98	78,02	
Octubre	2	2	8,48	3	1,78	0	1	0,93	1,5	19,19	80,81	
Noviembre	2	2	5,03	3	1,78	0	1	0,93	1,5	15,74	84,26	
Diciembre	2	2	3,42	3	1,78	0	1	0,93	1,5	15,63	84,37	
Promedio	2	2	9,02	3	1,78	0	1	0,93	1,5	19,98	80,02	

Tabla 38. Cálculo performance ratio.

El **performance ratio medio** de la instalación será del 80,02 %.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.5 ANÁLISIS DE RESISTENCIA AL VIENTO DE LA ESTRUCTURA.

En este apartado se va a calcular la resistencia al viento tanto a vuelco como a deslizamiento para la estructura de soporte.

Se realizarán las comprobaciones tanto para viento a sotavento (entrando por la parte posterior del conjunto) como a barlovento (el viento entrando por la parte delantera del conjunto).

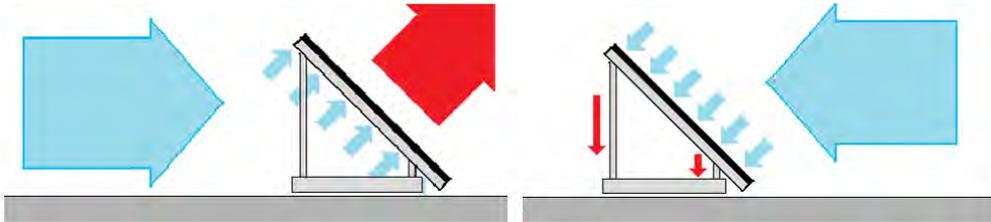


Figura 47. Viento por sotavento (izquierda), viento por barlovento (derecha).

3.5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA (PÁGINA 18 OTRO)

La disposición de los paneles fotovoltaicos se corresponderá con las siguientes características:

- Inclinación de los paneles: $\alpha=18^\circ$.
- Dimensiones de los paneles: 2278 x 1134 mm.
- Peso de los paneles: 28 kg.
- Distancia entre apoyos: 2118 mm.
- Peso de un apoyo: 60 kg.

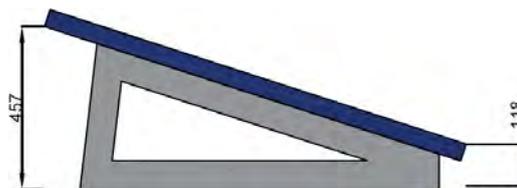


Figura 48. Vista lateral montaje panel-soporte.

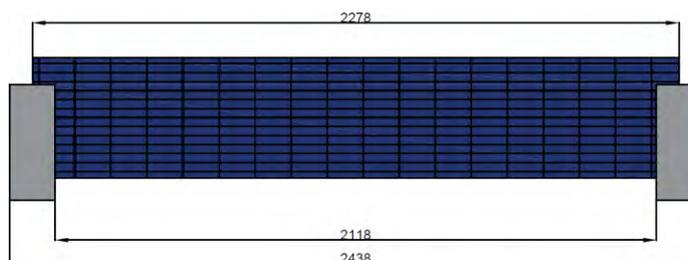


Figura 49. Vista posterior montaje panel-soporte.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.5.2 ANÁLISIS DEL VIENTO EN LA ZONA

El cálculo de resistencia al viento requiere conocer la velocidad máxima del viento en la zona. Para ello buscamos el histórico de velocidades del viento en Elche.

La siguiente tabla muestra la velocidad máxima del viento para los últimos 14 años:

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Racha más fuerte (km/h)	61,2	51,5	54,7	56,3	61,2	56,3	62,8	51,5	59,5	59,5	59,5	70,8	56,3	46,7

Como se puede observar la velocidad máxima de viento en Elche para los últimos 14 años es de 70,8 km/h, en el cálculo se usará una velocidad de 100 km/h con un ángulo de ataque de 0°.

3.5.3 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO

En este caso se va a realizar el cálculo para filas de 5 módulos horizontales, tal y como recomienda el fabricante, siendo este el caso más desfavorable posible. Por ello en la distribución de filas en la cubierta no podrán existir filas de más de 5 módulos que dependan de una misma estructura. Cualquier configuración de filas menor o igual a 5 será considerada válida.

	x (m)	y (m)	m2
Panel	1,13	2,28	2,58
Soporte	0,41	0,16	0,07
Lastre	0,18	0,1	0,02

Tabla 39. Dimensiones elementos.

Paneles fotovoltaicos

Estarán instalados de forma horizontal, tendrán un área total de 2,58 m² y un peso de 28 kg.

Estructura de soporte

Los soportes empleados tendrán una masa de 60 kg y su ángulo de inclinación será de 18 °.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Lastre

En este caso el lastre empleado será el indicado por el fabricante, este tendrá una masa de 42 kg.

Coefficiente de rozamiento

Se considerará el coeficiente de rozamiento indicado por el fabricante de los soportes para una cubierta de terrazo, este ha sido calculado por el Instituto Tecnológico de Rocas Ornamentales, Productos y Obras de Construcción de la Junta de Extremadura. Este tendrá un valor de 1,091.

Ángulo viento-terreno

Se considerará que el aire se desplaza paralelamente al terreno, de manera que el ángulo viento-terreno es de 0°.

3.5.4 PERFIL METÁLICO

Se ha considerado la incorporación de un perfil metálico que sobresalga 51 cm del soporte, de manera que mejore las características de resistencia al vuelco a sotavento. En la siguiente figura se observa la colocación de dicho perfil.

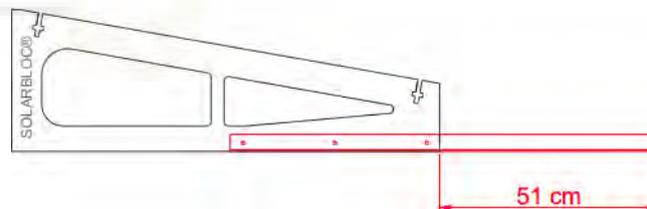


Figura 50. Perfil metálico. Fuente: www.solarbloc.es

3.5.5 CÁLCULO FUERZA DEL VIENTO

Se considerará una velocidad de viento de 100 km/h. Para el cálculo de la fuerza ejercida por el viento se utilizará la siguiente expresión:

$$F_{viento} = 0,5 \cdot \delta \cdot V_B^2 = 0,5 \cdot 1,25 \cdot \left(\frac{100 \cdot 1000}{3600} \right)^2 = 482,3 \text{ N/m}^2 = 48,23 \text{ kg/m}^2$$

Donde:

- δ = Densidad el aire (1.225 kg/m³)
- V_B = velocidad considerada (m/s)

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.5.6 CARGA DE VIENTO SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO

La carga de viento sobre el panel fotovoltaico dependerá el número de paneles, el área y la fuerza el viento.

$$q_{viento\ panel} = N^{\circ}_{paneles} \cdot A_{panel} \cdot F_{viento} = 5 \cdot 2,58\ m^2 \cdot 48,23\ kg/m^2 = 622,17\ kg$$

3.5.7 CARGA DE VIENTO SOBRE EL SOPORTE

La carga de viento sobre el soporte dependerá el número de soportes, el área y la fuerza el viento.

$$q_{viento\ soporte} = N^{\circ}_{soportes} \cdot A_{soporte} \cdot F_{viento} =$$

$$= 6 \cdot 0,066\ m^2 \cdot 48,23\ kg/m^2 = 19,1\ kg.$$

3.5.8 CARGA DE VIENTO SOBRE EL LASTRE

La carga de viento sobre el lastre dependerá el número de lastres, el área y la fuerza el viento.

$$q_{viento\ soporte} = N^{\circ}_{lastres} \cdot A_{lastre} \cdot F_{viento} =$$

$$= 6 \cdot 0,018\ m^2 \cdot 48,23\ kg/m^2 = 5,21\ kg.$$

3.5.9 VERIFICACIONES

Las comprobaciones se dividen en 2 bloques: sotavento y barlovento.

3.5.9.1 COMPROBACIONES A SOTAVENTO

Se muestra en el siguiente esquema la descomposición de fuerzas para el caso de viento a sotavento:

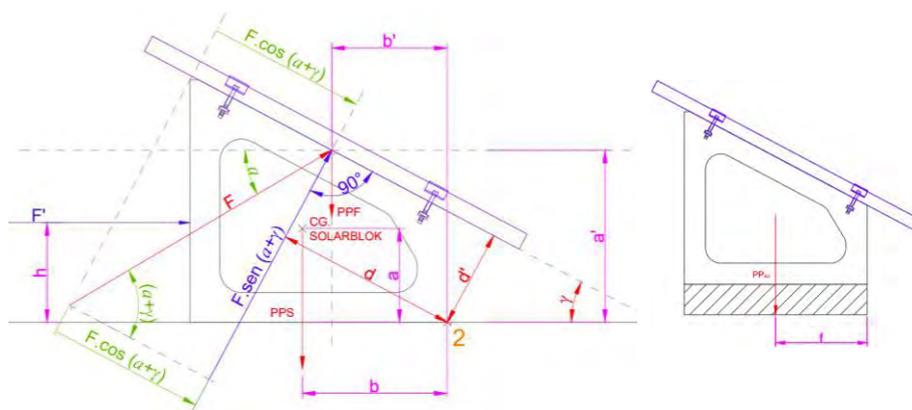


Figura 51. Descomposición de fuerzas para viento a sotavento.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Donde:

- α : Ángulo de incidencia del viento respecto a la horizontal.
- γ : Ángulo de la pieza Solarbloc Cubiertas.
- **a**: distancia vertical entre el punto de giro del extremo del perfil metálico y el Centro de Gravedad de la pieza Solarbloc Cubiertas.
- **b**: distancia vertical entre el punto de giro del extremo del perfil metálico y el Centro de Gravedad de la pieza Solarbloc Cubiertas.
- **a'**: distancia vertical entre el punto de giro del extremo del perfil metálico y el Centro de Gravedad del panel solar.
- **b'**: distancia horizontal entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Cubiertas y el Centro de Gravedad del panel solar.
- **d**: distancia entre el punto de giro del extremo del perfil metálico y la componente perpendicular al panel solar de la fuerza del viento aplicada en su centro de gravedad ($F \cdot \text{sen}(\alpha + \gamma)$).
- **d'**: distancia entre el punto de giro del extremo del perfil metálico y la componente paralela al panel solar de la fuerza del viento aplicada en su centro de gravedad ($F \cdot \text{cos}(\alpha + \gamma)$).
- **h** = distancia vertical entre el punto de giro del extremo del perfil metálico y el de presiones del viento de la propia pieza (se encuentra a la mitad de la altura de la cara trasera de la misma).
- **f** = distancia entre el punto de giro del extremo metálico y el centro de masa del lastre.
- **PPS**: Peso propio de la pieza Solarbloc Cubiertas.
- **PPF**: Peso propio panel fotovoltaico.
- **PP_{AD}**: Peso propio el lastre.
- **F**: Carga del viento sobre el panel fotovoltaico.
- **F'**: Carga del viento sobre el soporte (componente horizontal).

3.5.9.1.1 DISTANCIA AL CENTRO DE GRAVEDAD

Se calculará la posición del centro de gravedad respecto del punto de giro, en este caso el punto de giro es el extremo del perfil metálico.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Datos piezas	kg	x (m)	y(m)
Solarbloc	360,00	1,089	0,2369
Paneles	140,00	0,965	0,3726
Lastre	252,00	1,010	0,0500

Tabla 40. Datos piezas.

3.5.9.1.2 COMPROBACIÓN VOLCADO

Las ecuaciones de equilibrio de momentos respecto al extremo del perfil metálico son las siguientes:

$$M_{viento} = (F \cdot \text{sen}(\alpha + \gamma) \cdot d + F \cdot \text{cos}(\alpha + \gamma) \cdot d' + F' \cdot h)$$

$$M_{peso} = (PPS \cdot b + PPF \cdot b' + PPAD \cdot f)$$

Cumpléndose que:

$$M_{viento} < M_{peso}$$

Introduciendo los datos en las ecuaciones obtenemos:

$$\begin{aligned} M_{viento} &= (622,17 \cdot \text{sen}(18^\circ) \cdot 1,06 + 622,17 \cdot \text{cos}(18^\circ) \cdot 0,013 + 19,1 \cdot 0,02) = \\ &= 200,34 \text{ kg} \cdot \text{m} \end{aligned}$$

$$M_{peso} = (360 \cdot 1,09 + 140 \cdot 0,965 + 252 \cdot 1,01) = 782,02 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

Por tanto:

$$200,34 \text{ kg} \cdot \text{m} < 782,02 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

De manera que el soporte **CUMPLE** la resistencia a vientos a sotavento de 100 km/h sin volcar, teniendo un coeficiente de seguridad del 3,9.

3.5.9.1.3 COMPROBACIÓN A DESLIZAMIENTO

A continuación se muestra el esquema de fuerzas en el caso de comprobación a deslizamiento:

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

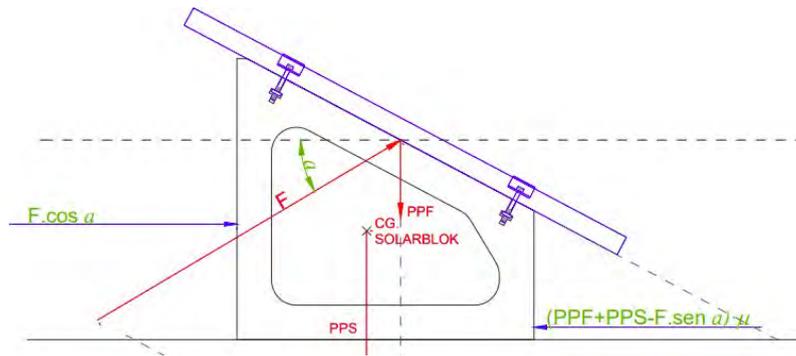


Figura 52. Descomposición fuerzas a deslizamiento.

En este caso se comprobará que la fuerza desequilibradora horizontal es superior a la fuerza de rozamiento, es decir:

$$F_{desq} \leq F_{roz}$$

Siendo:

$$F_{desq} = q_{viento_{panel}} \cdot \cos(\alpha)$$

$$F_{roz} = (PPF + PPS + PP_{AD} - F \cdot \sin(\alpha)) \cdot \mu$$

Donde:

- α = Ángulo de incidencia del viento respecto a la horizontal.
- μ = Coeficiente de rozamiento obtenido mediante lo indicado en el apartado 3.5.3.
- $q_{viento_{panel}}$ = Fuerza del viento.
- **PPS** = Peso propio de la pieza Solarbloc Cubiertas.
- **PPF** = Peso propio panel fotovoltaico.
- **PP_{AD}**: Peso propio el lastre.

Calculando los valores obtenemos:

$$F_{desq} = 622,17 \cdot \cos(0^\circ) = 622,17 \text{ kg}$$

$$F_{roz} = (PPF + PPS + PP_{AD} - F \cdot \sin(\alpha)) \cdot \mu =$$

$$= (140 + 360 + 252 - 622,17 \cdot \sin(0^\circ)) \cdot 1,091 = 820,43 \text{ kg}$$

Por tanto:

$$622,17 \text{ kg} \leq 820,43 \text{ kg}$$

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

De manera que el soporte **CUMPLE** a deslizamiento por viento a sotavento con un coeficiente de seguridad del 1,32. Para aumentar aún más la resistencia a deslizamiento se colocará levemente enterrado el soporte en la grava.

3.5.9.2 COMPROBACIONES A BARLOVENTO.

Se va a comprobar la estabilidad a vuelco, en este caso se considerará como punto de giro el punto 1. Se muestra en el siguiente esquema la descomposición de fuerzas para el caso de viento a barlovento:

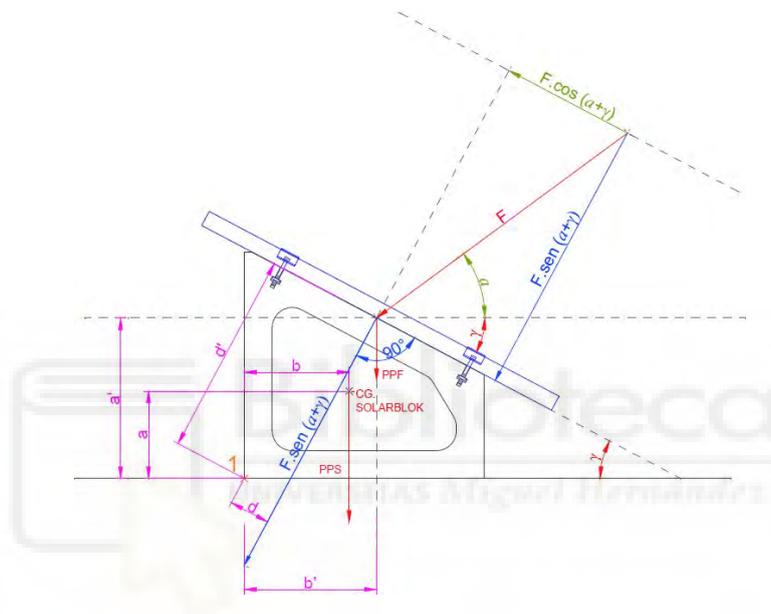


Figura 53. Descomposición de fuerzas para viento a barlovento.

La ecuación de equilibrio para los momentos respecto al punto 1 es:

$$M_{viento} = F \cdot \cos(\alpha + \gamma) \cdot d' - F \cdot \sin(\alpha + \gamma) \cdot d$$

$$M_{peso} = PPS \cdot b + PPF \cdot b' + PPAD \cdot b''$$

cumpléndose que:

$$M_{viento} \leq M_{peso}$$

Los términos empleados en las ecuaciones tienen el mismo significado que en el caso de viento a sotavento, excepto el término b'' que es nuevo y corresponde con la distancia entre el centro de masa del soporte y el centro de masa del lastre.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.5.9.2.1 DISTANCIA AL CENTRO DE GRAVEDAD

La siguiente tabla muestra la distancia entre el centro de gravedad de cada una de las piezas y el punto 1.

Datos piezas	kg	x (m)	y(m)
Solarbloc	360	0,4207	0,2369
Paneles	140	0,5446	0,3726
Lastre	252	0,5	0,05

Tabla 41. Distancia centro de gravedad al punto 1.

Una vez se conoce dicha distancia se puede calcular la distancia perpendicular eje de fuerza – punto de vuelco.

	d (m)
d	0,4029
d'	0,5025

Tabla 42. Distancia eje de fuerza-punto de vuelco.

3.5.9.2.2 COMPROBACIÓN VOLCADO

A continuación se darán valores a las ecuaciones previamente mencionadas:

$$M_{viento} = 622,17 \cdot \cos(18) \cdot 0.5025 - 622,17 \cdot \text{sen}(18) \cdot 0.4029 = 219,88 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

$$M_{peso} = 360 \cdot 0,4207 + 140 \cdot 0,5446 + 252 \cdot 0,5 = 353,7 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

Siendo por tanto el momento generado por el viento inferior al del peso:

$$M_{viento} = 219,88 \text{ kg} \cdot \text{m} < M_{peso} = 353,7 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

De manera que el soporte **CUMPLE** frente a volcado por viento a barlovento con un coeficiente de seguridad del 1,61. Para mejorar aún más la estabilidad a volcado se podría instalar un perfil metálico similar al instalado para soportar los vientos a sotavento.

3.5.9.3 TABLA RESUMEN VERIFICACIONES

Viento sotavento	¿CUMPLE?	Coef. Seg.
Volcado	SI	3,9
Deslizamiento	SI	1,32
Viento barlovento		
Volcado	SI	1,61

Tabla 43. Resumen verificaciones.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.6 SOBRECARGAS.

Para el cálculo de las sobrecargas generadas por el generador fotovoltaico sobre la cubierta se tendrán en cuenta los valores característicos de las sobrecargas de uso incluidos en el *Documento Básico SE-AE*.

Se estudiará en el presente apartado el hecho de considerar el generador como una carga uniforme y también como una carga concentrada, siendo cada punto de concentración de carga uno de los soportes.

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ^{(4),(6)}	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁶⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Figura 54. Valores característicos de las sobrecargas de uso. Fuente: DB SE-AE

El valor de la sobrecarga de uso para una carga uniforme será de 1 kN/m² y de 2 kN en el caso de carga concentrada, tal y como se puede ver en la Figura 54.

3.6.1 FUERZAS SOBRE LA BASE.

Se tendrán en cuenta para el cálculo de la carga la masa de los soportes de hormigón, los módulos fotovoltaicos y lastres si fuesen necesarios. Cualquier otro componente de la instalación como el cableado o accesorios será despreciado en este cálculo.

3.6.2 CARGAS DE CÁLCULO.

A continuación se presenta el cómputo de masas de todos los elementos. En la cubierta del Edificio Alcudia se instalarán 139 soportes, mientras que en la cubierta del Edificio Altamira se instalarán 137 soportes, ambas cubiertas poseen

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

el mismo área y misma cantidad de módulos por lo que se escogerá el caso más desfavorable realizando así el cálculo conjuntamente.

$$Masa_{módulos} = 112_{módulos} \cdot 28 \text{ kg/mod} = 3136 \text{ kg}$$

$$Masa_{soportes} = 139_{soportes} \cdot 60 \text{ kg/soporte} = 8340 \text{ kg}$$

$$Masa_{lastre} = 139_{lastres} \cdot 42 \text{ kg/lastre} = 5838 \text{ kg}$$

$$Masa_{instalación} = Masa_{módulos} + Masa_{soportes} + Masa_{lastre} = 17314 \text{ kg/cub}$$

Resultando la masa total de la instalación en 17314 kilogramos que se tomarán como una sobrecarga.

3.6.2.1 SOBRECARGA DE NIEVE

Para calcular la sobrecarga de nieve acudimos al CTE SE-AE, en concreto al anejo E, tabla E.2.

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

Figura 55. Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m²). Fuente : CTE SE-AE.

Consideraremos una altitud de 100 metros y una zona climática en invierno 5, de manera que la sobrecarga de nieve es de 0,25 kN/m².

3.6.3 COMPROBACIÓN SUPONIENDO CARGA UNIFORME

Teniendo en cuenta que ambas cubiertas disponen de una superficie de 740 m² y la instalación tiene un peso de 17314 kg, podemos calcular la carga uniforme que supone. Esta siempre deberá ser inferior a 1 kN/m².

$$Carga_{uniforme_{instalación}} = \frac{17314 \text{ kg}}{740 \text{ m}^2} = 23,4 \text{ kg/m}^2 = 0,23 \text{ kN/m}^2$$

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Una vez tenemos la carga de la instalación se debe calcular para el peor escenario, es decir que exista también carga de nieve, de manera que la carga total aplicada sobre la cubierta será de :

$$Carga_{cubierta\ total} = Carga_{uniforme} + Carga_{nieve} = 0,48\text{ kN/m}^2$$

Tal y como se puede comprobar la instalación no sobrepasa la carga uniforme indicada en el CTE de 1 kN/m², por tanto podemos decir que la cubierta soportará la instalación.

3.6.4 COMPROBACIÓN SUPONIENDO CARGA PUNTUAL.

En este caso en lugar de considerar toda la superficie de la cubierta se van a considerar los soportes como punto de apoyo, de manera que se conozca la carga puntual. Esta deberá ser siempre inferior a 2 kN.

$$Carga_{puntual\ instalación} = \frac{17314\text{ kg}}{139\text{ soportes}} = 124,6\text{ kg} = 1,22\text{ kN}$$

La instalación tampoco sobrepasa el límite para carga puntual de 2 kN cumpliendo por tanto con el CTE.

3.7 SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Se va a realizar la simulación de una de las instalaciones fotovoltaicas, el cálculo es válido para ambas instalaciones. El cálculo de la energía generada se va a realizar mediante tres procedimientos distintos, dos manuales y otro mediante software. El *método manual 1* se va a realizar siguiendo las especificaciones del *Apartado 7 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* tomando valores de irradiancia mensuales, el *método manual 2* se realizará de igual modo pero con los valores de irradiancia horarios para un año y el tercer método empleando un software de cálculo de instalaciones fotovoltaicas.

3.7.1 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA. MÉTODO MANUAL 1.

Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$ = Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² · día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ = 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

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual.

- PR = Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”.

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

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ (kWh/día)}$$

Dónde:

- P_{mp} = Potencia pico del generador (kW).
- G_{CEM} = 1 kW/m².

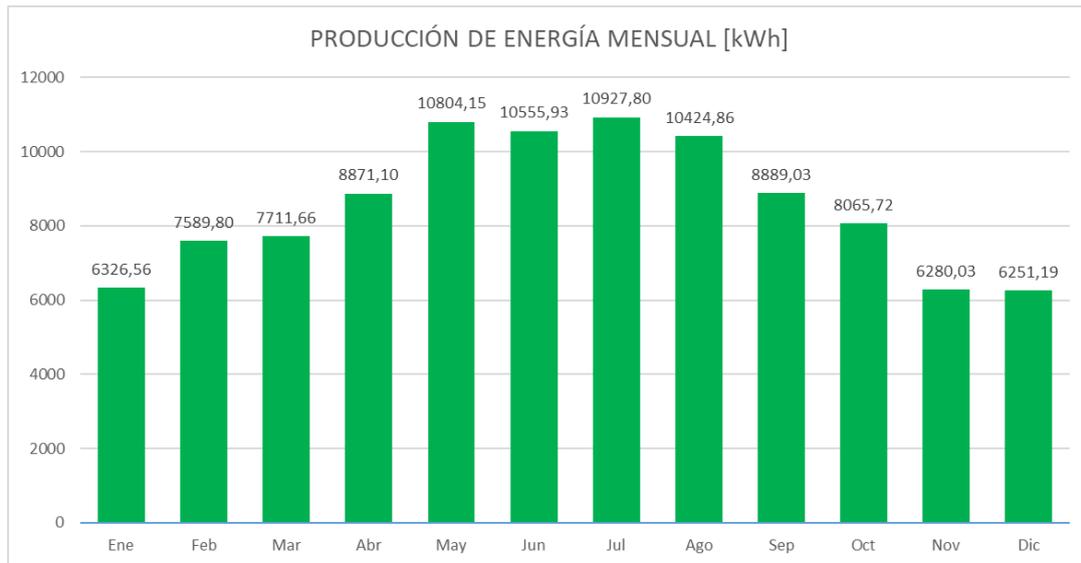
En la siguiente tabla se presentan los resultados de la energía generada anualmente:

CÁLCULO PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA					
MES	G _{dm} (0°) [kWh/(m ² *día)]	G _{dm} (18°) [kWh/(m ² *día)]	PR	E _p (KWh/día)	E _p (kWh/mes)
Enero	2,72	3,94	0,84	204,08	6326,56
Febrero	3,99	5,23	0,84	271,06	7589,80
Marzo	4,24	4,92	0,82	248,76	7711,66
Abril	5,64	6,01	0,80	295,70	8871,10
Mayo	7,21	7,30	0,77	348,52	10804,15
Junio	7,68	7,57	0,75	351,86	10555,93
Julio	7,66	7,67	0,75	352,51	10927,80
Agosto	6,91	7,27	0,75	336,29	10424,86
Septiembre	5,44	6,17	0,78	296,30	8889,03
Octubre	4,17	5,23	0,81	260,18	8065,72
Noviembre	2,92	4,03	0,84	209,33	6280,03
Diciembre	2,57	3,88	0,84	201,65	6251,19
Promedio	5,10	5,77	0,80	281,36	8558,15

POT. PICO GEN (kW)	61,6
-------------------------------	------

ANUAL	102697,81	kWh
	102,70	MWh

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS



En este caso la producción anual esperada es de 102697,81 kWh.

3.7.2 PRODUCCION ANUAL ESPERADA. MÉTODO MANUAL 2.

En este caso se va a obtener la producción anual de manera similar a como lo hace PVGIS, se va a tomar la irradiancia para las 8760 horas del año y se va a obtener la producción hora a hora, calculando también hora a hora el valor de las pérdidas por temperatura. El resto de las pérdidas se consideran igual que en el apartado anterior excepto las de inclinación y orientación, ya que se considera la radiación para el ángulo y orientación de la instalación.

Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH2

Año inicial:* Año final:*

Tipo de montaje:*
 Fijo Eje vertical Eje inclinado Dos ejes

Inclinación [°] Optimizar inclinación

Azimut [°] Optimizar slope and azimuth

Figura 56. Datos de entrada PVGIS.

Debido a la extensión de la tabla, en concreto 8760 filas ya que hay que considerar 8760 horas se muestra una captura de esta:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

DATOS				ESTUDIO GLOBAL														ESTUDIO ALTAMIRA Y ALCUDIA							
Fecha	Mes	Hora	Día	Periodo	Consumo T (kWh)	P_VPV (kWh/kwp)	G (h/m²)	E_FV_P (kWh)	E_FV_Act (kWh)	E_FV_Fut (kWh)	E_FV_Fut_Act (kWh)	E_FV_Fut_Ext (kWh)	E_Red (kWh)	Coste EE Sin PV (€)	Coste EE Con PV (€)	Consumo Alt (kWh)	Consumo Alc (kWh)	Consumo Torr (kWh)	E_FV (kWh)	E_FV_Act (kWh)	E_FV_P_Ext (kWh)	E_Red (kWh)	Coste EE Sin PV (€)	Coste EE Con PV (€)	
01/01/2022 00:00	01	0	5	6P	422,00	0	0	0	0	0	0	0	422,00	48,83104	48,83104	12,21	1,98	12,05	0	0,00	0,00	33,28	4,09	4,09	
01/01/2022 01:00	01	1	5	6P	562,00	0	0	0	0	0	0	0	562,00	65,16952	65,16952	22,98	6,46	14,59	0	0,00	0,00	47,03	5,45	5,45	
01/01/2022 02:00	01	2	5	6P	579,00	0	0	0	0	0	0	0	579,00	66,6777	66,6777	23,51	9,68	14,93	0	0,00	0,00	46,12	5,38	5,38	
01/01/2022 03:00	01	3	5	6P	599,00	0	0	0	0	0	0	0	599,00	68,9164	68,9164	24,86	9,41	14,54	0	0,00	0,00	46,78	5,42	5,42	
01/01/2022 04:00	01	4	5	6P	567,00	0	0	0	0	0	0	0	567,00	65,74932	65,74932	23,18	9,54	14,72	0	0,00	0,00	47,45	5,50	5,50	
01/01/2022 05:00	01	5	5	6P	557,00	0	0	0	0	0	0	0	557,00	64,58972	64,58972	22,77	9,37	14,46	0	0,00	0,00	46,61	5,40	5,40	
01/01/2022 06:00	01	6	5	6P	608,00	0	0	0	0	0	0	0	608,00	70,9368	70,9368	24,86	10,23	15,79	0	0,00	0,00	50,88	5,90	5,90	
01/01/2022 07:00	01	7	5	6P	632,00	0	0	0	0	0	0	0	632,00	73,28972	73,28972	25,84	10,64	16,41	0	0,00	0,00	52,89	6,13	6,13	
01/01/2022 08:00	01	8	5	6P	574,00	198,41	244,64	24,444112	69,4416	159,30912	159,36	0	434,64	66,79796	48,112507	23,35	9,69	14,95	24,444112	24,44	0,00	23,75	5,39	2,75	
01/01/2022 09:00	01	9	5	6P	514,00	415,04	489,82	51,112208	145,264	133,36038	333,36	0	182,64	59,83535	21,789296	19,09	6,68	13,49	31,139208	43,18	7,95	6,00	6,01	0,00	
01/01/2022 10:00	01	10	5	6P	518,00	545,48	644,12	67,203116	190,918	438,12936	438,13	0	80,87	60,58324	9,3777901	21,22	8,73	13,48	67,203116	45,43	23,77	0,00	5,04	0,00	
01/01/2022 11:00	01	11	5	6P	518,00	618,74	748,36	74,431664	224,296	481,72024	481,78	0	27,22	62,8424	1,1068939	21,22	8,73	13,48	74,431664	45,43	32,00	0,00	5,04	0,00	
01/01/2022 12:00	01	12	5	6P	518,00	612,27	737,23	74,431664	224,296	481,72024	481,78	0	21,03	60,06728	2,43841059	21,22	8,73	13,48	74,431664	45,43	32,00	0,00	5,04	0,00	
01/01/2022 13:00	01	13	5	6P	520,00	567,85	685,09	68,95912	198,7475	496,29712	496,10	0	69,90	60,59992	7,4101796	21,26	8,75	13,50	68,95912	45,11	26,45	0,00	5,05	0,00	
01/01/2022 14:00	01	14	5	6P	511,00	456,35	553,23	56,46972	169,4225	381,89712	386,13	0	145,83	59,26556	15,5030563	20,89	6,60	13,27	56,46972	42,26	13,71	0,00	4,96	0,00	
01/01/2022 15:00	01	15	5	6P	497,00	361,96	376,7	37,201472	105,688	242,53472	242,13	0	254,47	57,83112	29,5078458	20,32	6,86	12,91	37,201472	37,20	0,00	4,99	4,82	0,11	
01/01/2022 16:00	01	16	5	6P	492,00	300,23	356,78	33,348336	95,0808	203,94736	203,50	0	411,20	57,85212	47,159508	20,11	6,28	12,78	33,348336	33,35	0,00	28,82	4,77	1,34	
01/01/2022 17:00	01	17	5	6P	493,00	0	0	0	0	0	0	0	493,00	56,93636	56,93636	20,07	6,26	12,76	0	0,00	0,00	43,09	4,76	4,76	
01/01/2022 18:00	01	18	5	6P	610,00	0	0	0	0	0	0	0	610,00	70,7356	70,7356	24,94	10,27	15,84	0	0,00	0,00	51,04	5,92	5,92	
01/01/2022 19:00	01	19	5	6P	640,00	0	0	0	0	0	0	0	640,00	74,2144	74,2144	26,16	10,77	16,62	0	0,00	0,00	53,55	6,21	6,21	
01/01/2022 20:00	01	20	5	6P	635,00	0	0	0	0	0	0	0	635,00	73,6346	73,6346	25,96	10,69	16,49	0	0,00	0,00	53,14	6,16	6,16	
01/01/2022 21:00	01	21	5	6P	628,00	0	0	0	0	0	0	0	628,00	72,82388	72,82388	25,67	10,57	16,31	0	0,00	0,00	52,55	6,09	6,09	
01/01/2022 22:00	01	22	5	6P	627,00	0	0	0	0	0	0	0	627,00	72,50692	72,50692	25,63	10,55	16,28	0	0,00	0,00	52,47	6,08	6,08	
01/01/2022 23:00	01	23	5	6P	574,00	0	0	0	0	0	0	0	574,00	66,44508	66,44508	23,42	9,64	14,88	0	0,00	0,00	47,95	5,56	5,56	
01/01/2022 00:00	01	0	0	6P	564,00	0	0	0	0	0	0	0	564,00	64,24184	64,24184	22,65	9,32	14,39	0	0,00	0,00	46,96	5,38	5,38	

Figura 57. Tabla cálculo producción hora a hora.

A continuación se muestra con mayor detalle los resultados:

RESULTADOS		
Análisis Energético		
H_sol	2098,91	kWh/m ² ·año
E_PVGis	103697,22	kWh/año
Rend_PVGis	17,10%	
E_FV,Calc	104088,81	kWh/año
Rend_Calc	17,16%	
HSP	2098,91	h
E_FV,Max	129293,10	kWh/año
PR	80,20%	
F_pérdidas	19,80%	

Tabla 44. Tabla de resultados de producción.

Para facilitar la comprensión de los datos se van a definir algunos elementos de la tabla:

- Rend_PVGis = es el cociente de la máxima energía que se puede captar (siendo esta $H_{sol} \cdot A_{generador}$) entre la energía producida calculada por PVGIS (E_PVGis).
- Rend_Cal = es el cociente de la máxima energía que se puede captar entre la energía producida calculada hora a hora de forma manual (E_FV,Calc).
- PR = se calcula como el cociente entre la máxima energía que se podría haber generado ($HSP \cdot P_{pico_{generador}}$) y la energía realmente generada.

Como podemos ver la producción hora a hora calculada por PVGIS (E_PVGis) coincide con la del apartado 3.7.3 tal y como era de esperar. Se han obtenido las horas sol pico (HPS), que nos indica cuanto tiempo se recibiría una hipotética

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

irradiancia solar constante de 1000 W/m², de manera que así podemos calcular la energía máxima ($E_{FV,Max}$).

También se ha calculado la energía vertida a la red ($E_{FV,Cal}$), esta resulta ser ligeramente superior a la calculada en el resto de los apartados, tal vez debido a que en este caso se ha realizado el cálculo del PR hora a hora y no mes a mes.

En este caso la producción anual esperada es de 104088,81 kWh.

3.7.3 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA. PVGIS.

En este caso se introducen al software las pérdidas calculadas anteriormente menos las pérdidas debidas al ángulo de incidencia y temperatura, ya que estas pérdidas son calculadas por PVGIS.

Los resultados obtenidos son:

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.278,-0.688
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	61.6
Pérdidas sistema [%]:	9.18
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	18
Ángulo de azimut [°]:	-12
Producción anual FV [kWh]:	103631.42
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2091.25
Variación interanual [kWh]:	2488.47
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.79
Efectos espectrales [%]:	0.48
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.31
Pérdidas totales [%]:	-19.55

Figura 58. Datos de producción PVgis.

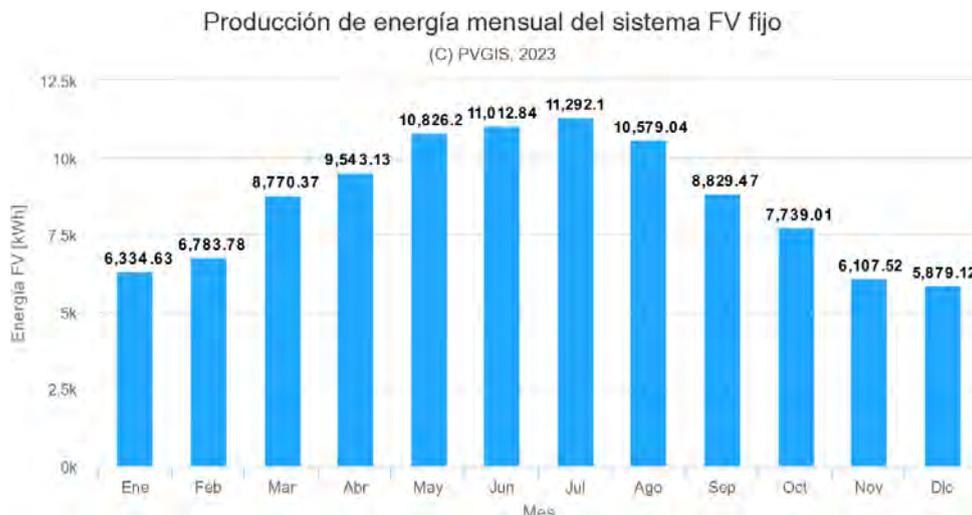


Figura 59. Producción mes a mes PVgis.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

En este caso la producción anual esperada es de 103697,22 kWh, esta varía ligeramente debido a las pequeñas diferencias en las pérdidas consideradas.

3.7.4 RESUMEN DE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.

Método 1 (mes a mes)	102697,81 kWh.
Método 2 (hora a hora)	104088,81 kWh
PVGIS	103697,22 kWh

Tabla 45. Tabla resumen producción energía.

Como se puede comprobar los valores obtenidos en los distintos métodos de cálculo resultan ser muy similares entre ellos, para el cálculo de la amortización y otros parámetros se va a considerar la producción anual como la media de los tres valores resultando por tanto la **producción anual para cada una de las instalaciones es de 103494,61 kWh.**



Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial

Antonio Santiago Romera Zambudio

4 PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 CONDICIONES GENERALES.

4.1.1 DISPOSICIONES VIGENTES.

Todas las obras correspondientes al presente proyecto deberán cumplir la legislación vigente en la materia, en particular la reseñada en el apartado 1.4 de la Memoria.

4.1.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este Pliego de Condiciones se aplicará en el suministro y colocación de todas y cada una de las piezas o unidades de obra necesarias para realizar la instalación a que se refiere el presente proyecto.

4.1.3 VARIACIÓN DE LAS CONDICIONES.

Se aplicarán estas condiciones para todas aquellas obras consideradas en el apartado anterior, entendiéndose que el Contratista conoce las normas generales de la Legislación vigente y las particulares de este Pliego de Condiciones y no se admitirán otras modificaciones al mismo que las que pudiera introducir la Dirección de Obra.

4.1.4 ENSAYOS Y PRUEBAS.

Todos los materiales podrán ser sometidos a cuantos ensayos y pruebas indique la Dirección de Obra. Si los resultados de estos no se ajustan, por defecto, a las calidades contratadas, se establecerá una reducción proporcionada de sus precios o, si a juicio de la Dirección de Obra no queda garantizada la calidad de la obra, se aplicará el párrafo segundo del artículo 4.2.4 de este Pliego de Condiciones.

4.1.5 OBLIGACIONES GENERALES.

El contratista deberá cumplir cuantas disposiciones vigentes hubiera de carácter social y de protección a la Industria Nacional.

Asimismo las normas y reglamentos de Seguridad e Higiene en el Trabajo y las Instrucciones de Seguridad que le indique la Dirección de Obra.

PLIEGO DE CONDICIONES

4.1.6 OCUPACIÓN DE VÍA PÚBLICA.

La Universidad permitirá la ocupación del espacio interno, en aquellos tramos que se precisen para la colocación de materiales y ejecución de las operaciones de forma que se permita la mayor rapidez y economía.

4.2 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.

4.2.1 PROGRAMA DE TRABAJO.

Dentro de los 10 días siguientes a la adjudicación definitiva de las obras, el Contratista entregará al Director de Obra, el programa de trabajos a desarrollar en la ejecución de estas.

El Contratista deberá someter a la aprobación del Director de Obra un programa de trabajo con especificación de los plazos parciales, fecha de terminación de los diferentes capítulos, y fecha final prevista de las obras. Este plan, una vez aprobado por la Dirección de la Obra se incorporará al Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares, adquiriendo carácter contractual, bien entendido que los plazos parciales deben ser respetados de la misma forma y con idéntica fuerza que el final.

Igualmente el Contratista presentará una relación de los medios manuales y mecánicos, así como de los materiales que se compromete a utilizar en la obra. Estos medios serán adscritos a la obra sin que se puedan retirar sin la oportuna autorización del Director de Obra.

El Director de las Obras deberá aprobar los equipos de maquinaria e instalaciones que deban utilizarse en las obras, teniendo libre acceso a cualquier elemento adscrito a la misma.

La aceptación del Plan y la puesta a disposición de los medios no exime de la responsabilidad por parte del Contratista en caso de incumplimiento de los plazos totales y parciales convenidos.

4.2.2 MAQUINARIA Y MEDIOS AUXILIARES.

Previamente al inicio de las obras, el Contratista facilitará la relación de maquinaria y medios auxiliares de trabajo que empleará para la ejecución de la

PLIEGO DE CONDICIONES

obra. Sólo podrán ser retirados de la misma con autorización de la Dirección de Obra.

El importe de estos se considera repercutido en los precios unitarios correspondientes sin que proceda por tanto hacer reclamación en este sentido. En este concepto se incluye en particular la señalización y protección de las obras durante la fase de ejecución con carácter subsidiario a lo que se especifique en el Estudio de Seguridad y Salud o en el Estudio Básico de Seguridad y Salud.

El personal que se emplee en las obras deberá ser dado de alta en la Seguridad Social, estar al día en sus percepciones sociales y tener contrato en vigor, definitivo o temporal, con el Contratista.

No se aceptan Subcontratistas salvo que previamente se comunique motivadamente y por escrito a la Dirección de Obra y a la Propiedad esta circunstancia. El personal a cargo del Subcontratista debe también estar legalmente contratado y al día en sus percepciones sociales, según lo dispuesto en el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

4.2.3 REPLANTEO.

El Contratista hará, sobre el terreno, el replanteo general, marcando las alineaciones con los puntos necesarios, bajo la supervisión del Director de Obra, para que con la ayuda de los planos pueda ejecutar las obras.

El Director de Obra aprobará los datos para el replanteo de detalle para la ejecución de los trabajos, suministrando al Contratista toda la información necesaria que se precise para que aquellos puedan ser realizados.

El Contratista deberá proveer a su costa todos los materiales, equipos y mano de obra necesarios para efectuar los citados replanteos, y determinar los puntos de referencia y control que se requieran.

En el plazo de quince días hábiles a partir de la adjudicación definitiva se comprobará en presencia del adjudicatario, el replanteo de las obras a realizar, extendiéndose la correspondiente Acta de Comprobación de Replanteo. En esta

PLIEGO DE CONDICIONES

se reflejará la conformidad o disconformidad a cualquier punto alcanzado en el contrato y en especial a los documentos contractuales.

Cuando exista discrepancia respecto con los documentos contractuales, el Acta de replanteo deberá ser acompañada de un nuevo presupuesto, valorado a precios de contrato.

Todas las referencias, puntos singulares y cotas se harán constar en un anejo del Acta de Comprobación del Replanteo, una copia de dicho anejo se unirá a los documentos entregados al Contratista.

El Contratista se responsabilizará de la conservación de los puntos de replanteo, marcándolos con estacas, mojones de hormigón o protecciones adecuadas.

4.2.4 NORMAS GENERALES Y DOCUMENTOS.

El Contratista tiene obligación de ejecutar esmeradamente todas las obras y cumplir estrictamente todas las condiciones estipuladas y cuantas órdenes le sean dadas, verbalmente o escritas, por la Dirección de Obra, entendiéndose que deben entregarse completamente terminadas cuantas obras afecten a éste compromiso.

Si a juicio del Director de Obra, hubiese alguna parte de la obra mal ejecutada, tendrá el Contratista la obligación de demolerla y volverla a ejecutar cuantas veces sea necesario, hasta que quede a satisfacción del Director, no dándole estos aumentos de trabajo derecho a pedir indemnización de ningún género, aunque las malas condiciones de aquella se hubiesen notado después de la recepción provisional.

El Director de Obra podrá designar ayudantes a cuyas órdenes deberá ajustarse el Contratista, reservándose el derecho de apelar a la Dirección.

Las relaciones entre el Director de Obra y el Contratista se establecerán a través del Libro de Órdenes y Asistencias.

El Contratista deberá solicitar las órdenes que necesite con anticipación de 6 días y los planos necesarios con la de 15 días, a fin de que nunca pueda justificarse el retraso en el cumplimiento de las órdenes de la Dirección por la escasez de tiempo fijado hasta su ejecución.

PLIEGO DE CONDICIONES

Durante la ejecución de los trabajos y hasta la recepción provisional que luego se establece, el Contratista deberá garantizar a su costa, por todos los medios posibles, las obras efectuadas contra los deterioros que pudieran producirles la intemperie o cualquier otra causa.

4.2.5 RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA.

El Contratista es el único responsable de la ejecución de las obras que haya contratado, no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio que pudiera costarle, ni por las equivocaciones que cometiese durante su construcción, corriendo todo ello de su cuenta, siendo independiente de la inspección del Director de Obra.

Asimismo, será responsable ante los Tribunales de Justicia de los accidentes que pudiera ocurrir, ateniéndose en todo a las disposiciones de las Leyes comunes sobre la materia.

El Contratista debe suscribir las garantías por daños materiales establecidas en el Artículo 19 de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.

El Contratista debe tener suscrita una póliza de responsabilidad civil por daños a terceros, que cubra a sus trabajadores y a subcontratistas, por un valor de 601.012 €

4.2.6 OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA NO ESPECIFICADAS EN ESTE PLIEGO.

Las dudas que pudieran surgir en las condiciones establecidas en este Proyecto se resolverán por el Director de Obra. Asimismo, la interpretación de los planos, descripciones y detalles supondrán la aceptación por parte del Contratista de lo que dicho Director decida.

4.2.7 DOCUMENTOS QUE SE ENTREGAN AL CONTRATISTA.

Los documentos contractuales que debe disponer el Contratista son:

- Planos.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares.
- Cuadro de Precios Nº 1, o mediciones y presupuesto.

PLIEGO DE CONDICIONES

- Cuadro de Precios N° 2, o mediciones y presupuesto.

Los documentos informativos que suponen una opinión fundada del proyectista son los incluidos en la Memoria (y Anejos). Estos documentos no tienen carácter contractual.

Las contradicciones, omisiones y errores que se adviertan en los documentos, por parte del Ingeniero Director como del Contratista, deben ser reflejados en el Acta de Comprobación del Replanteo.

4.2.8 DESPERFECTOS EN PROPIEDADES COLINDANTES.

Si el Contratista causa se algún desperfecto en propiedades colindantes, tendrá que restaurarlas por su cuenta, dejándolas en el estado en que se encontraban al iniciar las obras.

4.2.9 LIBRO DE ÓRDENES Y ASISTENCIAS

En las oficinas de la Dirección, tendrá el Contratista un libro de órdenes y asistencias, en el que siempre que lo considere conveniente escribirá, el Director de Obra, aquellos mensajes que necesite comunicarle al Contratista, sin perjuicio de ponerlas por oficio cuando lo crea necesario. Estas órdenes las firmará el Contratista como enterado, expresando la hora en que lo verifica.

El cumplimiento de todas estas órdenes será tan obligatorio para el Contratista como el del presente Pliego de Condiciones.

4.3 CONTROL DE LA EJECUCIÓN.

El control de la ejecución tiene por objeto comprobar que los procesos realizados durante la ejecución de la instalación, se organizan y desarrollan para que la Dirección Facultativa asuma su conformidad respecto a lo especificado en el presente proyecto.

El Contratista elaborará el Plan de la obra y el procedimiento de autocontrol de la ejecución de la construcción. Éste último, contemplará las particularidades concretas de la obra, relativas a medios, procesos y actividades y se desarrollará el seguimiento de la ejecución de manera que permita a la Dirección Facultativa comprobar la conformidad con las especificaciones del presente proyecto. Para ello, los resultados de todas las comprobaciones realizadas serán documentados

PLIEGO DE CONDICIONES

por el Constructor, en los registros de autocontrol. Además, efectuará una gestión de los acopios que le permita mantener y justificar la trazabilidad de las partidas y remesas recibidas en la obra, de acuerdo con el nivel de control establecido en el presente proyecto y descrito en los siguientes párrafos del presente Pliego.

La Dirección Facultativa podrá eximir de la realización de inspecciones externas, para aquellos procesos de la ejecución de la construcción que se encuentren en posesión de un distintivo de calidad oficialmente reconocido.

4.4 CONDICIONES DE LOS MATERIALES.

4.4.1 CONDUCTORES ELÉCTRICOS.

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto.

MATERIALES.

Los conductores serán de los siguientes tipos:

De 450/750 V de tensión nominal.

- Conductor: de cobre.
- Formación: unipolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC).
- Tensión de prueba: 2.500 V.

De 0,6/1 kV de tensión nominal.

- Conductor: de cobre (o de aluminio, cuando lo requieran las especificaciones del proyecto).
- Formación: uni-bi-tri-tetrapolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE).
- Tensión de prueba: 4.000 V.
- Instalación: al aire o en bandeja.
- Normativa de aplicación: UNE 21.123.

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20°C será del 98 % al 100

PLIEGO DE CONDICIONES

%. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba:

- A una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro equivalente a 20 o 30 veces el diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20°C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo.

La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V. Los conductores de sección igual o superior a 6 mm² deberán estar constituidos por cable obtenido por trenzado de hilo de cobre del diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

DIMENSIONADO.

Para la selección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

Intensidad máxima admisible: Como intensidad se tomará la propia decada carga. Partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la sección del *cable* que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITCBT- 19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayoración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC-BT-44 para receptores de alumbrado e ITC-BT-47 para receptores de motor.

Caída de tensión en servicio: La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de utilización sea menor del 3 % de la tensión nominal en el origen de la instalación, para alumbrado, y del 5 % para los demás usos, considerando alimentados todos los receptores susceptibles de funcionar simultáneamente. Para la derivación individual la caída de tensión máxima admisible será del 1,5 %. El valor de la caída de tensión podrá compensarse entre la de la instalación interior y la de la derivación individual, de forma que la

PLIEGO DE CONDICIONES

caída de tensión total sea inferior a la suma de los valores límites especificados para ambas.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC-BT-07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

4.4.2 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima igual a la fijada por la tabla 2 de la ITC-BT-19, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

4.4.3 IDENTIFICACIÓN DE CONDUCTORES.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos.

Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

4.4.4 TUBOS PROTECTORES.

Los conductores se colocarán dentro de tubos fijados directamente sobre las paredes, enterrados, directamente empotrados en estructuras o en el interior de huecos de la construcción, según se indica en Memoria y Planos del presente Proyecto.

CONDUCTORES AISLADOS BAJO TUBOS PROTECTORES.

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.
- Tubo y accesorios no metálicos.
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN 50.086 -2-1: Sistemas de tubos rígidos.
- UNE-EN 50.086 -2-2: Sistemas de tubos curvables.
- UNE-EN 50.086 -2-3: Sistemas de tubos flexibles.
- UNE-EN 50.086 -2-4: Sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

Tubos en canalizaciones fijas en superficie.

En las canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos curvables. Sus características mínimas serán las indicadas en la ITC-BT-21.

CONDUCTORES AISLADOS BAJO CANALES PROTECTORAS.

La canal protectora es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Los cables utilizados serán de tensión asignada no inferior a 450/750 V.

Las canales protectoras tendrán un grado de protección IP4X y estarán clasificadas como "canales con tapa de acceso que sólo pueden abrirse con herramientas". En su interior se podrán colocar mecanismos tales como interruptores, tomas de corriente, dispositivos de mando y control y similares siempre que se fijen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. También se podrán realizar empalmes de conductores en su interior y conexiones a los mecanismos.

Las canalizaciones para instalaciones superficiales ordinarias tendrán unas características mínimas indicadas en la ITC-BT-21.

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en las normas UNE-EN 501085.

Las canales protectoras para aplicaciones no ordinarias deberán tener unas características mínimas de resistencia al impacto, de temperatura mínima y máxima de instalación y servicio, de resistencia a la penetración de objetos sólidos y de resistencia a la penetración de agua, adecuadas a las condiciones del emplazamiento al que se destina; asimismo las canales serán no propagadoras de la llama. Dichas características serán conformes a las normas de la serie UNE-EN 50.085.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.

Las canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada.

La tapa de las canales quedará siempre accesible.

CONDUCTORES AISLADOS EN BANDEJA O SOPORTE DE BANDEJAS.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes.

Todos los accesorios, como codos, cambios de plano, reducciones, tes, uniones, soportes y similares, tendrán la misma calidad que la bandeja.

Las bandejas y sus accesorios se sujetarán a techos y paramentos mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.

No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio desoldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tornillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán cajas metálicas que se fijarán a las bandejas.

NORMAS DE INSTALACION EN PRESENCIA DE OTRAS CANALIZACIONES NO ELÉCTRICAS.

En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia mínima de 3 cm.

En caso de proximidad con conductos de calefacción, de aire caliente, vapor o humo, las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa y, por consiguiente, se mantendrán separadas por una distancia conveniente o por medio de pantallas calorífugas.

Las canalizaciones eléctricas no se situarán por debajo de otras canalizaciones que puedan dar lugar a condensaciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas, etc., a menos que se tomen las disposiciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas condensaciones.

ACCESIBILIDAD A LAS INSTALACIONES.

Las canalizaciones deberán estar dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones. Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que mediante la conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

En toda la longitud de los pasos de canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables, estando protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad.

Las cubiertas, tapas o envolventes, mandos y pulsadores de maniobra de aparatos tales como mecanismos, interruptores, bases, reguladores y similares instalados en los locales húmedos o mojados, serán de material aislante.

4.4.5 CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratueras y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de

PLIEGO DE CONDICIONES

lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaz de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

4.4.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de Silicio Cristalino, o UNE- EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio de reconocido prestigio, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo 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.

Los módulos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de la célula y sus circuitos por sombreados parciales y tener un grado de protección IP65.

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen de $\pm 5\%$ de las correspondientes a sus valores nominales de catálogo.

La estructura del módulo fotovoltaico se conectará a tierra.

El diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre los diferentes modelos de módulos que componen la instalación y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa, además los distintos modelos se conectarán en ramas del inversor diferentes.

PLIEGO DE CONDICIONES

En aquellos casos excepcionales en la que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos en laboratorios homologados a los ensayos necesarios para satisfacer la norma UNE-EN 61215 para módulos de Silicio Cristalino, o UNE- EN 61646.

Los módulos cumplirán con los requerimientos técnicos exigibles para instalaciones de energía solar fotovoltaica PCT-C-REV de julio 2011, publicado por el IDAE.

4.4.7 INVERSORES.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, trifásico a 400V, 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 del día.

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 funcionará en isla o en modo aislado.

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

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

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

PLIEGO DE CONDICIONES

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos exigibles para instalaciones de energía solar fotovoltaica PCT-C-REV de julio 2011, publicado por el IDAE.

4.4.8 SISTEMA MONITORIZACIÓN.

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.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia activa de salida del inversor.
- 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 potencia mayores de 5 kW
- Energía autoconsumida.

4.4.9 ESTRUCTURA PORTANTE.

La estructura soporte ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y la nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).

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

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

PLIEGO DE CONDICIONES

produzcan flexiones en los módulos superiores a la permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

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

4.4.10 APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA.

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del + 5 % sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior o exterior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

PLIEGO DE CONDICIONES

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanquidad de neopreno o material similar, para evitar la entrada de polvo.

Todos los cables se instalarán dentro de canaletas provistas de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada.

Los cuadros estarán diseñados para poder ser ampliados por ambos extremos.

Los aparatos indicadores (lámparas, amperímetros, voltímetros, etc), dispositivos de mando (pulsadores, interruptores, conmutadores, etc), paneles sinópticos, etc, se montarán sobre la parte frontal de los cuadros.

Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de bornas situada junto a las entradas de los cables desde el exterior.

Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosiva y una pintura de acabado de color que se especifique en las Mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- Los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.

PLIEGO DE CONDICIONES

- El cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos.

Todos los aparatos de mando y maniobra que se incorporen a éstas instalaciones deberán cumplir las siguientes condiciones mínimas:

- Deberán pertenecer a una marca de reconocido prestigio en el mercado, en caso de dudas a este respecto, podrán ser requeridas todas las informaciones y verificaciones de ensayos homologados oficialmente que se consideren oportunos.
- Sus características fundamentales irán impresas de modo indeleble e inconfundible, en los aparatos por parte del fabricante.
- Dichas características se ajustarán a las indicadas en cada caso en el proyecto. En el supuesto de haber algunas diferencias, se consultará al Director de Obra.
- Se pondrá especial cuidado en la instalación de los aparatos de mando y maniobra, para que no queden partes descubiertas en tensión, accesibles a personal no especializado. Así mismo se pondrá especial cuidado en el trazado de los conductores de empalme y en que exista una unión y suficiente íntima en los empalmes y embornaduras.
- Una vez realizado el montaje, deberán colocarse los rótulos necesarios para que el usuario pueda accionar convenientemente los aparatos.
- Será responsabilidad del propietario o usuario de la instalación, cualquier contingencia debida a una manipulación indebida de los mecanismos, por forcejeo, abertura, etc.

4.4.11 APARATOS DE PROTECCIÓN.

INTERRUPTORES AUTOMATICOS.

En el origen de la instalación y lo más cerca posible del punto de alimentación a la misma, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobrecorrientes de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

PLIEGO DE CONDICIONES

La protección contra sobrecargas para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual y eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él.

Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.

FUSIBLES.

Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

INTERRUPTORES DIFERENCIALES.

- 1) La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:
 - Protección por aislamiento de las partes activas.
 - Protección por medio de barreras o envolventes.
 - Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.
- 2) La protección contra contactos directos se asegurará:

Mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra.

4.5 NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

La instalación eléctrica deberá ser realizada únicamente por instaladores autorizados, regulado según la ITC-BT-03, en base al proyecto y bajo la Dirección del técnico autor del proyecto. Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Técnico al Constructor o Instalador, dentro de las limitaciones presupuestarias.

Si, en el curso de la ejecución de la instalación, el instalador autorizado considerase que el proyecto o memoria técnica de diseño no se ajusta a lo establecido en el Reglamento, deberá, por escrito, poner tal circunstancia en conocimiento del técnico autor del proyecto o memoria, y del propietario. Si no hubiera acuerdo entre las partes se someterá la cuestión al Órgano competente

PLIEGO DE CONDICIONES

de la Comunidad Autónoma, para que ésta resuelva en el más breve plazo posible.

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales.

Todos los materiales podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la Dirección Técnica, bien entendiendo que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la instalación.

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

Las normas aceptadas para la ejecución de este proyecto son las siguientes:

- ITC del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 848/2002).
- Normas UNE de referencia en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 848/2002).
- Normas de la Compañía Suministradora.

4.6 PRUEBAS REGLAMENTARIAS.

Al término de la ejecución de la instalación, el instalador autorizado realizará las verificaciones que resulten oportunas, en función de las características de

PLIEGO DE CONDICIONES

aquella, según se especifica en la ITC-BT-05 y en su caso todas las que determine la Dirección de Obra.

Las verificaciones previas a la puesta en servicio de las instalaciones deberán ser realizadas por las empresas instaladores que las ejecuten. Las instalaciones eléctricas en baja tensión deberán ser verificadas, previamente a su puesta en servicio y según corresponda en función de sus características, siguiendo la metodología de la norma UNE 20.460-6-61.

Asimismo, las instalaciones que se especifican en la ITC-BT-05, deberán ser objeto de la correspondiente Inspección Inicial por Organismo de Control.

Las inspecciones podrán ser:

- INSPECCIONES INICIALES:

Una vez ejecutadas las instalaciones, previamente a la puesta en servicio de las mismas y antes de ser documentadas ante el Órgano competente de la Comunidad Autónoma.

- INSPECCIONES PERIÓDICAS:

- Cada 5 años, todas las instalaciones eléctricas en baja tensión que precisaron inspección inicial.
- Cada 10 años, las comunes de edificios de viviendas de potencia total instalada superior a 100 kW.

Como resultado de la inspección, el Organismo de Control emitirá un Certificado de Inspección, en el cual figurarán los datos de identificación de la instalación y la posible relación de defectos, con su clasificación, y la calificación de la instalación, que podrá ser favorable, condicionada o negativa.

Antes de la puesta en marcha de las instalaciones, el instalador realizará, al menos, las siguientes comprobaciones:

- Funcionamiento de las medidas de protección.
- Continuidad de los conductores activos.
- Continuidad de los conductores de protección.
- Continuidad de los conductores de tierra.
- Resistencia de las conexiones de equipotencialidad.

PLIEGO DE CONDICIONES

- Resistencia de aislamiento entre conductores activos y de tierra en cada circuito.
- Resistencia de puesta a tierra.
- Funcionamiento de todos los suministros complementarios.

4.7 CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.

4.7.1 OBLIGACIONES DEL USUARIO

Los titulares de las instalaciones deberán mantener en buen estado de funcionamiento sus instalaciones, utilizándolas de acuerdo con sus características y absteniéndose de intervenir en las mismas para modificarlas. Si son necesarias modificaciones, éstas deberán ser efectuadas por un instalador autorizado.

4.7.2 OBLIGACIONES DE LA EMPRESA MANTENEDORA.

Cualquier operación de Mantenimiento deberá realizarla un Instalador Autorizado.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

Teniendo en cuenta que para las protecciones de las personas contra posibles contactos indirectos se han previsto los interruptores diferenciales, será conveniente probar periódicamente, o cuando puedan surgir dudas, el correcto funcionamiento de dichos aparatos, para ello se pulsarán los botones de prueba y disparo que disponen los mismos.

Se comprobará el aislamiento de la instalación para que, entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores, no sea inferior a 0,25 MΩ.

PLIEGO DE CONDICIONES

4.8 REQUISITOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.

4.8.1 GENERALIDADES.

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

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.

4.8.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

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.

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.

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.

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 según el lugar y tiempo de reposición 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.

PLIEGO DE CONDICIONES

Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

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.

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.

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).

4.8.3 GARANTÍAS.

- Ámbito general de la garantía.

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.

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.

PLIEGO DE CONDICIONES

– Plazos.

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 e inversor, la garantía mínima será de 10 años.

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 dichas interrupciones.

– Condiciones económicas.

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.

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.

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

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.

– Anulación de la garantía

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

PLIEGO DE CONDICIONES

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

- Lugar y tiempo de la prestación.

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.

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.

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.

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.

4.9 CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES.

Las instalaciones en el ámbito de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión deben ejecutarse sobre la base de una documentación técnica que, en función de su importancia, deberá adoptar una de las siguientes modalidades:

- Proyecto: deberá ser redactado y firmado por técnico titulado competente, quien será directamente responsable de que el mismo se adapte a las disposiciones reglamentarias, las instalaciones que precisan proyecto están descritas en el apartado 3 de la ITC-BT-04.

El contenido mínimo del proyecto cumplirá lo establecido en el apartado 2.1 de la ITC-BT-04 y según lo estipulado en la Orden de 13/03/2002 de la Consejería

PLIEGO DE CONDICIONES

de Industria y Trabajo por el que se establecen el contenido mínimo de proyectos de industrias y de instalaciones industriales.

- Memoria Técnica de Diseño (MTD): se redactará sobre impresos, según modelo determinado por el Órgano competente de la Comunidad Autónoma, con objeto de proporcionar los principales datos y características de diseño de las instalaciones. El instalador autorizado para la categoría de la instalación correspondiente o el técnico titulado competente que firme dicha Memoria será directamente responsable de que la misma se adapte a las exigencias reglamentarias. Las instalaciones que precisan MTD están descritas en el apartado 4 de la ITC-BT-04.

Para la tramitación de las instalaciones, y antes de la puesta en servicio de las mismas, el instalador autorizado deberá presentar ante el Órgano competente de la Comunidad Autónoma, al objeto de su inscripción en el correspondiente registro, el Certificado de Instalación con su correspondiente anexo de información al usuario al que se acompañará, según el caso, el Proyecto o la MTD, así como el certificado de Dirección de Obra firmado por el correspondiente técnico titulado competente, y el certificado de inspección inicial con calificación de resultado favorable, del Organismo de Control, si procede.

El Órgano competente de la Comunidad Autónoma deberá diligenciar las copias del Certificado de Instalación y, en su caso, del Certificado de Inspección Inicial, devolviendo copias tanto al instalador como a la propiedad, a fin de que ésta pueda entregar una copia a la Compañía Eléctrica, requisito sin el cual ésta no podrá suministrar energía a la instalación.

4.10 LIBRO DE ÓRDENES.

Se dispondrá en el centro de trabajo de la instalación de un libro de órdenes, en el que se harán constar las incidencias surgidas en el transcurso de su ejecución, incluyendo cada visita, revisión, etc.

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial



Antonio Santiago Romera Zambudio



5 ESTUDIO DE VIABILIDAD

5.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo del proyecto resulta fundamental a la hora de dar significado y justificación a la realización del proyecto. Se considerará que la planta fotovoltaica tendrá una vida útil de veinticinco años a la hora de realizar el estudio.

5.2 ANTECEDENTES AL PROYECTO

La transición energética son un conjunto de cambios relacionados con la forma de generar y consumir energía aprobados por 195 países en la XXI Conferencia sobre el Cambio Climático, entre los cuales España se encuentra incluido.

Esta se centra en la reducción de las emisiones de carbono, limitando así el calentamiento global, siendo por tanto un proceso largo y tedioso donde las energías renovables desplazarán a los combustibles fósiles.

Por ello la Universidad Miguel Hernández ha elaborado el *Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030*, donde se define cual es el camino a seguir por la Universidad en la implantación de energías renovables y otras acciones como la eficiencia energética.

El presente proyecto pretende estar enmarcado por el Plan anteriormente mencionado, colaborando así a mejorar el perfil ecológico de la Universidad y a reducir el consumo de energía.

A día de hoy este tipo de instalaciones tienen un plazo de amortización en torno a los 6-7 años que comparándolo con su vida útil, en torno a los 25 años hace que resulte altamente atractiva la inversión.

5.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

5.3.1 OBJETIVOS GENERALES

El objetivo del proyecto es definir de manera completa ambas instalaciones mostrando como se puede aumentar la potencia instalada respecto a la indicada en el *Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030*,

ESTUDIO DE VIABILIDAD

haciendo que esta siga siendo rentable. Además también tiene como objetivo conseguir un autoconsumo colectivo en la red interna de la Universidad.

5.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A continuación se muestran los objetivos del presente estudio de viabilidad:

- Estudio del consumo energético actual de la Universidad.
- Tratar de concienciar a la sociedad de la necesidad del uso de las energías renovables.
- Estudio económico, amortización y cálculo de la producción de energía.

5.4 POLÍTICA ENERGÉTICA ACTUAL EN ESPAÑA

Actualmente el sector energético se encuentra inmerso en una crisis energética debido a la falta de algunas fuentes de energía, esta crisis junto con la transición energética está acelerando aún más el proceso de cambio hacia las energías renovables. Esto unido a la existencia de numerosas subvenciones y ayudas al sector de la energías renovables hace que el crecimiento se esté produciendo de forma acelerada.

A nivel nacional se puede comprobar esta tendencia de aumento en la instalación de energía renovables, entorno a un 35% anual. En la siguiente tabla se puede comprobar esta tendencia anteriormente descrita junto con una drástica reducción de la potencia instalada de fuentes de energía no renovables como el carbón.

POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2018 al 2022

	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	17.064	17.099	17.098	17.094	17.094
Turbina de bombeo	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Nuclear	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.030	9.683	5.733	3.764	3.464
Fuel + Gas	8	8	8	8	8
Motores diésel	811	769	769	769	769
Turbina de gas	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Turbina de vapor	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11
Eólica	23.427	25.678	27.591	28.594	30.037
Solar fotovoltaica	4.771	8.747	11.691	15.288	19.946
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	891	1.042	1.091	1.093	1.093
Cogeneración	5.848	5.725	5.709	5.658	5.643
Residuos no renovables	449	442	432	445	426
Residuos renovables	157	157	157	170	170
Potencia total	104.103	109.994	110.926	113.528	119.295

Figura 54. Potencia instalada (MW) a nivel nacional. Fuente: www.ree.es

ESTUDIO DE VIABILIDAD

De hecho en el año 2022 mix energético peninsular estuvo formado por un 43,7 % de energías renovables, como se refleja en la siguiente tabla:

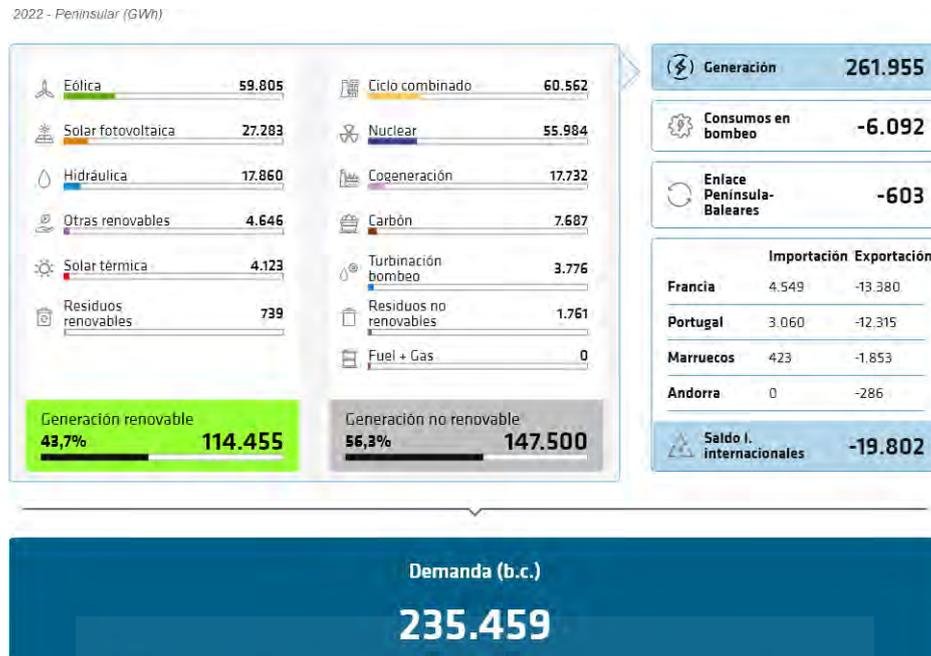


Figura 60. Balance Eléctrico (GWh). Fuente: www.ree.es

5.5 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

En la siguiente tabla se muestra el resumen del presupuesto de la instalación junto con el sistema de vertido cero (sistema de medida y control):

RESUMEN PRESUPUESTO		
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	47.527,04 €	56,44%
ESTRUCTURA	13.049,28 €	15,50%
CABLEADO	2.294,00 €	2,72%
APARAMENTA	3.541,40 €	4,21%
CANALIZACIONES	3.960,00 €	4,70%
SISTEMA DE MEDIDA Y CONTROL	11.997,56 €	14,25%
PUESTA A TIERRA	872,68 €	1,04%
CONTROL DE CALIDAD	373,65 €	0,44%
GESTIÓN DE RESIDUOS	519,00 €	0,62%
CARTEL DE OBRA	72,22 €	0,09%
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	84.206,83 €	
GASTOS GENERALES (13%)	10.946,89 €	
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	5.052,41 €	
PRESUPUESTO BASE SIN IVA	100.206,13 €	
IVA (21%)	21.043,29 €	
PRESUPUESTO BASE	121.249,42 €	

Tabla 46. Resumen del presupuesto.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

El presupuesto total asciende a 121.249,42 €, incluyendo gastos generales, beneficio industrial e IVA. En la tabla se puede observar la descomposición de cada uno de los capítulos del proyecto. Hay que tener en cuenta que el sistema de vertido cero (sistema de medida y control) sería usado todas las instalaciones fotovoltaicas de la universidad por lo que habría que repercutir la parte proporcional a esta instalación y no su totalidad como se ve ahí reflejado.

El presupuesto final una vez repercutida la parte proporcional del sistema de vertido cero asciende a 105.123,31 €.

5.6 SUBVENCIONES Y AYUDAS ACTUALES. FONDOS EUROPEOS NEXT GENERATION

A día de hoy existen numerosas ayudas y subvenciones que hacen que sea aún más interesante la instalación de un sistema de aprovechamiento de energía solar, generalmente estas ayudas se aplican al sector residencial, entre ellas destacan:

- Ayudas al autoconsumo estatales Next Generation.
- Deducciones del Impuesto de la Renta (IRPF).
- Bonificación fiscal del IBI.
- Bonificación fiscal del ICIO.

En el caso particular del presente proyecto al no tratarse de un inmueble de uso predominante residencial-vivienda solamente son de aplicación la bonificación fiscal del ICIO y las ayudas al autoconsumo estatales Next Generation.

5.6.1 AYUDAS AL AUTOCONSUMO ESTATALES NEXT GENERATION

Se trata de subvenciones destinadas a financiar inversiones en instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable, tanto en la administración pública, sector residencial o tercer sector. Estas ayudas se enmarcan en los objetivos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y se pueden solicitar hasta el 31 de diciembre de 2023.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

La subvención máxima a percibir se corresponderá con los 5 primeros MW de potencia de la instalación. La única limitación de estas subvenciones es que solo será elegible **una actuación por destinatario último de la ayuda o consumo**.

Las subvenciones quedarán enmarcadas dentro del programa de incentivos 4 (*Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento*), ya que las Universidades se encuentran clasificadas en el artículo 2.2 de la Ley 40/2015 de 1 de octubre como sector público institucional, siendo por lo tanto parte del sector público.

A continuación se incluyen los importes subvencionables en función de la potencia pico instalada para las administraciones públicas:

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	500	555
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	650	720
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	750	835
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	1.000	1.110
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	1.150	1.275
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	2.700	3.000
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	4.100	4.550

Figura 61. Importes subvencionables. Fuente: www.boe.es

Las ayudas aplicables sobre actuaciones adicionales, a añadir, en su caso, a los presentados en la tabla anterior son los siguientes:

Actuaciones	Módulo [Ayuda sobre actuación adicional (según caso)]
Eliminación del amianto en cubiertas para proyectos de solar fotovoltaica*	P ≤ 100 kWp: 160 €/kWp 100 kWp < P ≤ 1.000 kWp: 110 €/kWp 1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp: 50 €/kWp
Instalación de marquesinas para proyectos de solar fotovoltaica	120 €/kWp

Figura 62. Ayudas actuaciones adicionales. Fuente: www.boe.es

La ayuda a aplicar en el caso de incorporar sistemas de almacenamiento (módulo almacenamiento) es la siguiente:

Actuaciones	Módulo almacenamiento [Ayuda (€/kWh)]
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (5.000 kWh < P).	140
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones Públicas y el tercer sector (100 kWh < P ≤ 5.000 kWh).	245
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (10 kWh < P ≤ 100 kWh).	350
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (P ≤ 10 kWh).	490

Figura 63. Ayudas sistemas de almacenamiento. Fuente: www.boe.es

ESTUDIO DE VIABILIDAD

Al tratarse de una sola actuación subvencionable sería interesante incluir dentro de un mismo proyecto el número máximo posible de plantas fotovoltaicas para el mismo usuario final, que sería la Universidad Miguel Hernández.

El importe teórico subvencionable para las dos instalaciones del proyecto ascendería a 80.080 €.

5.7 SISTEMA DE TARIFICACIÓN ACTUAL

El Campus de Elche actualmente tiene contratada la tarifa ATR:6.1TD con las siguientes potencias:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Pot. Contratada (kW)	2700	2700	2700	2700	2700	3800

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P5	P6	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 47. Peajes tarifa 6.1TD.

5.7.1 OBTENCIÓN DE LA TARIFA

El precio del kWh empleado en este estudio ha sido obtenido de las facturas del edificio, se incluye una tabla con el término de energía y el de potencia junto con sus cargos y peajes.

Término de la Potencia				Término de la Energía			
Tarifa	€/Kw/día	Peajes	Cargos	Periodo	€/kWh	Peajes	Cargos
1P	0,062918	0,052352	0,010566	1P	0,23206	0,018036	0,013305
2P	0,054359	0,049072	0,005288	2P	0,214803	0,014354	0,009856
3P	0,028295	0,024453	0,003842	3P	0,195541	0,005965	0,003025
4P	0,023454	0,019612	0,003842	4P	0,178562	0,004393	0,002031
5P	0,05229	0,001387	0,003842	5P	0,158896	0,000362	0,001064
6P	0,03148	0,001387	0,001761	6P	0,11596	0,000362	0,001064

Tabla 48. Precios energía y término de potencia.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

A efectos prácticos se va a considerar el precio total del kWh para cada uno de los periodos, incluyendo peajes y cargos, ya que la energía producida sustituirá a energía consumida al precio indicado, sería un caso distinto si existiese una compensación de excedentes, en este caso los excedentes deberían pagar peajes.

5.8 ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

El análisis de la demanda energética se ha obtenido a partir de los consumos cuarto horarios de todo el Campus. Debido a que no existen registros del consumo horario de los edificios a estudio se va a realizar una aproximación a partir de la curva de la Campus ya que si se disponen de los consumos mensuales totales de los edificios.

Para ello se va a calcular que porcentaje representa ese consumo del total del Campus y con ese porcentaje y la curva de carga total se va a sacar la curva de cada uno de los edificios. En este caso será una mera aproximación y no influirá ya que la energía excedente será consumida por otros edificios del Campus como más adelante veremos.

Hay que mencionar que el estudio se ha realizado para las 8760 horas del año.

En primer lugar se presenta la curva de consumo total de la Universidad:

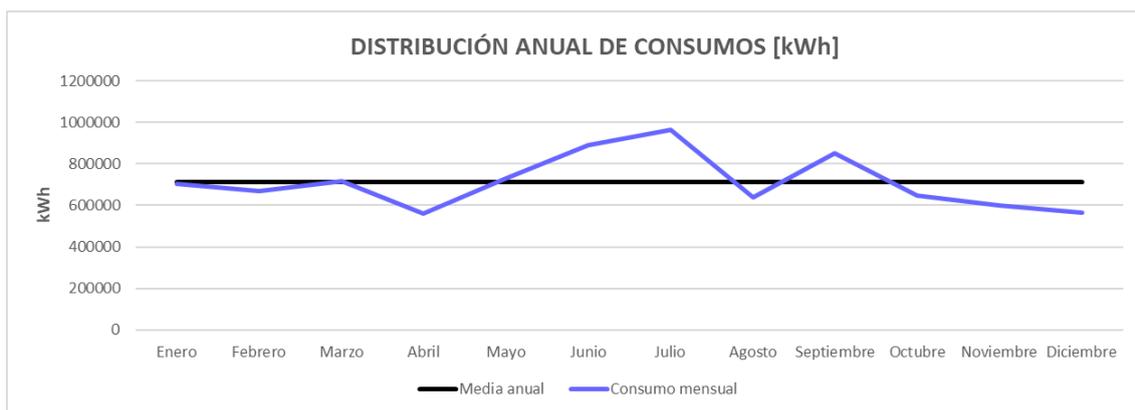


Figura 64. Distribución anual de consumos.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

A continuación se muestra la distribución de los consumos anuales para los edificios a estudio:

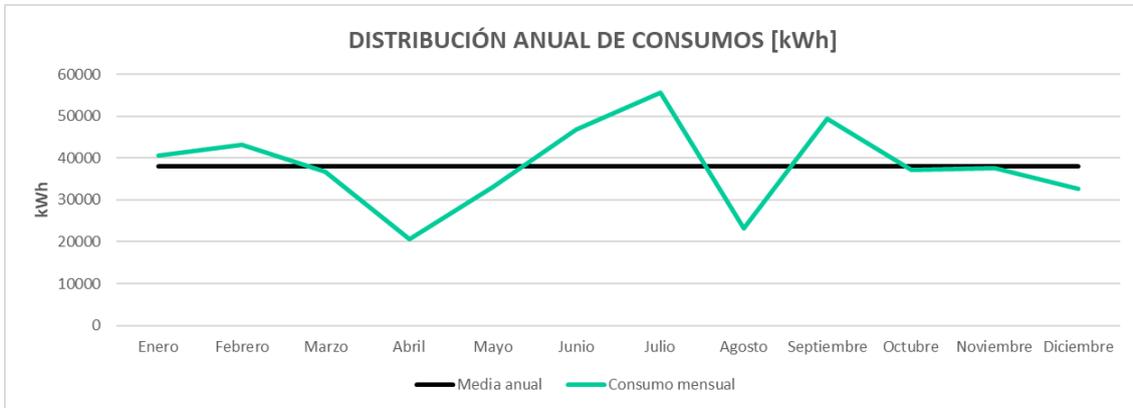


Figura 65. Distribución anual de consumos para los edificios a estudio.

Como se puede ver ambas curvas tienen un comportamiento similar, de manera que los consumos horarios total podrán extrapolarse para los edificios a estudio.

También podemos obtener el consumo en función del peaje, obtenido así un desglose de los consumos mensuales por peaje:

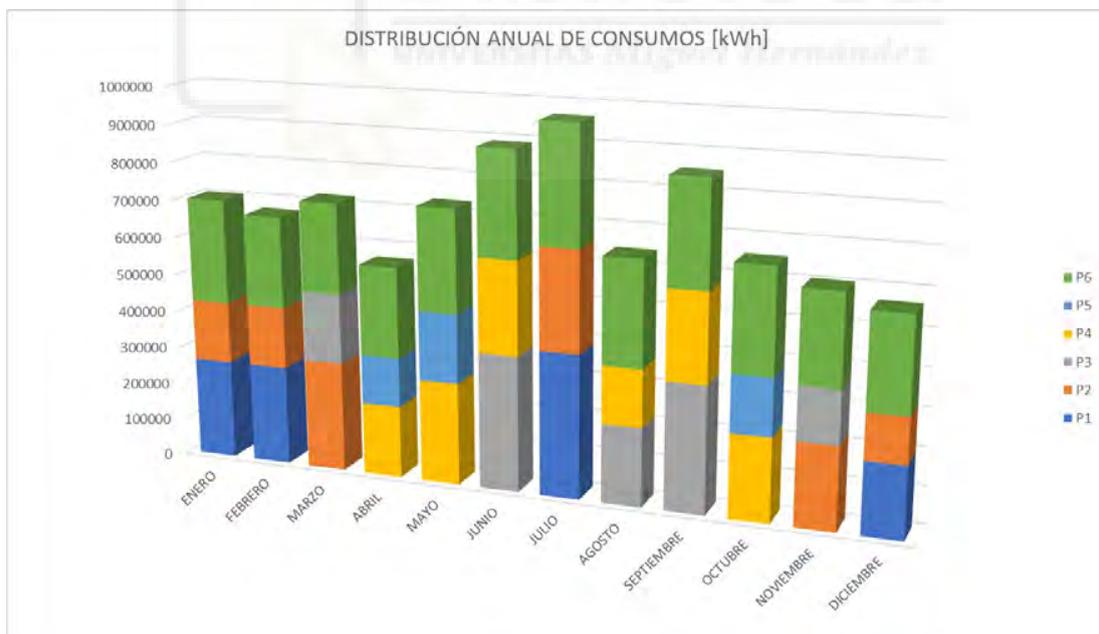


Figura 66. Distribución mensual de consumos por peajes.

Pudiendo obtener también la distribución anual del consumo por peajes:

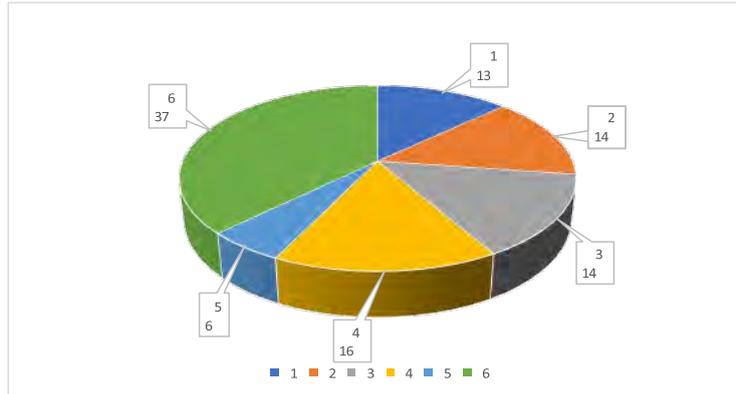


Figura 67. Distribución del consumo por peajes.

5.8.1 FACTURA ELÉCTRICA EN EL CAMPUS

Se presenta a continuación una tabla resumen de los consumos mes a mes junto con el coste de la energía para esos meses, sin tener en cuenta el término fijo:

	Días	E_Cons (kWh)	Coste EE (€)
Enero	31	702207	128.010,36 €
Febrero	29	668857	124.306,85 €
Marzo	31	717717	126.816,32 €
Abril	30	562382	82.810,41 €
Mayo	31	727425	109.189,25 €
Junio	30	887862	147.118,99 €
Julio	31	962513	182.337,57 €
Agosto	31	638116	100.099,40 €
Septiembre	30	850077	140.085,87 €
Octubre	31	649211	95.682,97 €
Noviembre	30	601068	102.650,42 €
Diciembre	31	564016	99.555,60 €
Año		8531451	1.438.664,00 €

Tabla 49. Factura eléctrica mes a mes. Coste energía.

Esta tabla se ha obtenido a partir de los consumos horarios y el precio de la energía correspondiente a cada uno de los peajes, de manera que se extrae de una columna con 8760 datos y aquí se presentan agrupados por meses.

5.8.2 CONSUMO EN LOS EDIFICIOS A ESTUDIO

Tras analizar la carga de consumos del campus se puede comprobar que la cantidad de consumo es tan elevado que la potencia pico necesaria para generar una cantidad de excedentes considerables es bastante alta.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

Los edificios en los que se va a estudiar el impacto en el consumo de la implantación de las instalaciones fotovoltaicas son Altamira, Alcudia y Torrevaillo, suponiendo que la energía excedentaria fuese vertida al edificio Torrevaillo, ya que esto no sería exactamente así si no que se vertería a la red interna del campus y sería consumida por cualquier edificio. A continuación se presenta una tabla con los consumos mensuales reales para los tres edificios a estudio junto con el porcentaje que representan mes a mes del consumo total del campus.

	E_Cons_Alc (kWh)	%	E_Cons_Alt (kWh)	%	E_Cons_Torr (kWh)	%
Enero	28707	4,1%	11817	1,7%	18236	2,6%
Febrero	28380	4,2%	14811	2,2%	19436	2,9%
Marzo	26408	3,7%	10290	1,4%	16514	2,3%
Abril	14196	2,5%	6423	1,1%	9278	1,6%
Mayo	21489	3,0%	11509	1,6%	14849	2,0%
Junio	29623	3,3%	17232	1,9%	21085	2,4%
Julio	36458	3,8%	19254	2,0%	25070	2,6%
Agosto	16383	2,6%	6912	1,1%	10483	1,6%
Septiembre	31343	3,7%	18052	2,1%	22227	2,6%
Octubre	24588	3,8%	12538	1,9%	16707	2,6%
Noviembre	23066	3,8%	14484	2,4%	16898	2,8%
Diciembre	19096	3,4%	13615	2,4%	14720	2,6%
Año	299737	3,5%	156937	1,8%	205503	2,4%

Tabla 50. Consumos mensuales de los edificios a estudio.

Como se puede ver los edificios representan una pequeña parte del consumo total del Campus, entorno a un 7,7 %.

5.9 CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA QUE SE PREVEE INYECTAR A LA RED

Los cálculos realizados en los siguientes apartados se han realizado en una hoja Excel considerando los consumos horarios, de manera que los resultados obtenidos son un resumen de las 8760 horas anuales. El cálculo de consumo, producción y excedentes se ha realizado hora a hora.

5.9.1 EVALUACIÓN ENERGÍA PRODUCIDA-CONSUMIDA

A continuación se va a incluir la tabla que incluye la energía consumida mes a mes por edificio, la energía generada, los excedentes y la energía que habría en consumir de red en estos edificios.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

	E_Cons Alcudia (kWh)	E_Cons Altamira (kWh)	E_Cons Torrev (kWh)	E_Cons Total (kWh)	E_FV (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)
Enero	28707,0	11817,1	18235,9	58760,0	12801,3	11805,5	995,9	46954,5
Febrero	28380,3	14810,9	19436,0	62627,1	15378,2	14757,6	620,6	47869,6
Marzo	26407,8	10290,3	16514,1	53212,2	17886,7	16798,5	1088,2	36413,7
Abril	14195,5	6422,8	9278,2	29896,5	18127,1	12253,2	5873,9	17643,3
Mayo	21489,0	11509,2	14849,2	47847,4	22647,3	19856,6	2790,7	27990,8
Junio	29622,9	17232,1	21084,8	67939,8	23119,3	21869,6	1249,7	46070,2
Julio	36458,0	19254,0	25070,4	80782,4	22165,2	21241,9	923,3	59540,5
Agosto	16382,8	6912,2	10482,7	33777,6	21044,7	15254,2	5790,5	18523,4
Septiembre	31342,9	18051,5	22227,5	71621,8	16059,3	15586,9	472,4	56035,0
Octubre	24588,0	12538,4	16706,9	53833,2	15333,6	14293,5	1040,1	39539,7
Noviembre	23066,1	14483,9	16897,5	54447,5	12610,2	12112,5	497,8	42335,0
Diciembre	19096,4	13614,8	14720,0	47431,1	10573,6	9545,4	1028,2	37844,7
Año	299736,5	156937,1	205503,1	662176,8	207746,6	185375,4	22371,2	476760,4

Tabla 51. Estudio del consumo, producción y excedentes.

Como se puede ver los tres edificios consumen en conjunto 662.176,8 kWh/año, con la instalación fotovoltaica este consumo se verá reducido en un 29 % o lo que es lo mismo 185.416,4 kWh/año. Posteriormente se realizará el estudio económico del ahorro generado.

De la misma manera de los 207746,6 kWh/año generados por la instalación fotovoltaica un 89,23 % serán aprovechados por los edificios del estudio. En la siguiente gráfica se muestran estos datos de gráfica, más sencilla de visualizar:

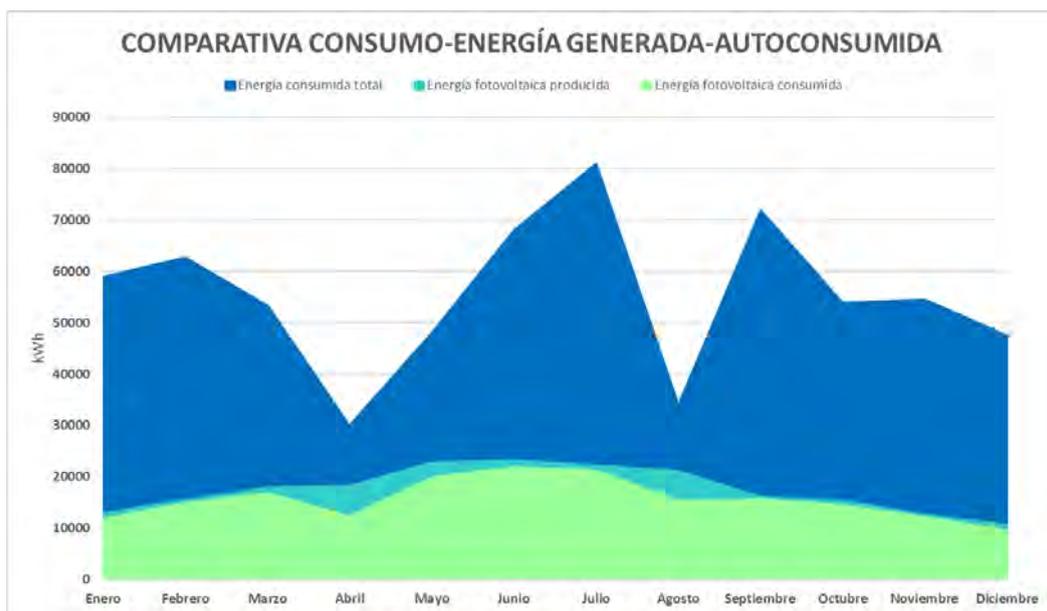


Figura 68. Comparativa consumo-producción.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

Como se puede ver el consumo de los tres edificios es muy superior a la energía generada, aun así se genera una pequeña parte de excedentes que como vemos se localiza sobre todo en el mes de abril (periodo vacacional entorno a quince días) y en el mes de agosto (periodo vacacional, mes completo). Que se generen excedentes estos meses es inevitable ya que se reduce la actividad de la Universidad.

Al ver esta gráfica y con las cifras calculadas previamente podemos decir que la instalación fotovoltaica está correctamente dimensionada.

5.9.2 COBERTURA DE LA DEMANDA

El objetivo de cualquier instalación fotovoltaica es cubrir la mayor parte de los consumos, por ello se va a evaluar cual es el porcentaje total de la demanda cubierta y también el porcentaje de la demanda cubierta para las horas en las que la instalación se encuentra produciendo energía

5.9.2.1 COBERTURA DE LA DEMANDA

Al igual que en resto de apartados se va a realizar el estudio hora a hora para las 8760 horas del año.

Mes	E_Cons_T (kWh)	E_FV Aut (kWh)	Porcentaje de cobertura
Enero	58760,0	11805,5	20,1%
Febrero	62627,1	14757,6	23,6%
Marzo	53212,2	16798,5	31,6%
Abril	29896,5	12253,2	41,0%
Mayo	47847,4	19856,6	41,5%
Junio	67939,8	21869,6	32,2%
Julio	80782,4	21241,9	26,3%
Agosto	33777,6	15254,2	45,2%
Septiembre	71621,8	15586,9	21,8%
Octubre	53833,2	14293,5	26,6%
Noviembre	54447,5	12112,5	22,2%
Diciembre	47431,1	9545,4	20,1%
Año	662176,8	185375,4	28,0%

Tabla 52 Porcentaje de cobertura total..

Como podemos ver la media anual de cobertura se sitúa en torno al 28 %, alcanzando en algunos meses valores en torno al 40-45 %.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

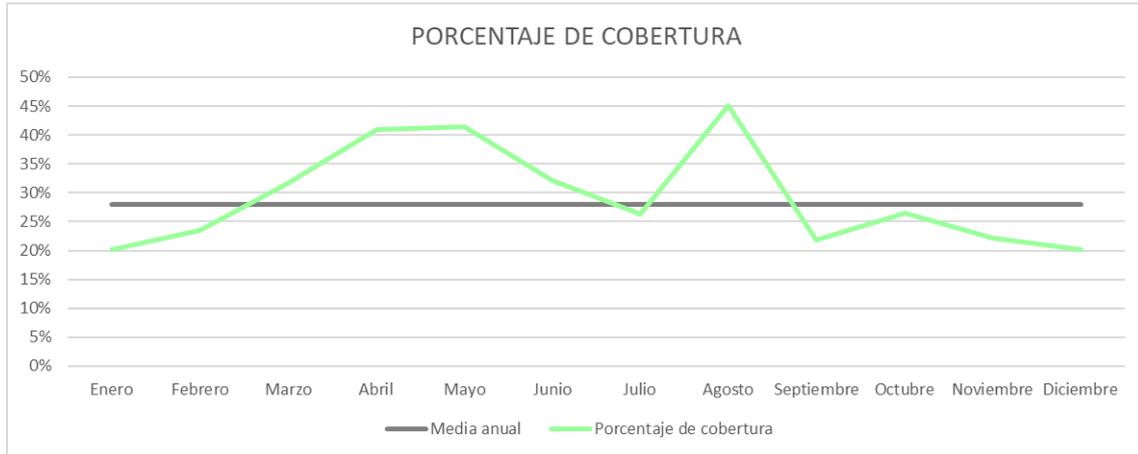


Figura 69. Porcentaje de cobertura total.

5.9.2.2 COBERTURA DE LA DEMANDA DURANTE LA PRODUCCIÓN

En este caso también se va a conocer cuál es el porcentaje de cobertura para aquellos tramos en los que planta se encuentre produciendo. Solo se van a tener en cuenta aquellos consumos que se produzcan simultáneamente a la generación de energía, pudiendo conocer la cobertura durante la producción.

Mes	E_Cons_T (kWh)	E_FV Aut (kWh)	Porcentaje de cobertura
Enero	28056,9	11805,5	42%
Febrero	34071,9	14757,6	43%
Marzo	30993,3	16798,5	54%
Abril	18064,0	12253,2	68%
Mayo	31688,3	19856,6	63%
Junio	49415,6	21869,6	44%
Julio	58401,5	21241,9	36%
Agosto	20264,2	15254,2	75%
Septiembre	46236,1	15586,9	34%
Octubre	28377,8	14293,5	50%
Noviembre	26149,0	12112,5	46%
Diciembre	21376,0	9545,4	45%
Año	393094,7	185375,4	47%

Tabla 53. Porcentaje de cobertura durante la producción.

Como vemos ahora los porcentaje de cobertura aumentan llegando en algunos meses a valores cercanos al 70-75 %. Lo que nos indica que la instalación no genera excedentes.

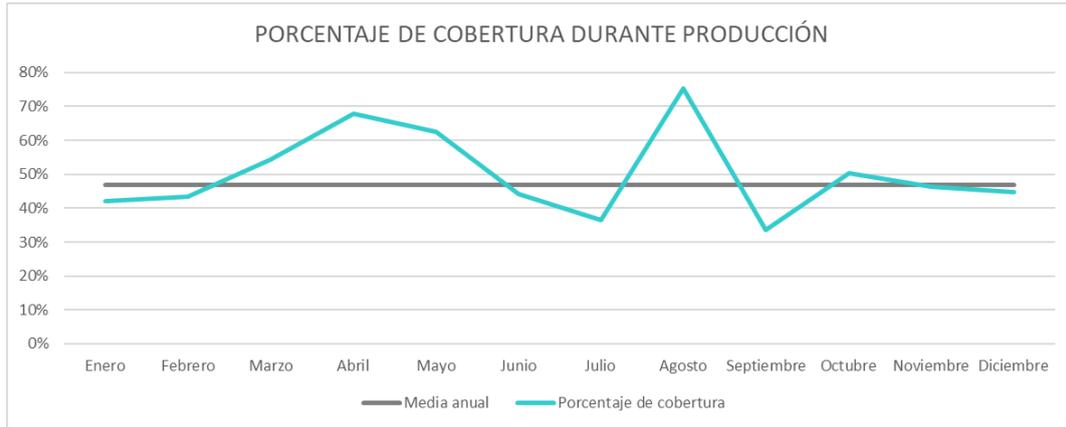


Figura 70. Porcentaje de cobertura durante la producción.

5.10 AMORTIZACIÓN

Al igual que en el resto de los apartados, para la amortización se ha tenido en cuenta la generación hora a hora junto con el precio del kWh para cada hora del año.

Para dotar de mayor realismo al cálculo se ha tenido en cuenta la degradación de los paneles, considerando una pérdida del 0,568 % anual. Se ha supuesto un aumento anual del coste de la energía marcado por un IPC (Índice de precios consumo) del 3 % ya que los precios de la energía irán aumentando durante la explotación de la planta fotovoltaica. Este índice nos indica el aumento anual del precio de bienes y servicios.

Por otro lado se ha considerado un gasto de mantenimiento anual de un 2% del precio de la instalación y un seguro anual con un importe del 1,5 % del coste de la instalación, estos precios también aumentarán a razón de un 3 % anual.

El valor de los ingresos se calculará también hora a hora como kWh consumidos por el precio del kWh en ese momento por el rendimiento del panel de ese año, posteriormente se agruparán anualmente.

$$Ingresos_{anuales} = \sum Ingresos_{mensuales}$$

$$Ingresos_{mensuales} = \sum Ingresos_{diarios}$$

24

$$Ingresos_{diarios} = [\sum (Precio_{kwh_i} \cdot E_{producida_i})] \cdot Rendimiento_{anual_{estimado}}$$

1

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

Cuando se conozcan los ingresos mensuales se restarán los egresos (en este caso seguro y mantenimiento) obteniendo finalmente el cash-flow.

DATOS INSTALACIÓN		INSTALACIÓN	
COSTE INSTALACIÓN	105.123,31 €	Coste estimado (€/Wp)	0,85 €
		PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)	207746,56
		Potencia pico instalada (kWp)	123,2
MANTENIMIENTO		RENTA NETA MEDIA	31.076,67 €
GASTOS DE MANT.	2,0%	DEGRADACIÓN ANUAL DEL PANEL	0,568%
SEGURO	1,5%	IPC estimado	3,00%

Tabla 54. Datos estudio rentabilidad.

AÑO	REND. PANELES	INGRESOS	MANT.	SEGUROS	CASHFLOW	PAYBACK
0	-	-	-	-	- 105.123,31 €	- 105.123,31 €
1	100,0%	32.418,97 €	2.102,47 €	1.576,85 €	28.739,66 €	- 76.383,65 €
2	99,4%	33.201,88 €	2.165,54 €	1.624,16 €	29.412,18 €	- 46.971,47 €
3	98,9%	33.012,21 €	2.230,51 €	1.672,88 €	29.108,83 €	- 17.862,64 €
4	98,3%	32.822,55 €	2.297,42 €	1.723,07 €	28.802,06 €	10.939,42 €
5	97,7%	32.632,89 €	2.366,34 €	1.774,76 €	28.491,78 €	39.431,20 €
6	97,2%	32.443,22 €	2.437,33 €	1.828,00 €	28.177,89 €	67.609,09 €
7	96,6%	32.253,56 €	2.510,45 €	1.882,84 €	27.860,26 €	95.469,35 €
8	96,0%	32.063,89 €	2.585,77 €	1.939,33 €	27.538,80 €	123.008,15 €
9	95,5%	31.874,23 €	2.663,34 €	1.997,51 €	27.213,38 €	150.221,53 €
10	94,9%	31.684,57 €	2.743,24 €	2.057,43 €	26.883,89 €	177.105,43 €
11	94,3%	31.494,90 €	2.825,54 €	2.119,15 €	26.550,21 €	203.655,64 €
12	93,8%	31.305,24 €	2.910,30 €	2.182,73 €	26.212,20 €	229.867,84 €
13	93,2%	31.115,57 €	2.997,61 €	2.248,21 €	25.869,75 €	255.737,59 €
14	92,6%	30.925,91 €	3.087,54 €	2.315,66 €	25.522,71 €	281.260,30 €
15	92,0%	30.736,25 €	3.180,17 €	2.385,13 €	25.170,95 €	306.431,25 €
16	91,5%	30.546,58 €	3.275,57 €	2.456,68 €	24.814,33 €	331.245,58 €
17	90,9%	30.356,92 €	3.373,84 €	2.530,38 €	24.452,70 €	355.698,28 €
18	90,3%	30.167,25 €	3.475,06 €	2.606,29 €	24.085,91 €	379.784,18 €
19	89,8%	29.977,59 €	3.579,31 €	2.684,48 €	23.713,80 €	403.497,98 €
20	89,2%	29.787,93 €	3.686,69 €	2.765,02 €	23.336,22 €	426.834,21 €
21	88,6%	29.598,26 €	3.797,29 €	2.847,97 €	22.953,01 €	449.787,22 €
22	88,1%	29.408,60 €	3.911,21 €	2.933,40 €	22.563,99 €	472.351,20 €
23	87,5%	29.218,93 €	4.028,54 €	3.021,41 €	22.168,98 €	494.520,19 €
24	86,9%	29.029,27 €	4.149,40 €	3.112,05 €	21.767,82 €	516.288,01 €
25	86,4%	28.839,61 €	4.273,88 €	3.205,41 €	21.360,32 €	537.648,33 €

Tabla 55. Tabla estudio rentabilidad.

Se obtiene del estudio que la inversión se amortizará en 3 años y 9 meses.



Figura 71. Gráfica de retorno de la inversión. Payback.

5.10.1.1 ÍNDICES DE RENTABILIDAD

En el caso de las instalaciones solares se considera aceptable un periodo de retorno de entre 6-7 años, en este caso como hemos calculado resulta inferior. Usando los siguientes índices de rentabilidad podremos conocer como de “buena” es la inversión económicamente hablando:

- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Valor Actual Neto (VAN)

5.10.1.1.1 VAN

El Valor Neto Actual (VAN) es un índice empleado en las inversiones que consiste en conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión, de manera que se puede conocer el flujo de efectivo que genera teniendo en cuenta el desembolso inicial. Si este valor supera la inversión inicial se considera como aceptable la inversión.

VALOR ACTUAL NETO (VAN)	537.648,33 €
--------------------------------	--------------

El VAN obtenido para los veinticinco años de explotación asciende a 537.648,33 €, siendo este 5,1 veces mayor que el desembolso inicial.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

Por lo tanto podemos decir que la inversión resulta rentable siempre que se mantengan las condiciones indicadas en este estudio.

5.10.1.1.2 TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) indica en porcentaje como de rentable es una inversión, indicando si generará pérdidas o beneficios. Es una medida muy usada para evaluar si una inversión es rentable o no, cuanto mayor sea la TIR mejor será la inversión. En este tipo de inversiones la TIR se sitúan en torno a un 10 %.

La TIR está muy relacionada con el VAN, de hecho se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

El TIR obtenido para la instalación es:

TIR	26,91%
------------	---------------

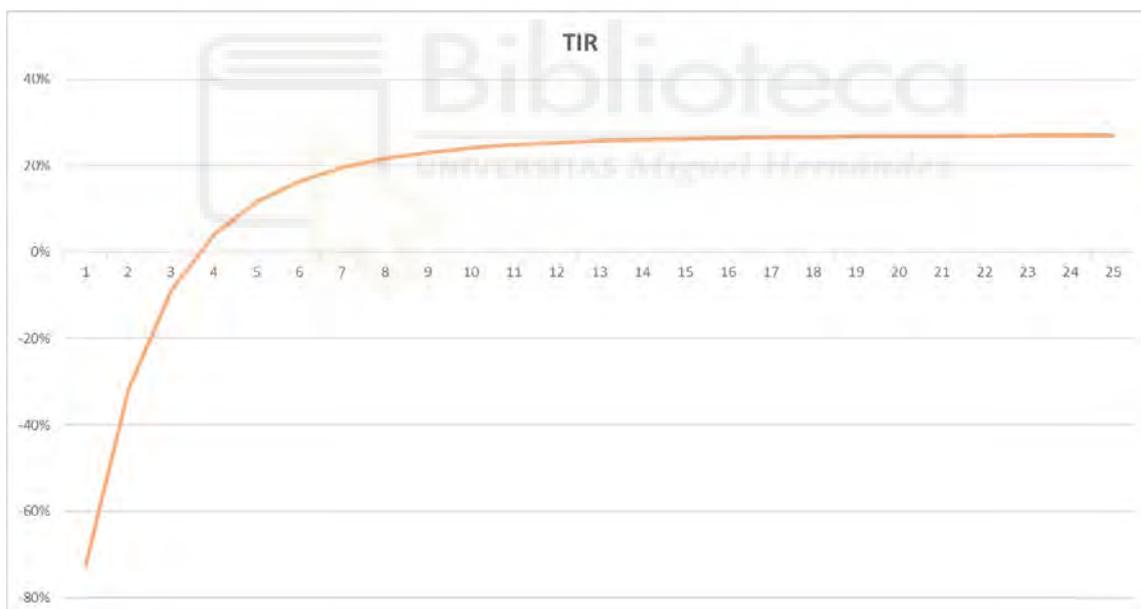


Tabla 56. Evolución del TIR para los 25 años de explotación.

Como vemos el TIR es superior al 10 % lo que hace que la rentabilidad de la instalación sea más alta que la media, por lo tanto el proyecto será más rentable que cualquier otro proyecto con un TIR inferior al de este. Se garantiza la rentabilidad del proyecto siempre que se mantengan las condiciones indicadas en el presente estudio.

ESTUDIO DE VIABILIDAD

5.11 CONCLUSIONES

A día de hoy las instalaciones fotovoltaicas correctamente proyectadas resultan rentables como hemos podido comprobar en el estudio.

Según el Real Decreto 17/2019 la tasa de rentabilidad razonable para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables es del 7,09 %, de manera que la instalación se sitúa por encima de este valor 19,82 puntos.

Se finaliza el presente estudio indicando que a partir de los índices de rentabilidad calculados previamente el proyecto resulta rentable para la Universidad Miguel Hernández, ahorrando así un 28 % de la energía consumida por los edificios.

El presente estudio tendrá validez siempre y cuando se cumplan las condiciones indicadas en el mismo.



Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial

Antonio Santiago Romera Zambudio

6 POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD.

6.1 INTRODUCCIÓN.

Existen muchos motivos para conocer cuál es la demanda energética de Universidad y por supuesto su comportamiento. La unión de la demanda energética y su comportamiento recibe el nombre de curva de carga. Como más adelante se comprobará el Campus de Elche requiere una gran cantidad de energía lo que se traduce en un elevado coste para la Universidad, además la sociedad avanza, teniendo cada vez mayores necesidades energéticas debido al crecimiento poblacional y económico, lo que supondrá un incremento mayor en el coste de la energía.

Por tanto es fundamental en primer lugar reducir el consumo de energía siendo más eficientes, pero también es necesario que esa energía que consumimos provenga de fuentes de energía renovables, estas poseen un doble efecto, por un lado reducen las emisiones de gases de efecto invernadero contribuyendo a frenar el cambio climático y además a largo plazo pueden producir energía a un coste inferior al que nos pueda ofrecer la comercializadora, generado de esa manera un ahorro económico considerable.

En este apartado se pretende mostrar la situación actual del Campus de Elche en el campo de las energías renovables, tratando de ver cuáles son las limitaciones de las instalaciones actuales, proponiendo mejoras en el modo de explotación de estas. Se mostrará también cuáles serán las instalaciones futuras según indica el *Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030* calculando así la energía producida una vez se cumpla este. Por otro lado se tratará de analizar como influirán en todo este panorama las instalaciones fotovoltaicas definidas en el presente proyecto.

6.1.1 ¿CÓMO SE OBTIENE LA DEMANDA ENERGÉTICA?

Para conocer la demanda energética de un edificio se puede partir de dos escenarios totalmente diferentes. En el primero de ellos partimos de un proyecto en desarrollo en el cual no se ha construido el complejo o edificio y por tanto tratamos de estimar las necesidades energéticas del mismo, mientras que en el segundo escenario, que es nuestro caso, se parte de un Campus Universitario del cual podemos conocer su curva de demanda energética mediante los consumos horarios de los últimos años.

Por lo tanto el presente estudio se va a basar en los consumos horarios de todo el Campus de Elche, de manera que se podrá estudiar en detalle el impacto de las instalaciones fotovoltaicas. A partir de estos consumos podremos conocer la demanda energética anual.

6.2 DATOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO.

En este apartado se van a emplear:

- Consumos horarios del Campus de Elche.
- Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030.
- Datos de la producción energética de cada una de las plantas.

Debido a la ausencia de datos de cada una de las instalaciones fotovoltaicas se va a considerar para el cálculo de la producción un *performance ratio* igual al calculado para las instalaciones del presente proyecto y la potencia pico indicada en el Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización.

6.3 ¿AUTOCONSUMO COLECTIVO EN LA UNIVERSIDAD?

Actualmente las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo construidas en la Universidad se acogen a la modalidad de Instalación de Autoconsumo sin Excedentes para el mismo edificio en el que se encuentran instaladas, es decir producen aquello que se va a consumir instantáneamente de manera que una parte de la energía se desperdicia, ya que nunca se llega al generar.

Lo que se propone es cambiar la modalidad de explotación de estas plantas fotovoltaicas de manera que los excedentes generados puedan ser consumidos por otros edificios del Campus que requieran esa energía, de hecho existen

edificios en el Campus los cuales no pueden albergar instalaciones fotovoltaicas debido a su diseño o forma, de manera que esa energía limpia producida en otra cubierta pueda ser consumida en otros edificios. De esta manera la Universidad podría acercarse al objetivo de ser autosuficiente ante la escalada de la factura energética.

Pensando aún más en el aprovechamiento de la máxima energía posible, la Universidad durante los periodos vacacionales y fines de semana no es capaz de aprovechar la totalidad de la producción fotovoltaica ya que su actividad se reduce, de manera que sería interesante poder compartir estos excedentes con otros edificios del entorno, aquí es donde toma importancia el término autoconsumo colectivo, de manera que la energía excedente no se vendería si no que se utilizaría para abastecer a los edificios próximos que la consumirían a precio de coste. Esta sería la segunda fase en la cual sí que estaríamos hablando de un autoconsumo colectivo real, mientras que la situación y normativa para este tipo de instalaciones evoluciona se plantea otro tipo de autoconsumo colectivo pero en la red interna del Campus.

En definitiva el propósito sería desarrollar una colaboración medioambiental, dando lugar a una comunidad energética. Llegar a alcanzar este objetivo requiere de colaboración entre la Administración Pública Local y la Universidad para facilitar todos los procedimientos administrativos que le competan.

6.3.1 CASOS SIMILARES

A principios de abril la Junta de Gobierno y la Universidad de Alicante aprobaron un protocolo de manera que el Ayuntamiento colaborará en los trámites necesarios para las nuevas instalaciones fotovoltaicas en la Universidad de Alicante a cambio de los excedentes generados por las mismas.

Se trata de un protocolo pionero que tendrá una duración de cuatro años en el que se nombrará una Comisión de Coordinación, Estudio y Asesoramiento la cual será la responsable de diseñar el plan de trabajo.

Toda la información relativa a este proyecto se encuentra en:

<https://www.informacion.es/alacanti/2023/04/06/san-vicente-acuerda-ua-aprovechar-85703747.html>

6.3.2 LIMITACIONES

Según normativa actual para poder realizar el autoconsumo colectivo siendo una instalación próxima a través de red se debe de cumplir al menos una de las siguientes condiciones:

- Se realice la conexión a la red de baja tensión del mismo centro de transformación.
- Que la distancia entre generación y consumos sea inferior a 500 metros o inferior a 2000 metros si la instalación fotovoltaica se encuentra en cubierta.
- Que productor y consumidores tengan la misma referencia catastral (14 dígitos).

En este caso se trataría cumplir la segunda condición, al ser instalaciones en cubierta generación y consumo deberán estar en un radio de 2000 metros.

Como se puede ver a día de hoy el autoconsumo colectivo a este nivel resulta algo complejo de ejecutar, pero tal vez con el paso de los años cada vez existan menos impedimentos que permitan aprovechar el potencial fotovoltaico del Campus.

6.3.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A continuación se muestran los objetivos del presente estudio de demanda:

- Estudio del consumo energético actual de la Universidad. Comparación del consumo en los distintos peajes horarios. Estudio de la curva de consumo.
- Conocer cuál es la potencia pico adecuada mediante el estudio de las curvas.
- Calcular los excedentes generados para las distintas potencias pico.

6.4 CURVA DE CARGA DE LA UNIVERSIDAD.

Es fundamental conocer la curva de consumo del Campus, cabe mencionar que el estudio se ha realizado para las 8760 horas del año, de manera que se pueden obtener los excedentes generados hora a hora.

6.4.1 CURVA DE CARGA ANUAL.

En primer lugar se muestra la curva de carga de todo el Campus:

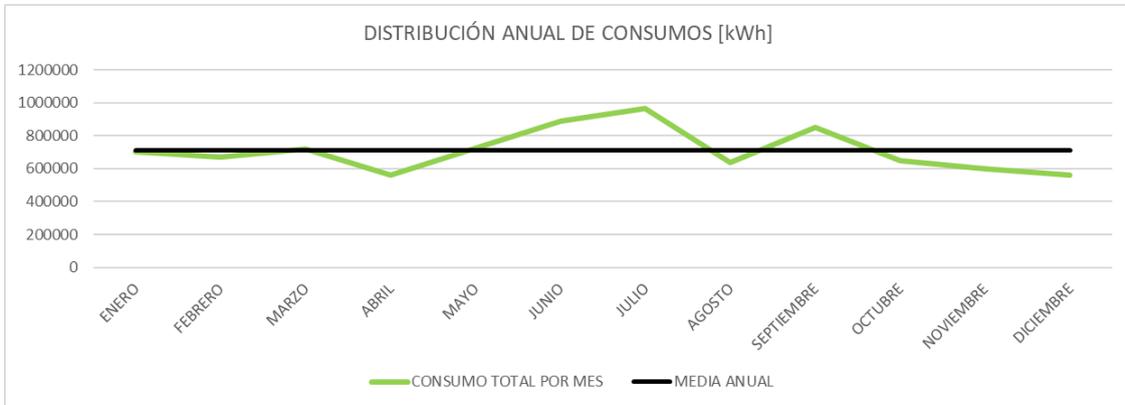


Figura 72. Distribución anual de consumos.

Como se puede comprobar es una curva bastante lineal, teniendo picos positivos en los meses de verano y picos negativos en los periodos no lectivos.

También podemos obtener el consumo en función del peaje, obtenido así un desglose de los consumos mensuales por peaje:

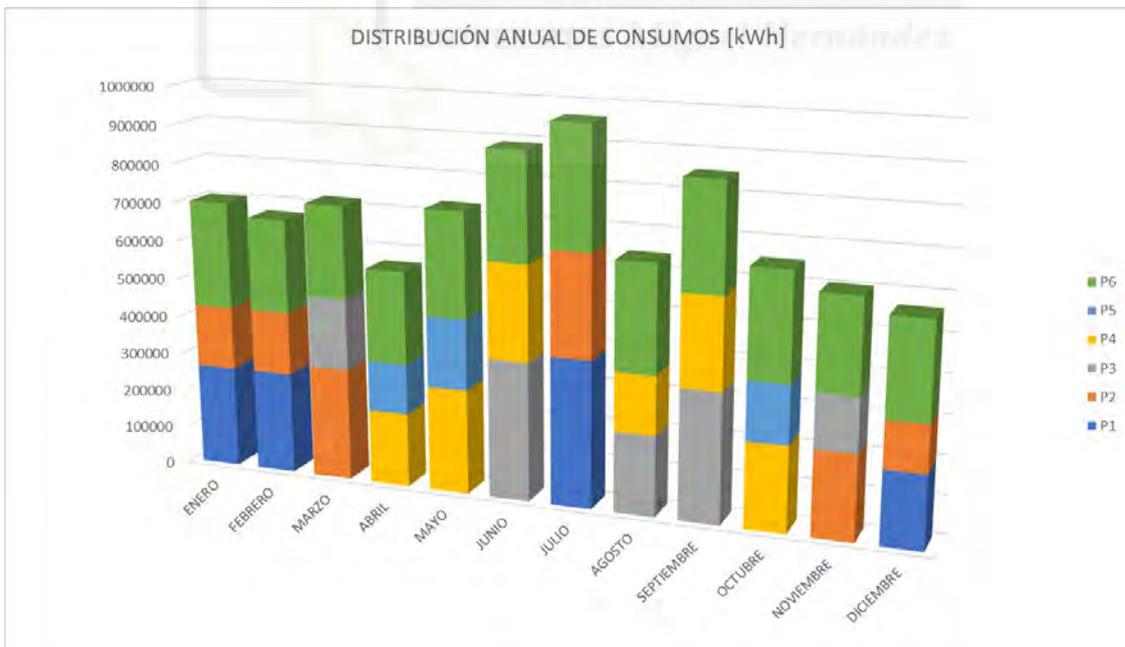


Figura 73. Distribución mensual de consumos por peajes.

Para cada uno de los meses la distribución en cada uno de los peajes es bastante uniforme.

Es posible obtener también la distribución anual del consumo por peajes:

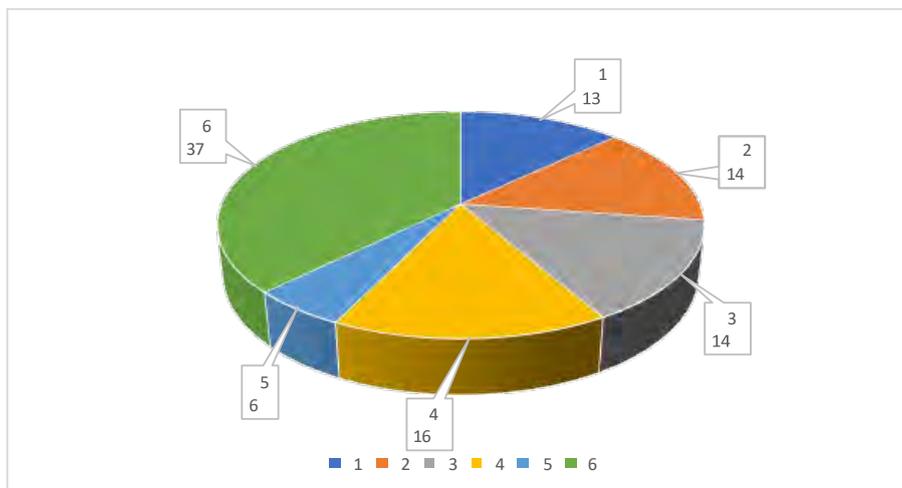


Figura 74. Distribución del consumo por peajes.

El consumo en el peaje P6 es mayoritario, estos consumos se corresponden con las horas nocturnas y fines de semana por tanto gran parte de este consumo no podrá ser eliminado con instalaciones fotovoltaicas ya que es nocturno, siendo una constante, sólo sería posible reducirlo aplicando mejoras de eficiencia energética.

6.4.2 CURVA DE CARGA MENSUAL.

Este tipo de curva tal vez no sea muy útil a la hora de realizar cálculos de producción y excedentes debido a que es poco precisa, pero si es útil para poder conocer cuál es el comportamiento medio diario mensual.

CONSUMO HORARIO TOTAL MENSUAL (kWh)																									
Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	TOTAL
Enero	18963	18886	18765	18711	18584	18630	22788	25153	36140	40492	42010	41140	39695	37743	34656	32330	31659	31150	34561	36079	33451	27785	22847	19989	702207
Febrero	17856	17842	17704	17661	17508	17588	21908	24543	36400	42006	42044	40589	38521	35797	32487	30788	30314	29460	29639	32543	30213	25426	21377	18643	668857
Marzo	18965	18871	18256	18534	18556	18592	23359	25250	38281	44460	45512	44224	42166	39928	36528	34674	34258	32659	31340	32125	31233	27149	22951	19846	717717
Abril	18484	18374	18384	18320	18261	18225	21147	21706	26726	30418	31301	30234	29375	28118	26325	25305	24778	24047	23274	22370	22155	23841	21908	19306	562362
Mayo	20594	20560	20459	20445	20240	20137	23148	22287	27759	36118	43197	44466	45228	44759	41012	39512	37318	35451	33518	30618	28058	26364	24604	21573	727425
Junio	21823	21469	21242	20972	20810	20614	22611	23483	39204	50248	55557	57827	58907	57883	54173	51179	50393	48860	45127	38192	32506	26934	25269	22579	887862
Julio	22484	22449	22207	22042	21768	22106	25281	26023	49508	57864	60536	62383	63637	63287	60555	57113	53484	50845	45605	39365	34457	28819	27074	23621	962513
Agosto	22389	22136	21947	21815	21534	21412	21852	21884	29655	32070	31768	32658	33507	33590	31545	29651	29014	28481	27149	25904	24111	25132	25512	23400	638116
Septiembre	21094	20952	20860	20820	20702	20606	23631	25465	37768	47701	51852	53585	55257	55090	51531	49939	47732	44759	38921	33596	31622	29678	24987	21929	850077
Octubre	19074	19174	19124	19408	18459	18942	22250	23850	25847	30692	33375	35089	40301	37946	34913	34007	32318	29694	28468	28293	29254	26023	22842	19868	649211
Noviembre	17552	17503	17445	17396	17285	17298	21409	23037	25495	30726	32781	32801	33039	32059	29453	28189	27753	27202	30556	30006	27802	24684	21357	18240	601068
Diciembre	17326	17278	17301	17144	17100	17134	20093	21974	29944	31323	32704	30800	28498	27540	25357	24111	23911	23666	27151	27261	25184	23390	20499	17327	564016
MEDIA	19717	19625	19475	19439	19234	19274	22456	23721	33561	39510	41886	42150	42344	41145	38211	36400	35244	33856	32942	31363	29171	26269	23436	20527	710954

Tabla 57. Consumo horario total mensual (kWh).

Aquí se presentan los consumos horarios medios mensuales, una vez tenemos estos datos podemos calcular para cada hora qué cantidad máxima de energía podría ser generada para que no hubiese excedentes y qué porcentaje representaría esta.

Como podemos ver la energía que se consume en las horas de producción fotovoltaica representa en torno a un 59 % de media.

MES	CONSUMO TOTAL (kWh)	CONSUMO EN HORARIO DE PRODUCCIÓN (kWh)	
Enero	702207	335292	48%
Febrero	668857	363888	54%
Marzo	717717	418032	58%
Abril	562382	339801	60%
Mayo	727425	481758	66%
Junio	887862	645782	73%
Julio	962513	695847	72%
Agosto	638116	382824	60%
Septiembre	850077	548775	65%
Octubre	649211	342227	53%
Noviembre	601068	288669	48%
Diciembre	564016	254188	45%
Media	710954	424757	59%

Tabla 58. Comparativa consumo.

Por tanto la máxima reducción en el consumo que se puede conseguir es de un 59% de media, estos valores mensuales pueden ser muy interesantes a la hora de comparar la cobertura estimada en función de la potencia pico, para así poder conocer cuál sería la potencia pico que cubriría todos estos consumos.

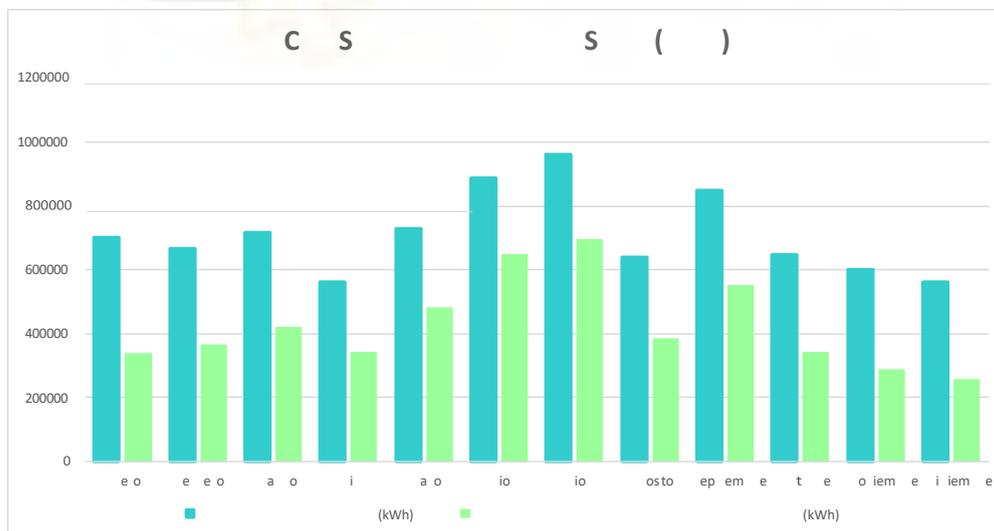


Figura 75. Comparativa consumo total-consumo en horario de producción FV.

Hay que destacar que existe una gran parte del consumo que se produce de noche o cuando no existe producción fotovoltaica, esto es debido a los numerosos equipos que están en continuo funcionamiento, en la siguiente gráfica se puede apreciar la magnitud de este.

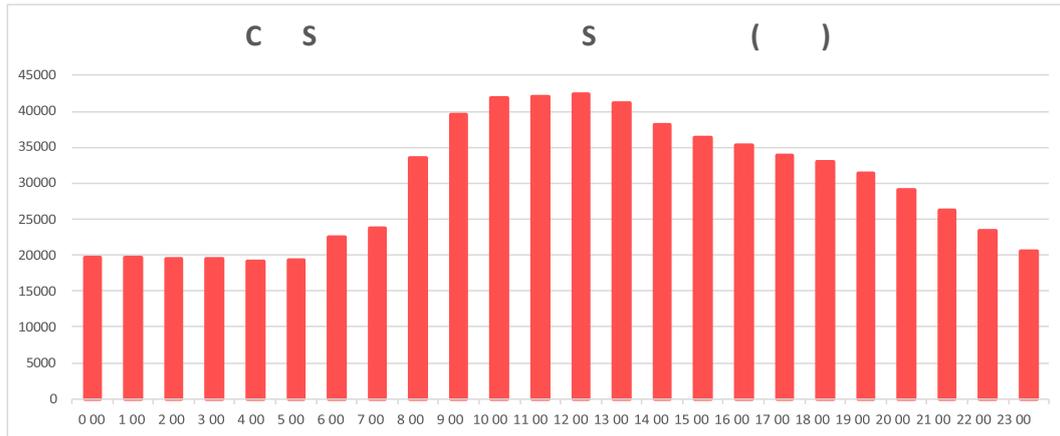


Figura 76. Consumo horario mensual medio.

Como se puede ver existe un consumo nocturno constante cercano a los 20.000 kWh/mes, siendo superior durante otras horas, estos consumos representan entorno al 41 % de media.

Para reducir esta parte del consumo se podrían proponer mejoras en los sistemas de continuo funcionamiento como ordenadores y demás sistemas, ya que supondría un ahorro para la Universidad casi tan importante como el generado por las instalaciones fotovoltaicas.

6.5 POTENCIAL FOTOVOLTAICO ACTUAL.

Para poder conocer el potencial fotovoltaico actual de Campus se ha acudido al *Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030*, aquí podemos ver cuál es la potencia pico actual. A día de hoy la potencia pico instalada es de 350 kWp, la potencia por edificio se muestra en la siguiente tabla:

POTENCIA FV 2023	
Edificio	Pot. Pico (kW)
Torregaitán	25
Rectorado	65
Atzavares	65
Palacio Deportes	30
Arenals	65
Departamental	35
Valona	30
Perleta	35
TOTAL (kW)	350

Tabla 59. Potencia FV actual.

El rectorado no se tendrá en cuenta para el presente estudio ya que este pertenece a otro suministro diferente al del resto del Campus, de manera que se considerará una potencia pico de 285 kW.

6.5.1 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ACTUAL

Para poder conocer la producción actual de energía se ha usado el software PVGIS, obteniendo así cuál sería la producción hora a hora para 1 kWp para posteriormente multiplicarlo directamente por la potencia pico.

	E_FV (kWh)		E_Red (kWh)	Coste Total EE (€)
Enero	29613,5	4%	702207,0	128.010,36 €
Febrero	35574,6	5%	668857,0	124.306,85 €
Marzo	41377,5	6%	717717,0	126.816,32 €
Abril	41933,7	7%	562382,0	82.810,41 €
Mayo	52390,3	7%	727425,0	109.189,25 €
Junio	53482,0	6%	887862,0	147.118,99 €
Julio	51275,0	5%	962513,0	182.337,57 €
Agosto	48683,0	8%	638116,0	100.099,40 €
Septiembre	37150,1	4%	850077,0	140.085,87 €
Octubre	35471,3	5%	649211,0	95.682,97 €
Noviembre	29171,4	5%	601068,0	102.650,42 €
Diciembre	24460,1	4%	564016,0	99.555,60 €
Año	480582,5	6%	8531451,0	1.438.664,00 €

Tabla 60. Tabla resumen instalación FV 285 kWp.

No se incluyen los excedentes ya que actualmente las instalaciones se encuentran produciendo en vertido cero, por lo que los excedentes serán nulos.

Como podemos ver la producción representa entorno a un 6 % de la demanda lo que significa que hay que aumentar la potencia pico instalada. Se muestra a continuación la curva de producción anual para los 285 kWp instalados.



Figura 77. Producción actual [285 kWp]

6.5.2 COMPARATIVA CON CURVA DE CARGA

A continuación se muestra la gráfica demanda/producción donde se puede observar cómo de grande es la demanda respecto a la producción.

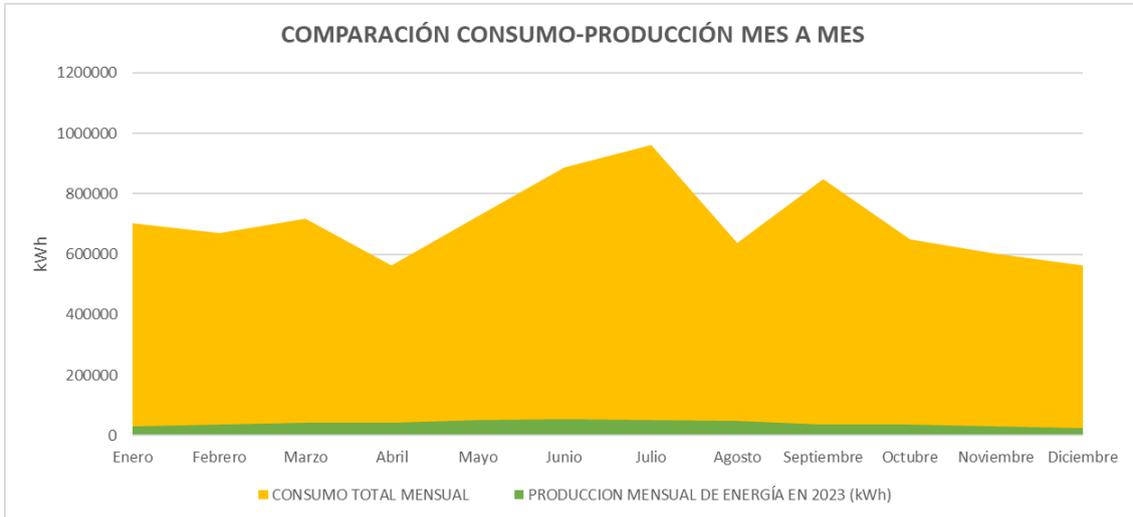


Figura 78. Comparación consumo-producción mes a mes en la actualidad.

Ahora se presenta la gráfica donde se puede ver el consumo total mes a mes, el consumo mes a mes durante el horario de producción fotovoltaica y la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas.

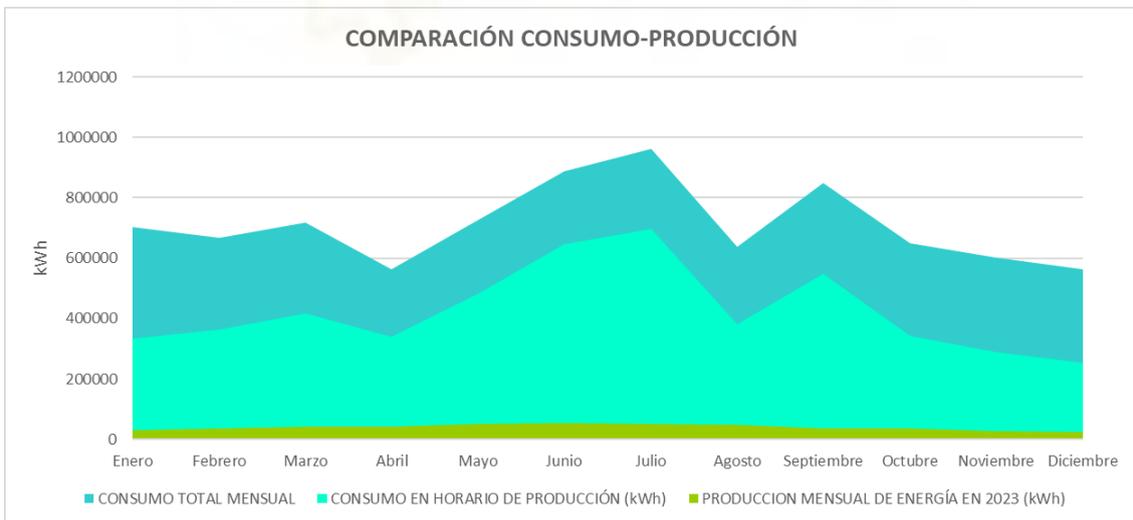


Figura 79. Comparación consumo producción en la actualidad.

Como se puede ver todavía existe mucho margen de mejora para las instalaciones fotovoltaicas ya que la producción de energía de estas tiene un gran margen hasta alcanzar la curva de consumos en horario de producción

6.5.3 MODO DE FUNCIONAMIENTO Y MEJORAS

Actualmente estas instalaciones se encuentran en modo de explotación “vertido cero” por lo tanto es muy probable que se esté desperdiciando energía, por lo que se propone mantener el modo de funcionamiento pero teniendo el punto de medida para el vertido cero en el punto de medida de la distribuidora, de manera que todos los edificios del Campus podrán aprovecharse de esos excedentes.

6.6 POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO

En esta parte del estudio vamos a diferenciar tres escenarios distintos, en el primero de ellos se va a considerar la potencia pico futura reflejada en el *Plan de Eficiencia Energética y Descarbonización de la UMH 2030*, en el segundo escenario consideraremos una potencia superior a la considerada en el *plan de eficiencia energética*, teniendo en cuenta un factor de escala que se calculará a partir de la potencia que se debería instalar en los edificios del proyecto según el *plan de eficiencia energética* y la que se propone instalar en el presente proyecto y el tercero se va a suponer una potencia pico de 1900 kWp.

De manera que:

- **Escenario 1:** Pot. Pico = Plan Eficiencia Energética.
- **Escenario 2:** Pot. Pico = Plan Eficiencia Energética x Factor de escala.
- **Escenario 3:** Pot. Pico = 1900 kWp.

6.6.1 FACTOR DE ESCALA

El factor de escala se calculará como el cociente entre la potencia pico de las instalaciones del proyecto y la potencia pico indicada en el *plan de eficiencia energética*.

$$Factor_{escala} = FE = \frac{61,6 \text{ kWp}}{32 \text{ kWp}} = 1,93$$

6.6.2 ESCENARIO 1

El escenario 1 es el planteado por el *plan de eficiencia energética*, se adjunta una tabla con la potencia pico por edificio y la potencia total en el Campus.

POTENCIA FV FUTURA ESCENARIO 1	
Edificio	Pot. Pico (kW)
La Galia	65
Torretamarit	35
Torregaitán	25
Torreblanca	35
Vinalopó	65
Alcudia	32
Altamira	32
Atzavares	65
Altet	65
Innova	65
Palacio Deportes	30
Arenals	65
Departamental	35
Valona	30
Perleta	35
TOTAL (kW)	679

Tabla 61. Potencia FV futura escenario 1

6.6.3 ESCENARIO 2

El escenario 2 es el calculado teniendo en cuenta el factor de escala, se adjunta una tabla con la potencia pico por edificio y la potencia total en el Campus. Aquellos edificios en los que actualmente existe una instalación fotovoltaica se ha mantenido la potencia, sólo se ha mayorado para instalaciones futuras.

POTENCIA FV FUTURA ESCENARIO 2	
Edificio	Pot. Pico (kW)
La Galia	126
Torretamarit	68
Torregaitán	25
Torreblanca	68
Vinalopó	126
Alcudia	62
Altamira	62
Atzavares	65
Altet	126
Innova	126
Palacio Deportes	30
Arenals	126
Departamental	35
Valona	30
Perleta	35
TOTAL (kW)	1110

Tabla 62. Potencia FV futura escenario 2.

En naranja se muestran las instalaciones que ya existen y por tanto no se les aplicaría el factor corrector.

Como podemos ver considerando el factor de escala la potencia pico ha crecido en un 63 % hasta los 1110 kWp.

6.6.4 ESCENARIO 3

En el escenario 3 consideraremos una potencia total de 1900 kWp que podría instalarse en las cubiertas de los edificios y también en otros lugares como aparcamientos. El objetivo de aumentar tanto la potencia pico de la instalación es conocer cuál es el límite, teniendo en cuenta los excedentes y el ahorro económico.

6.6.5 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN FUTURO

6.6.5.1 ESCENARIO 1

Al igual que en el resto de los apartados se va a realizar el cálculo hora a hora teniendo en cuenta 679 kWp.

	E_FV (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Coste Total EE (€)
Enero	54447,3	54447,3	0,0	647759,7	117.852,94 €
Febrero	65407,3	65407,3	0,0	603449,7	111.665,25 €
Marzo	76076,5	76076,5	0,0	641640,5	112.710,37 €
Abril	77099,2	77099,2	0,0	485282,8	71.235,75 €
Mayo	96324,6	96324,6	0,0	631100,4	94.553,02 €
Junio	98331,9	98331,9	0,0	789530,1	130.813,50 €
Julio	94274,0	94274,0	0,0	868239,0	164.870,78 €
Agosto	89508,3	89508,3	0,0	548607,7	85.276,31 €
Septiembre	68304,1	68193,2	110,9	781883,8	128.722,75 €
Octubre	65217,5	65217,5	0,0	583993,5	85.832,20 €
Noviembre	53634,5	53634,5	0,0	547433,5	93.069,41 €
Diciembre	44972,3	44972,3	0,0	519043,7	91.162,37 €
Año	883597,4	883486,5	110,9	7647964,5	1.287.764,64 €

Tabla 63. Tabla resumen escenario 1.

Como podemos ver para la potencia pico indicada en el *plan de eficiencia energética* no se genera energía excedentaria, realmente esto es un parámetro positivo ya que indica que la potencia pico parece correctamente dimensionada, en el siguiente apartado se mayorará la potencia pico y se calcularán los

excedentes, considerando el impacto económico generado y comprobando así si la potencia pico está correctamente dimensionada.

El ahorro estimado anual generado es de 150.899,35€

Se ha calculado que la cobertura anual estará en torno al 13,42 % muy cercana al 15 % indicado en el *plan de eficiencia energética*.

6.6.5.2 ESCENARIO 2

Al igual que en el resto de los apartados se va a realizar el cálculo hora a hora teniendo en cuenta 1110 kWp.

	E_FV (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Coste Total EE (€)
Enero	99231,2	98193,7	1037,4	604013,3	109.618,57 €
Febrero	119206,0	118130,1	1075,9	550726,9	101.392,06 €
Marzo	138650,9	136905,0	1746,0	580812,0	101.310,42 €
Abril	140514,7	133107,8	7407,0	429274,2	62.693,03 €
Mayo	175553,4	173288,7	2264,7	554136,3	82.777,06 €
Junio	179211,8	178422,6	789,1	709439,4	117.498,27 €
Julio	171816,1	171224,5	591,6	791288,5	150.572,61 €
Agosto	163130,7	162579,0	551,7	475537,0	73.148,00 €
Septiembre	124485,4	124055,4	430,1	726021,6	119.408,00 €
Octubre	118860,1	118028,8	831,3	531182,2	77.826,15 €
Noviembre	97749,9	97302,0	447,9	503766,0	85.240,80 €
Diciembre	81962,8	81711,7	251,1	482304,3	84.287,91 €
Año	1610373,1	1592949,2	17423,9	6938501,8	1.165.772,87 €

Tabla 64. Tabla resumen escenario 2.

Al elevar la potencia pico comienzan a generarse excedentes, en este caso resulta insignificante la cifra, a penas un 1,08 % de lo generado es excente, por lo que no es necesario tener en cuenta cuantos excedentes se generan. El ahorro estimado anual generado es de 272.891,13 €

6.6.5.3 ESCENARIO 3

Al igual que en el resto de los apartados se va a realizar el cálculo hora a hora teniendo en cuenta 1900 kWp.

	E_FV (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Coste Total EE (€)
Enero	181317,7	160709,9	20607,8	541497,1	96.831,41 €
Febrero	217816,1	199789,4	18026,7	469067,6	84.298,78 €
Marzo	253346,5	236690,0	16656,5	481027,0	81.778,97 €
Abril	256752,0	203498,3	53253,8	358883,7	51.380,16 €
Mayo	320775,6	288371,3	32404,4	439053,7	64.421,26 €
Junio	327460,2	306077,8	21382,4	581784,2	95.568,43 €
Julio	313946,7	293103,2	20843,5	669409,8	126.587,50 €
Agosto	298076,4	258471,6	39604,8	379644,4	56.426,06 €
Septiembre	227462,9	216656,2	10806,7	633420,8	103.469,99 €
Octubre	217184,2	195855,4	21328,8	453355,6	65.352,78 €
Noviembre	178611,1	163433,7	15177,3	437634,3	72.504,17 €
Diciembre	149764,5	127092,0	22672,6	436924,0	75.044,48 €
Año	2942514,2	2649748,8	292765,4	5881702,2	973.664,00 €

Tabla 65. Tabla resumen escenario 3.

Como vemos ya comienza a aparecer una cantidad considerable de excedentes, esto no sería un problema ya que se ha planteado que en un futuro el Campus pase a un autoconsumo colectivo de manera que esos excedentes puedan compartirse con otros edificios públicos llegando a un acuerdo con el Ayuntamiento de Elche o incluso aunque esta energía no pudiese ser aprovechada se podrá comprobar que también es una opción rentable.

El ahorro estimado anual generado es de 465.000 €

6.6.6 COMPARATIVA CON CURVA DE CARGA

6.6.6.1 ESCENARIO 1

Se presenta la gráfica con la producción anual esperada.



Figura 80. Producción futura. Escenario 1.

Esta gráfica nos permite conocer la producción mensual futura, no aporta mucha información ya que es necesario compararla con otras gráficas de consumo.

Podemos ver que la producción aumenta en los meses de verano, tal y como era de esperar.

A continuación se presenta la gráfica comparativa consumo-producción. De nuevo se presenta el consumo total y el consumo en horario de producción de manera que se puede calcular cual es el porcentaje de cobertura sobre el consumo en horario de producción.

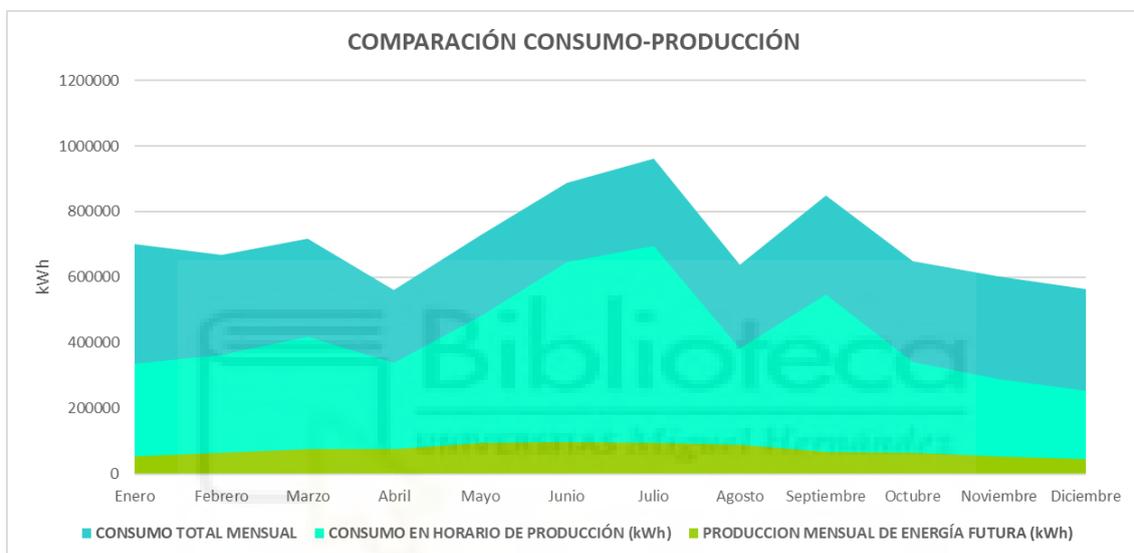


Figura 81. Comparación consumo-producción. Escenario 1.

Como se puede observar a pesar de tener instalados 679 kWp la curva de producción sigue siendo pequeña respecto al consumo, esto es debido a los altos consumos generados en el Campus, tanto de día como de noche.

Aquí ya podemos ver que la cobertura respecto del consumo máximo que se podría eliminar es del 21,4 % y respecto al consumo total de un 13 %.

Como se puede ver aún queda margen para el aumento de la potencia pico, este aumento lo podremos ver en el escenario 2 donde se mostrará cómo queda la relación consumo-producción.

Se muestra a continuación una tabla con los valores y parámetros del estudio energético final:

ESTUDIO ENERGÉTICO FINAL		
Energía Anual Consumida (100% Red)	8.531.451	kWh/año
Emisiones de CO2 Anuales sin FV	2823,91	Tn CO2/año
Irradiación Solar Captada	2122,16	kWh/m ² ·año
Energía FV Generada	883.597	kWh/año
Energía FV Autoconsumida	883.486	kWh/año
Energía FV Excedentaria	111	kWh/año
Ratio de funcionamiento de la instalación (PR)	79,46%	
Energía Consumida de Red Con FV	10.085.133	kWh/año
Energía Consumida de Red Con FV	118,2%	
Factor de Autoconsumo	99,99%	
Cuota de Excedentes	0,01%	
Energía Ahorrada	883.486,5	kWh/año
Factor de Uso de la Instalación	100,0%	
Ratio Consumo/Generación	966%	
Ahorro de Emisiones de CO2	378,77	Tn CO2/año
Reducción del Impacto Ambiental	13%	

Tabla 66. Estudio energético final. Escenario 1.

Se indican en la tabla anterior todos los parámetros calculados. Como podemos ver el factor de autoconsumo es muy elevado, prácticamente del 100 %, esto es un indicador por un lado positivo, ya que nos indica que no existen excedentes y por otro nos indica que tal vez sería interesante aumentar la potencia pico de la instalación. Se genera una reducción del impacto ambiental del 13 % que coincide con la reducción de energía consumida de la red, esta reducción se traduce en un ahorro de 378,77 toneladas de CO₂ emitidas.

6.6.6.2 ESCENARIO 2

En este caso se va a suponer un aumento de la potencia pico respecto a la prevista de manera que se pueda evaluar si es interesante este aumento. Como se ha podido ver el Campus tiene unos consumos muy elevados que permiten aumentar la potencia pico. En primer lugar se presenta la gráfica de producción de energía mensual:



Figura 82. Producción futura. Escenario 2.

Existe un notable aumento respecto a la curva del escenario 1, en este caso se alcanzan los 170.000 kWh en los meses de verano.

De nuevo se presenta la gráfica comparativa consumo-producción. Se incluye el consumo total y el consumo en horario de producción de manera que se puede calcular cual es el porcentaje de cobertura sobre el consumo en horario de producción.

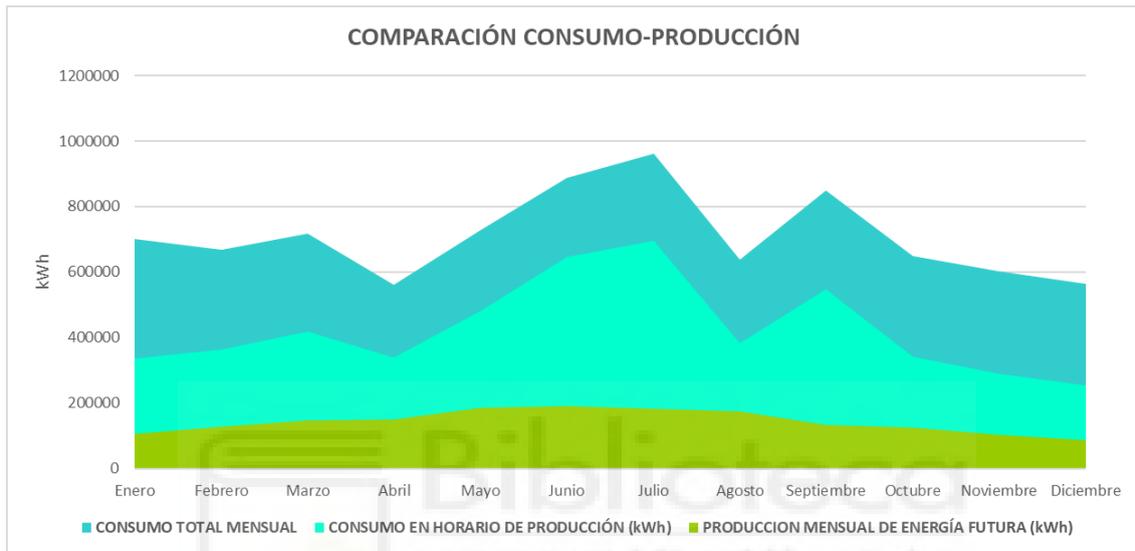


Figura 83. Comparación consumo-producción. Escenario 2.

Ya se puede ver como la curva de producción de energía va tomando un mayor protagonismo, siendo más significativa, es interesante ver ahora cual es el factor de autoconsumo para evaluar si es rentable este aumento de potencia.

ESTUDIO ENERGÉTICO FINAL		
Energía Anual Consumida (100% Red)	8.531.451	kWh/año
Emisiones de CO2 Anuales sin FV	2823,91	Tn CO2/año
Irradiación Solar Captada	2122,16	kWh/m ² -año
Energía FV Generada	1.610.373	kWh/año
Energía FV Autoconsumida	1.592.949	kWh/año
Energía FV Excedentaria	17.424	kWh/año
Ratio de funcionamiento de la instalación (PR)	79,46%	
Energía Consumida de Red Con FV	6.938.502	kWh/año
Energía Consumida de Red Con FV	81,3%	
Factor de Autoconsumo	98,9%	
Cuota de Excedentes	1,1%	
Energía Ahorrada	1.592.949,2	kWh/año
Factor de Uso de la Instalación	98,9%	
Ratio Consumo/Generación	530%	
Ahorro de Emisiones de CO2	527,27	Tn CO2/año
Reducción del Impacto Ambiental	19%	

Tabla 67. Estudio energético final. Escenario 2.

A pesar del aumento de la potencia pico se puede ver que el factor de autoconsumo sigue siendo muy elevado, en torno al 98,92 %. De nuevo comprobamos que se podría seguir aumentando la potencia pico de la instalación fotovoltaica, por lo que haría que tener en cuenta otros factores económicos a la hora de tomar la decisión.

Con esta potencia pico nos situamos en un porcentaje de cobertura total del 18,7 %, reduciendo así la emisión de 527,27 toneladas de CO₂.

6.6.6.3 ESCENARIO 3

Debido a los elevados consumos en el Campus se ha elevado la potencia pico hasta los 1900 kWp un 72,7 % más que en el escenario 2.

Se muestra la gráfica de producción mensual:



Figura 84. Producción futura. Escenario 3.

El aumento en la energía producida es aún mayor, alcanzando en los meses de verano los 350.000 kWh.

De nuevo se presenta la gráfica comparativa consumo-producción, aquí podemos ver que la diferencia entre ambas curvas verdes serían los excedentes generados.

Se incluye el consumo total y el consumo en horario de producción de manera que se puede calcular cual es el porcentaje de cobertura sobre el consumo en horario de producción.

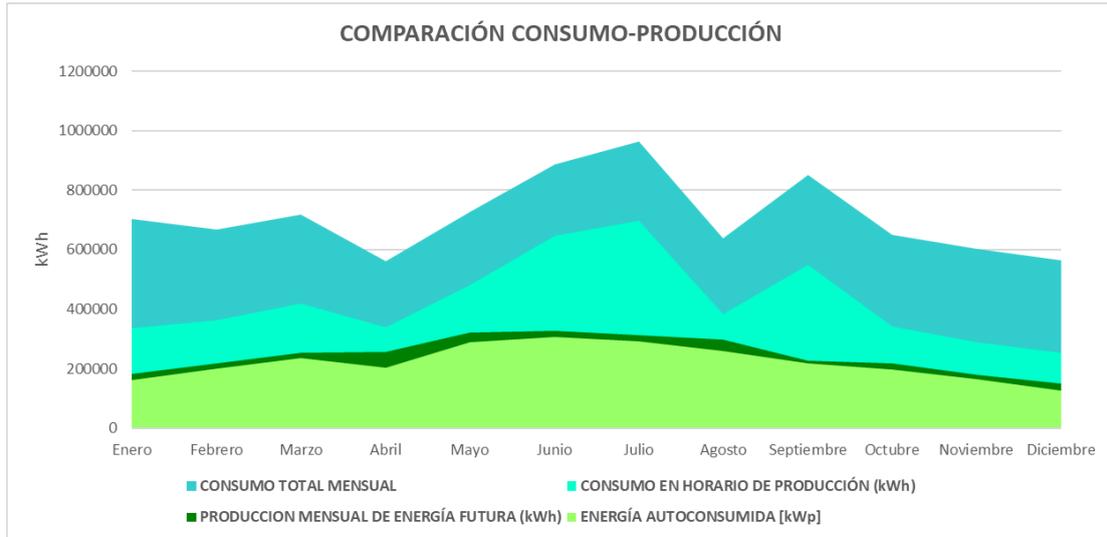


Figura 85. Comparación consumo-producción. Escenario 3.

Ya se puede observar que la producción casi alcanza los valores máximos que podría llegar conseguir, es decir la curva del consumo en horario de producción, como vemos esta propuesta es muy interesante, se alcanzan valores del 54,2 % de cobertura para el consumo en horario de producción sin generar una gran cantidad de excedentes.

En la siguiente gráfica vemos que los excedentes se generarían mayoritariamente durante el mes de abril (periodo vacacional) y en el mes de agosto (de nuevo periodo vacacional).

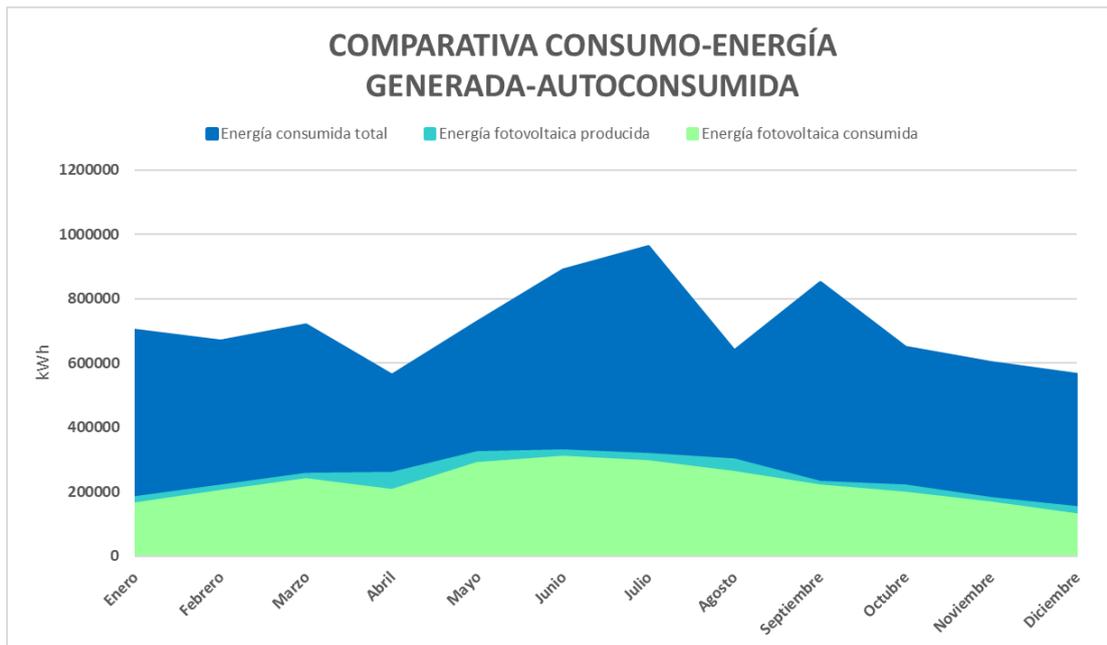


Figura 86. Comparativa energía consumida-excedentes.

EXCEDENTES (kWh)		
Enero	20607,8	7%
Febrero	18026,7	6%
Marzo	16656,5	6%
Abril	53253,8	18%
Mayo	32404,4	11%
Junio	21382,4	7%
Julio	20843,5	7%
Agosto	39604,8	14%
Septiembre	10806,7	4%
Octubre	21328,8	7%
Noviembre	15177,3	5%
Diciembre	22672,6	8%
Año	292765,4	100%

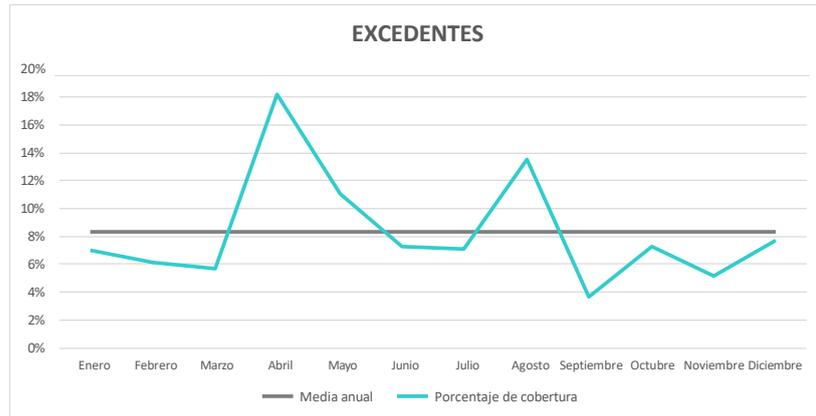


Figura 87. Excedentes mes a mes

Como se puede comprobar el escenario 3 resulta el más interesante energéticamente hablando ya que es el que mayor cobertura ofrece aunque también es el que más excedentes genera.

ESTUDIO ENERGÉTICO FINAL		
Energía Anual Consumida (100% Red)	8.531.451	kWh/año
Emisiones de CO2 Anuales sin FV	2823,91	Tn CO2/año
Irradiación Solar Captada	2122,16	kWh/m2·año
Energía FV Generada	2.942.514	kWh/año
Energía FV Autoconsumida	2.649.749	kWh/año
Energía FV Excedentaria	292.765	kWh/año
Ratio de funcionamiento de la instalación (PR)	79,46%	
Energía Consumida de Red Con FV	5.881.702	kWh/año
Energía Consumida de Red Con FV	68,9%	
Factor de Autoconsumo	90,1%	
Cuota de Excedentes	9,9%	
Energía Ahorrada	2.649.748,8	kWh/año
Factor de Uso de la Instalación	90,1%	
Ratio Consumo/Generación	290%	
Ahorro de Emisiones de CO2	963,58	Tn CO2/año
Reducción del Impacto Ambiental	34,12%	

Tabla 68. Estudio energético final. Escenario 3.

El factor de autoconsumo se mantiene muy alto, en torno al 90,1 %, es un valor muy interesante ya que los excedentes sólo representan el 9,9 %. Por otro lado se reduce el impacto medio ambiental en un 34,12 %, lo que se traduce en 963,58 toneladas de CO₂ y un ahorro del 31,1 % de energía de red.

6.7 ESTUDIO ECONÓMICO

Con este rápido estudio económico se pretende dar un mayor sentido a las variaciones de potencia en cada uno de los escenarios, de manera que se podrá comparar producción energética junto con el ahorro económico obtenido.

Según el *Plan de Eficiencia Energética*, se prevé una inversión anual de 500.000 € para la eficiencia energética, de los cuales 270.000 € se considerarán que van destinados a la instalación de energía solar, de esta forma la potencia pico máxima a instalar por año será:

$$Pot_{pico_{año}} = \frac{270.000 \text{ €/año}}{0,85 \text{ €/Wp}} \approx 315 \text{ kWp}$$

De manera que se debe calcular cual será el porcentaje de producción de energía para cada escenario teniendo en cuenta que las instalaciones fotovoltaicas no estarán operativas desde el primer año al 100 % de su capacidad. Se considerará que en año 0 existen 155 kWp instalados debido a que los consumos empleados en el estudio son de 2022 y aún no se encontraba instalada la instalación fotovoltaica del edificio Atzavares ni Arenals.

Escenario 1

ESCENARIO 1		
Año	Pot. Inst.	%
Año 0	155	23%
Año 1	470	69%
Año 2	679	100%

Tabla 69. Tabla potencia anual escenario 1.

Siguiendo las previsiones realizadas por el *Plan de Eficiencia Energética* la potencia esperada en el escenario 1 se alcanzará en el segundo año de instalación, de manera que se aplicará un coeficiente reductor al primer año de funcionamiento del 0,69.

Escenario 2

ESCENARIO 2		
Año	Pot. Inst.	%
Año 0	155	13%
Año 1	470	40%
Año 2	785	67%
Año 3	1100	94%
Año 4	1171	100%

Tabla 70. Tabla potencia anual escenario 2.

En este caso la potencia prevista se alcanzará en el cuarto año. Se aplica un coeficiente de reducción en la producción del primer año de 0,40, en el segundo de 0,67 y en el tercero de 0,94.

Escenario 3

ESCENARIO 3		
Año	Pot. Inst.	%
Año 0	155	8%
Año 1	470	25%
Año 2	785	41%
Año 3	1100	58%
Año 4	1415	74%
Año 5	1730	91%
Año 6	1900	100%

Tabla 71. Tabla potencia anual escenario 3.

La potencia prevista se alcanzará en el sexto año, por lo que durante los cinco primeros años habrá que aplicar un coeficiente de reducción. En el primer año un 0,25, en el segundo un 0,41, en el tercero un 0,58, en el cuarto un 0,74 y en el quinto un 0,91.

6.8 AMORTIZACIÓN

Para los cálculos realizados en este apartado se han considerado los gastos de mantenimiento en un 2 % del coste total de la instalación y seguro por valor de un 1,5 % del coste total de la instalación, también se ha tenido en cuenta la reducción de un 0,568% anual capacidad de producción provocada por la degradación anual de los paneles fotovoltaicos, tal y como indica el fabricante y un IPC del 3 % que afectará tanto al precio de la energía como a los gastos de mantenimiento y seguro.

OTROS PARÁMETROS	
Gasto Mant.	2 %
Seguro	1,5 %
Degradación Anual	0,568 %
IPC Estimado	3 %

Figura 88. Otros parámetros considerados en la amortización.

6.8.1 ESCENARIO 1

Se va a considerar que el precio medio de instalación es de 0,85 €/Wp, el mismo que el obtenido para la instalación del presente proyecto.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD.

DATOS INSTALACIÓN	
Potencia Instalada Act.	155 kWp
Coste Wp	0,85 €
Potencia Pico Total	679 kWp
Coste Total	445400 €
Producción anual	883486 kWh
Ahorro anual estimado	150899 €
Excedentes anuales	111 kWh
Precio medio excedentes	0,05 €/kWh

Figura 89. Datos de la instalación. Escenario 1.

Se muestra a continuación la tabla resumen para la inversión a realizar, teniendo en cuenta los coeficientes correctores para el escenario 1.

AÑO	COEF. CORR	REND. PANELES	AHORRO	MANT	SEGUROS	EXCEDENTES	CASHFLOW	PAYBACK
0	-	-	-	-	-	-	- 445.400 €	- 445.400 €
1	0,69	100%	104.121 €	8.908 €	6.681 €	3,83 €	88.532 €	- 356.868 €
2	1	99,4%	154.544 €	9.086 €	6.815 €	5,51 €	138.643 €	- 218.226 €
3	1	98,9%	153.661 €	9.268 €	6.951 €	5,48 €	137.442 €	- 80.784 €
4	1	98,3%	152.778 €	9.453 €	7.090 €	5,45 €	136.235 €	55.451 €
5	1	97,7%	151.895 €	9.642 €	7.232 €	5,42 €	135.021 €	190.472 €
6	1	97,2%	151.012 €	9.835 €	7.376 €	5,39 €	133.801 €	324.273 €
7	1	96,6%	150.129 €	10.032 €	7.524 €	5,36 €	132.574 €	456.846 €
8	1	96,0%	149.247 €	10.232 €	7.674 €	5,32 €	131.340 €	588.186 €
9	1	95,5%	148.364 €	10.437 €	7.828 €	5,29 €	130.099 €	718.285 €
10	1	94,9%	147.481 €	10.646 €	7.984 €	5,26 €	128.851 €	847.135 €
11	1	94,3%	146.598 €	10.859 €	8.144 €	5,23 €	127.595 €	974.731 €
12	1	93,8%	145.715 €	11.076 €	8.307 €	5,20 €	126.332 €	1.101.063 €
13	1	93,2%	144.832 €	11.297 €	8.473 €	5,17 €	125.062 €	1.226.125 €
14	1	92,6%	143.950 €	11.523 €	8.643 €	5,14 €	123.784 €	1.349.908 €
15	1	92,0%	143.067 €	11.754 €	8.815 €	5,10 €	122.497 €	1.472.406 €
16	1	91,5%	142.184 €	11.989 €	8.992 €	5,07 €	121.203 €	1.593.609 €
17	1	90,9%	141.301 €	12.229 €	9.172 €	5,04 €	119.901 €	1.713.510 €
18	1	90,3%	140.418 €	12.473 €	9.355 €	5,01 €	118.590 €	1.832.100 €
19	1	89,8%	139.536 €	12.723 €	9.542 €	4,98 €	117.271 €	1.949.371 €
20	1	89,2%	138.653 €	12.977 €	9.733 €	4,95 €	115.942 €	2.065.313 €
21	1	88,6%	137.770 €	13.237 €	9.928 €	4,92 €	114.605 €	2.179.919 €
22	1	88,1%	136.887 €	13.502 €	10.126 €	4,88 €	113.259 €	2.293.178 €
23	1	87,5%	136.004 €	13.772 €	10.329 €	4,85 €	111.904 €	2.405.082 €
24	1	86,9%	135.121 €	14.047 €	10.535 €	4,82 €	110.539 €	2.515.621 €
25	1	86,4%	134.239 €	14.328 €	10.746 €	4,79 €	109.165 €	2.624.786 €

Tabla 72. Tabla de amortización. Escenario 1.

Como se puede comprobar la amortización de la inversión se conseguiría en 3,6 años, realizando inversiones en el primer año de explotación, de manera que una vez finalizado el proyecto este se amortizaría en 2,6 años.

El ahorro total estimado en energía en este escenario sería de 3.569.506 € que una vez restada la inversión y los gastos serían un ahorro directo.

Se reduciría el consumo en 883.597 kWh/anuales .

Se muestran los indicadores de rentabilidad calculados:

VAN	2.624.785,72 €
TIR	27,9%

Tabla 73. Indicadores de rentabilidad. Escenario 1.

Como vemos al finalizar la explotación se habrá conseguido un VAN de 2.624.785 € que hace referencia a los flujos de caja netos originados por la inversión y un TIR del 27,9 %.

Hay que tener en cuenta que este valor de TIR no es del todo representativo ya que se considera la inversión inicial total y no la anual.

6.8.2 ESCENARIO 2

Se va a considerar que el precio medio de instalación es de 0,80 €/Wp, este se reduce debido a que aumenta la potencia pico a instalar, abaratando los costes.

DATOS INSTALACIÓN	
Potencia Instalada Act.	155 kWp
Coste Wp	0,85 €
Potencia Pico Total	1110 kWp
Coste Total	811750 €
Producción anual	1592949 kWh
Ahorro anual estimado	272891 €
Excedentes anuales	17424 kWh
Precio medio excedentes	0,05 €/kWh

Figura 90. Datos de la instalación. Escenario 2.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.

POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD.

Se muestra a continuación la tabla resumen para la inversión a realizar, teniendo en cuenta los coeficientes correctores para el escenario 2.

AÑO	COEF. CORR	REND. PANELES	AHORRO	MANT	SEGUROS	EXCEDENTES	CASHFLOW	PAYBACK
0	-	-	-	-	-	-	- 811.750 €	- 811.750 €
1	0,4	100%	109.156 €	16.235 €	12.176 €	348,48 €	80.745 €	- 731.005 €
2	0,67	99,4%	187.252 €	16.560 €	12.420 €	580,38 €	158.273 €	- 572.732 €
3	0,94	98,9%	261.212 €	16.891 €	12.668 €	809,62 €	231.653 €	- 341.079 €
4	1	98,3%	276.288 €	17.229 €	12.922 €	856,35 €	246.138 €	- 94.941 €
5	1	97,7%	274.692 €	17.573 €	13.180 €	851,40 €	243.939 €	148.997 €
6	1	97,2%	273.095 €	17.925 €	13.444 €	846,45 €	241.727 €	390.724 €
7	1	96,6%	271.499 €	18.283 €	13.712 €	841,50 €	239.503 €	630.227 €
8	1	96,0%	269.902 €	18.649 €	13.987 €	836,56 €	237.267 €	867.494 €
9	1	95,5%	268.306 €	19.022 €	14.266 €	831,61 €	235.017 €	1.102.511 €
10	1	94,9%	266.709 €	19.402 €	14.552 €	826,66 €	232.755 €	1.335.267 €
11	1	94,3%	265.113 €	19.790 €	14.843 €	821,71 €	230.479 €	1.565.746 €
12	1	93,8%	263.516 €	20.186 €	15.140 €	816,76 €	228.190 €	1.793.936 €
13	1	93,2%	261.920 €	20.590 €	15.442 €	811,81 €	225.887 €	2.019.824 €
14	1	92,6%	260.323 €	21.002 €	15.751 €	806,87 €	223.570 €	2.243.394 €
15	1	92,0%	258.727 €	21.422 €	16.066 €	801,92 €	221.239 €	2.464.632 €
16	1	91,5%	257.130 €	21.850 €	16.388 €	796,97 €	218.892 €	2.683.524 €
17	1	90,9%	255.534 €	22.287 €	16.715 €	792,02 €	216.531 €	2.900.055 €
18	1	90,3%	253.937 €	22.733 €	17.050 €	787,07 €	214.154 €	3.114.210 €
19	1	89,8%	252.340 €	23.188 €	17.391 €	782,12 €	211.762 €	3.325.972 €
20	1	89,2%	250.744 €	23.651 €	17.738 €	777,17 €	209.354 €	3.535.326 €
21	1	88,6%	249.147 €	24.124 €	18.093 €	772,23 €	206.930 €	3.742.256 €
22	1	88,1%	247.551 €	24.607 €	18.455 €	767,28 €	204.489 €	3.946.745 €
23	1	87,5%	245.954 €	25.099 €	18.824 €	762,33 €	202.031 €	4.148.776 €
24	1	86,9%	244.358 €	25.601 €	19.201 €	757,38 €	199.556 €	4.348.332 €
25	1	86,4%	242.761 €	26.113 €	19.585 €	752,43 €	197.064 €	4.545.396 €

Tabla 74. Tabla de amortización. Escenario 2.

Como se puede comprobar la amortización de la inversión se conseguiría en 4,4 años, realizando inversiones hasta el año 3, de manera que una vez finalizado el proyecto este se amortizaría en 1,4 años, a pesar de aumentar el tiempo de amortización este parámetro se reduce casi a la mitad respecto del escenario 1.

El ahorro total estimado en energía en este escenario sería de 6.267.167 € que una vez restada la inversión y los gastos serían un ahorro directo.

Se reduciría el consumo en 1.592.949 kWh/anales .

Se muestran los indicadores de rentabilidad calculados:

VAN	4.545.395,66 €
TIR	23,8%

Tabla 75. Indicadores de rentabilidad. Escenario 2.

Como vemos al finalizar la explotación se habrá conseguido un VAN de 4.545.396 € que hace referencia a los flujos de caja netos originados por la inversión y un TIR del 23,8 %.

Hay que tener en cuenta que este valor de TIR no es del todo representativo ya que se considera la inversión inicial total y no la anual.

En este escenario se reduce el valor de la TIR, pero sin embargo aumenta el valor del VAN y se reduce del tiempo de amortización una vez finalicen las inversiones. Una vez se tengan los tres escenarios se podrán comparar de manera que se obtenga una propuesta entre las tres estudiadas.

6.8.3 ESCENARIO 3

Se va a considerar que el precio medio de instalación es de 0,75 €/Wp, este se reduce aún más debido a que aumenta la potencia pico a instalar, abaratando los costes.

DATOS INSTALACIÓN	
Potencia Instalada Act.	155 kWp
Coste Wp	0,75 €
Potencia Pico Total	1900 kWp
Coste Total	1308750 €
Producción anual	2649749 kWh
Ahorro anual estimado	465000 €
Excedentes anuales	292765 kWh
Precio medio excedentes	0,05 €/kWh

Figura 91. Datos de la instalación. Escenario 3.

Se muestra a continuación la tabla resumen para la inversión a realizar, teniendo en cuenta los coeficientes correctores para el escenario 3.

**PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL
CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.**

POTENCIAL FOTOVOLTAICO FUTURO. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD.

AÑO	COEF. CORR	REND. PANELES	AHORRO	MANT	SEGUROS	EXCEDENTES	CASHFLOW	PAYBACK
0	-	-	-	-	-	-	- 1.308.750 €	- 1.308.750 €
1	0,25	100%	116.250 €	26.175 €	19.631 €	3.659,57 €	70.444 €	- 1.238.306 €
2	0,41	99,4%	195.254 €	26.699 €	20.024 €	5.967,60 €	148.532 €	- 1.089.775 €
3	0,58	98,9%	274.635 €	27.232 €	20.424 €	8.393,75 €	226.978 €	- 862.796 €
4	0,74	98,3%	348.384 €	27.777 €	20.833 €	10.647,74 €	299.774 €	- 563.022 €
5	0,91	97,7%	425.942 €	28.333 €	21.249 €	13.018,17 €	376.360 €	- 186.662 €
6	1	97,2%	465.348 €	28.899 €	21.674 €	14.222,54 €	414.774 €	228.112 €
7	1	96,6%	462.627 €	29.477 €	22.108 €	14.139,40 €	411.042 €	639.154 €
8	1	96,0%	459.907 €	30.067 €	22.550 €	14.056,25 €	407.290 €	1.046.444 €
9	1	95,5%	457.187 €	30.668 €	23.001 €	13.973,10 €	403.517 €	1.449.961 €
10	1	94,9%	454.466 €	31.282 €	23.461 €	13.889,96 €	399.723 €	1.849.684 €
11	1	94,3%	451.746 €	31.907 €	23.930 €	13.806,81 €	395.908 €	2.245.592 €
12	1	93,8%	449.025 €	32.545 €	24.409 €	13.723,67 €	392.071 €	2.637.663 €
13	1	93,2%	446.305 €	33.196 €	24.897 €	13.640,52 €	388.211 €	3.025.875 €
14	1	92,6%	443.584 €	33.860 €	25.395 €	13.557,38 €	384.329 €	3.410.204 €
15	1	92,0%	440.864 €	34.537 €	25.903 €	13.474,23 €	380.424 €	3.790.627 €
16	1	91,5%	438.143 €	35.228 €	26.421 €	13.391,09 €	376.494 €	4.167.121 €
17	1	90,9%	435.423 €	35.933 €	26.949 €	13.307,94 €	372.541 €	4.539.662 €
18	1	90,3%	432.703 €	36.651 €	27.488 €	13.224,80 €	368.563 €	4.908.225 €
19	1	89,8%	429.982 €	37.384 €	28.038 €	13.141,65 €	364.560 €	5.272.785 €
20	1	89,2%	427.262 €	38.132 €	28.599 €	13.058,51 €	360.531 €	5.633.315 €
21	1	88,6%	424.541 €	38.895 €	29.171 €	12.975,36 €	356.476 €	5.989.791 €
22	1	88,1%	421.821 €	39.673 €	29.754 €	12.892,22 €	352.394 €	6.342.185 €
23	1	87,5%	419.100 €	40.466 €	30.350 €	12.809,07 €	348.285 €	6.690.470 €
24	1	86,9%	416.380 €	41.275 €	30.957 €	12.725,92 €	344.148 €	7.034.618 €
25	1	86,4%	413.660 €	42.101 €	31.576 €	12.642,78 €	339.983 €	7.374.601 €

Tabla 76. Tabla de amortización. Escenario 3.

Como se puede comprobar la amortización de la inversión se conseguiría en 5,5 años, realizando inversiones hasta el año 5, de manera que una vez finalizado el proyecto este se amortizaría en 0,5 años, a pesar de aumentar el tiempo de amortización este parámetro se reduce aún más respecto al escenario 2.

El ahorro total estimado en energía en este escenario sería de 10.150.539 € que una vez restada la inversión y los gastos serían un ahorro directo.

Se reduciría el consumo en 2.942.514 kWh/anuales .

VAN	7.374.601 €
TIR	20,7%

Tabla 77. Indicadores de rentabilidad. Escenario 3.

Como vemos al finalizar la explotación se habrá conseguido un VAN de 7.374.601 € que hace referencia a los flujos de caja netos originados por la inversión y un TIR del 20,7 %. Hay que tener en cuenta que este valor de TIR no es del todo representativo ya que se considera la inversión inicial total y no la anual.

En este escenario se reduce el valor de la TIR, pero sin embargo aumenta el valor del VAN respecto al resto y se reduce del tiempo de amortización una vez finalicen las inversiones.

6.9 PROPUESTA FINAL

Como se ha podido comprobar en los apartados anteriores todas las propuestas resultan rentables, esto es debido al alto consumo energético de la Universidad que hace que casi la totalidad de la energía producida en cada uno de los escenarios sea consumida in situ. Todas las inversiones son amortizadas en un corto periodo de tiempo.

Resulta complicado seleccionar un escenario, pero tal vez el escenario 1 quedaría descartado por la baja reducción del impacto ambiental y el alto ratio consumo/producción que se sitúa en torno al 966 %, lo que nos indica que el Campus requiere de una mayor potencia pico instalada para poder amortiguar los altos consumos, a pesar de tener la mayor TIR.

En el escenario 2 el ratio consumo/generación se reduca hasta el 498 %, reduciéndose a la mitad, coincidiendo con el factor de escala empleado, también se mantienen un factor de uso de la instalación muy elevado, teniendo una cuota de excedentes del 1,6 %, de manera que no sería posible plantear el autoconsumo colectivo mencionado en el apartado 6.3, además observando las curvas se puede comprobar que se puede aumentar aún más esa potencia pico sin que se descontrole la cuota de excedentes.

Finalmente en el escenario 3 vemos como el ratio consumo/generación toma valores más razonables, en torno al 290 %, manteniendo la cuota de excedentes por debajo del 10 %, siendo el factor de uso superior al 90 %, valores más que aceptables para este tipo de instalaciones. Si que es cierto que este escenario es el que presenta una TIR más baja y por tanto una rentabilidad más baja, pero

también es aquel que mayor ahorro ofrece a largo plazo y una amortización más rápida una vez finalice el proyecto de instalación de la potencia pico total.

En el escenario 3 los excedentes ya si representan una parte significativa de la producción, considerando que estos tuviesen un precio de venta de 0,05 céntimos de euro alcanzarían valores anuales cercanos a los 13.000 €/mensuales, es aquí cuando entra en juego la propuesta comentada en el apartado 6.3, ya que tal y como se puede ver en CASOS SIMILARES esta energía excedentaria podría compartirse/compensarse con los edificios públicos del entorno de manera que a cambio de la energía la Universidad pueda recibir beneficios económicos o incluso la colaboración por parte del Ayuntamiento de Elche en los trámites necesarios para las nuevas instalaciones fotovoltaicas en la Universidad.

Por lo tanto la propuesta final es el escenario 3 con una potencia final de 1900 kWp, esta potencia cubriría el 31 % de los consumos totales de la Universidad y generaría una pequeña parte de excedentes. Para poder alcanzar esta potencia además de las cubiertas de los edificios se podrían emplear los aparcamientos existentes en la Universidad.

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial



Antonio Santiago Romera Zambudio

7 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1 OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene por objeto servir de base para que las Empresas Contratistas y cualesquiera otras que participen en la ejecución de las obras a que hace referencia el proyecto en el que se encuentra incluido este Estudio Básico, las lleven a efecto en las condiciones que puedan alcanzarse respecto a garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores de las mismas, cumpliendo así lo que prescribe el R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, y el resto de la normativa complementaria y de aplicación.

7.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN

- Real Decreto Legislativo 1/1995, de 24 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención. BOE núm. 27, de 31 de enero de 1997.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1997, del 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 1215/1997, del 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, del 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales. BOE núm. 298, de 13 de diciembre de 2003.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales en materia de coordinación de actividades empresariales. BOE núm. 27, de 31 de enero de 2004.
- RD 2177/2004 Equipos de trabajo en trabajos temporales en altura. Cinturones de seguridad: guías para la elección, uso y mantenimiento.
- RD 2667/2004 Reglamento de Seguridad contra incendios en establecimientos industriales.
- Ley 1311/2005 Sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que pueden derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- RD 396/2006, de 31 de marzo, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto.
- RD 286/2006, del 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención, y el Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. BOE núm. 127, de 29 de mayo de 2006.
- Real Decreto 404/2010, de 31 de marzo, por el que se regula el establecimiento de un sistema de reducción de las cotizaciones por contingencias profesionales a las empresas que hayan contribuido

- especialmente a la disminución y prevención de la siniestralidad laboral. BOE núm. 79, de 1 de abril de 2010.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, que modifica el Reglamento de los Servicios de Prevención, el RD 1109/2007, de desarrollo de la Ley de la subcontratación en la construcción, y el RD 1627/1997, de disposiciones mínimas de seguridad y salud en la construcción. BOE núm. 71, de 23 de marzo de 2010.
 - Real Decreto 843/2011, de 17 de junio, por el que se establecen los criterios básicos sobre la organización de recursos para desarrollar la actividad sanitaria de los servicios de prevención. BOE núm. 158, de 4 de julio de 2011
 - Orden TIN/2504/2010, de 20 de septiembre, que desarrolla el Reglamento de los Servicios de Prevención respecto a la acreditación de servicios de prevención, la memoria de actividades preventivas y la autorización para auditar el sistema preventivo de las empresas. BOE núm. 235, de 28 de septiembre 2010.
 - Orden TIN/1071/2010, de 27 de abril, sobre los requisitos y datos que deben reunir las comunicaciones de apertura o de reanudación de actividades en los centros de trabajo. BOE núm. 106, de 1 de mayo de 2010.
 - Decreto 277/1997, de 17 de octubre, sobre la acreditación, autorización y creación del registro de servicios de prevención ajenos y de entidades o de personas autorizadas para realizar auditorías, y de empresas exentas. DOGC núm. 2505, de 28 de octubre de 1997
 - Decreto 277/1998, de 21 de octubre, sobre la acreditación y la expedición de los certificados a los profesionales para el desarrollo de funciones en materia de prevención de riesgos laborales y la creación del Registro de certificaciones de formación. DOGC núm. 27
 - Resolución TIC/254/2003, de 29 de enero, por la que se publica el acuerdo de bases para el análisis de las actuaciones de los servicios de prevención ajenos. DOGC núm. 3821, de 13 de febrero de 2003.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

- Decreto 365/2004, de 24 de agosto, por el que se establece el currículo del ciclo formativo de grado superior de prevención de riesgos profesionales. DOGC núm. 4205, de 26 de agosto de 2004.
- Decreto 10/2009, de 27 de enero, de creación del Registro de empresas sancionadas por infracciones muy graves en materia de prevención de riesgos laborales y del procedimiento para su publicación. DOGC 5310, de 3 de febrero de 2009.
- Decreto 171/2010, de 16 de noviembre, del registro de delegados y delegadas de prevención. DOGC 5764, de 26 de noviembre de 2010.52, de 27 de octubre de 1998.

7.3 DATOS GENERALES DEL PROYECTO

El presente Estudio de Seguridad y Salud se refiere al “PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ”, SEGUN RD 244/2019, cuyos datos generales son:

- **MUNICIPIO:** Elche (Alicante).
- **PROMOTOR:** Universidad Miguel Hernández.
- **AUTOR DEL PROYECTO:** Antonio Santiago Romera Zambudio.
- **PRESUPUESTO DE EJECUCION POR CONTRATA** 121.249,42 €
- **PLAZO DE EJECUCION:** 17 días laborables.
- **REDACTOR DEL ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD:**
Antonio Santiago Romera Zambudio.

7.4 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, y en el artículo 4, apartado 2, en los Proyectos de obras no incluidos en los supuestos especificados en el artículo 4, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción de Proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Dichos supuestos son:

- Que el Presupuesto de Ejecución por Contrata incluido en el proyecto sea inferior a 450.759,08 euros. En este caso, el presupuesto de ejecución por

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

contrata es de 121.249,42 euros siendo 13 % de Gastos Generales, 6 % de Beneficio Industrial y 21 % de IVA

- Que la duración estimada no sea superior a 30 días laborables, no empleándose en algún momento un máximo de 20 simultáneamente.
- Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, no sea superior a 500. No se supera esta cifra, ya que el volumen de mano de obra sería 138.
- Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Por estos motivos, se realiza el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud y no es necesario Estudio de Seguridad en este caso.

7.5 DATOS GENERALES DE LA OBRA

7.5.1 SITUACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

SITUACIÓN

Las obras se ejecutarán en el Campus de Elche de la Universidad Miguel Hernández de Elche, en concreto en los edificios Altamira y Alcudia.

ACCESOS

El acceso a la parcela por parte de los transportes de material que abastecerán la obra se realizará a través del interior del edificio.

SERVICIOS URBANÍSTICOS

Actualmente la parcela cuenta con los servicios urbanísticos necesarios, tales como agua, energía eléctrica, teléfono y saneamiento.

El acceso a la asistencia sanitaria se garantizará con la dotación permanente de un teléfono móvil operativo en la obra. Se ha constatado que la zona está dotada de cobertura.

CLIMATOLOGÍA

La zona climatológica en que está enclavado el edificio corresponde al clima mediterráneo, con inviernos templados y veranos calurosos, de temperaturas medias extremas entre 0ª y 40ªC, por lo que durante los periodos de la obra que se realicen en la época calurosa, deberá cuidarse la exposición al sol de los trabajadores.

INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS

Dado que las obras se realizan en el interior de la finca, no existen conducciones de instalaciones o servicios públicos de ningún tipo que puedan verse afectadas por las mismas.

7.5.2 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

DESCRIPCIÓN DE LA EDIFICACIÓN

El proyecto interviene en las cubiertas de los edificios Altamira y Alcudia de la Universidad Miguel Hernández.

ACTUACIONES

La finalidad de este proyecto es realizar las actuaciones necesarias para la instalación de dos plantas fotovoltaicas de 61,6 kWp cada una en las cubiertas mencionadas, acometiendo las siguientes intervenciones reflejadas en la memoria, planos y mediciones del proyecto en el que se incluye este Estudio básico de Seguridad y Salud.

SUPERFICIES

La superficie total es de 1480 m² construidos.

7.5.2.1 FASES/ACTIVIDADES PREVISTAS EN LA OBRA

Comprenden las siguientes operaciones que se desglosarán pormenorizadas en el apartado correspondiente de los Organización de la seguridad en FASE DE EJECUCIÓN DE LA OBRA:

Dada las necesidades del promotor se prevén las siguientes actuaciones:

1. Actuaciones previas.

Se consideran las actuaciones previas al inicio de la obra, como las acometidas de electricidad y agua, colocación de señales de obra, vallado del recinto, instalación de casetas provisionales en su caso, etc. También se incluye el replanteo de la obra y el acopio de materiales.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

2. Estructura de hormigón.

Se considera estructura de hormigón al montaje de la estructura prefabricada de hormigón, así como los elementos necesarios para la fijación de los paneles fotovoltaicos a la cubierta, como lastres, etc.

3. Instalación de paneles fotovoltaicos.

Se consideran como trabajos de instalación de paneles fotovoltaicos, a la fijación de los mismos a la estructura, así como a la conexión eléctrica de estos para el correcto funcionamiento de la instalación.

4. Instalación eléctrica.

Se consideran trabajos de electricidad a la instalación de los circuitos, mecanismos, elementos de corte y seguridad necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

7.5.2.2 MAQUINARIA PREVISTA EN LA OBRA

La maquinaria que se empleará en la ejecución de la obra, será la siguiente:

- Camión grúa
- Taladro portátil
- Sierra radial eléctrica
- Herramientas manuales

7.6 PLANIFICACIÓN DE LA OBRA

Número medio de trabajadores:

PEM: Presupuesto de Ejecución material = 84.206,83 euros

MO: Influencia del coste de la mano de obra en el PEM en tanto por uno = 0,20

CM: Coste medio diario del trabajador de la construcción = 120,00 euros

$$\frac{PEM \times MO}{CM} = \frac{84.206,83 \cdot 0,2}{120,00} = 140,3 \text{ jornadas de trabajo}$$

Media de trabajadores = 140,3 jornadas/23 días = 6,1 jornadas de trabajo/día

Número medio de trabajadores: 6

7.7 PRINCIPIOS APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

El artículo 10 del RD 1627/1997 establece que se aplicarán los principios de acción preventiva recogidos en el art. 15º de la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995, de 8 de noviembre)" durante la ejecución de la obra y en particular en las siguientes actividades:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los diferentes materiales, en particular si se trata de materias y sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación en función de la evolución de la obra del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases del trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca de la obra.

Los principios de acción preventiva establecidos en el artículo 15 de la Ley 31/95 son los siguientes:

El empresario aplicará las medidas que integran el deber general de prevención, de acuerdo con los siguientes principios generales:

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

- Evitar riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se puedan evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.
- Adaptar el trabajo a la persona, en particular con lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la elección de los equipos y los métodos de trabajo y de producción, con el fin de reducir el trabajo monótono y repetitivo y reducir los efectos del mismo en la salud.
- Tener en cuenta la evolución de la técnica.
- Sustituir lo peligroso por lo que entrañe poco o ningún peligro.
- Planificar la prevención, buscando un conjunto coherente que integre la técnica, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.

El empresario tendrá en consideración las capacidades profesionales de los trabajadores en materia de seguridad y salud en el momento de encomendar los trabajos.

El empresario adoptará las medidas necesarias para garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.

La efectividad de las medidas preventivas deberá prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador. Para su aplicación se tendrán en cuenta los riesgos adicionales que pudieran implicar determinadas medidas preventivas, que sólo podrán adoptarse cuando la magnitud de dichos riesgos sea sustancialmente inferior a las de los que se pretende controlar y no existan alternativas más seguras.

Podrán concertar operaciones de seguros que tengan como finalidad garantizar como ámbito de cobertura la previsión de riesgos derivados del trabajo, la empresa respecto de sus trabajadores, los trabajadores autónomos respecto a ellos mismos y las sociedades cooperativas respecto a los socios, y la actividad consista en la prestación de su trabajo personal.

7.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS

Analizamos a continuación los riesgos previsibles inherentes a las actividades de ejecución previstas, así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

La secuencia de trabajos será la siguiente:

Actuaciones previas > estructura prefabricada de hormigón para fijación de los paneles > instalación paneles fotovoltaicos > instalación eléctrica.

Con el fin de no hacer innecesariamente repetitiva la relación de riesgos generales, analizaremos primero los riesgos generales, que puedan darse en cualquiera de las actividades, y seguiremos después con el análisis de los específicos de cada actividad, incluyendo los que puedan afectar a terceras personas ajenas a la obra.

7.8.1 RIESGOS GENERALES

Entendemos como riesgos generales aquellos que afectan a todas las personas que trabajen en las actividades objeto de este Plan, independientemente de la actividad concreta que realicen.

- Caída de objetos o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Heridas, en manos o pies, por el manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos.
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas.
- Heridas por objetos punzantes o cortantes.
- Golpes contra objetos.
- Atrapamientos.
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento.
- Polvo, ruido, etc.

7.8.2 OBRA CIVIL

- Aumento de posibilidades de caídas de altura, de materiales o personas, debido a la continua movilidad del trabajo.
- Proyecciones de objetos y/o fragmentos.
- Ambiente con polvo.
- Aplastamientos.
- Atropellos y/o colisiones.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Desprendimientos.
- Golpes/Cortes con objetos/maquinaria.
- Golpes contra objetos inmóviles.
- Quemadas físicas.
- Contactos térmicos.
- Hundimientos.
- Sobreesfuerzos, posiciones inadecuadas o movimientos repetitivos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Caídas sobre objetos punzantes.
- Condiciones meteorológicas adversas.

7.8.3 TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS DENTRO DE LA OBRA

- Desprendimiento y caída de la carga, o de una parte, por ser esta excesiva o estar mal sujeta.
- Golpes contra partes salientes de la carga.
- Atropellos de personas.
- Vuelcos.
- Choques contra otros vehículos o máquinas.
- Golpes de la carga contra instalaciones.

7.8.4 TRABAJOS CON ESTRUCTURAS PREFABRICADAS DE HORMIGÓN

- Caída de piezas durante el izado y transporte de los paquetes.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

- Atrapamientos durante las operaciones de carga y descarga de palets de soportes o en la colocación de los mismos.
- Proyecciones de objetos y/o fragmentos.
- Caída de objetos y/o de máquinas.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas desde altura.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Golpes y choques contra objetos inmóviles.
- Golpes / cortes con objetos / maquinaria.
- Aplastada sobre objetos punzantes.
- Sobreesfuerzos, posiciones inadecuadas o movimientos repetitivos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Vuelco de máquinas y / o camiones.
- Condiciones meteorológicas adversas.

7.8.5 MONTAJES ELECTROMECÁNICOS DE EQUIPOS Y DE ACCESORIOS

- Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos.
- Caída de personas desde escaleras de mano o de estructuras.
- Golpes / cortes con objetos / maquinaria.
- Caídas sobre objetos punzantes.
- Sobreesfuerzos, posiciones inadecuadas o movimientos repetitivos.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Condiciones meteorológicas adversas.

7.8.6 TRABAJOS EN ALTURA

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de objetos.
- Golpes y cortes.
- Exposición a temperaturas extremas.
- Sobreesfuerzos.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.

7.8.7 MEDIOS Y MAQUINARIA

- Caída de la carga transportada.
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Accidentes derivados de condiciones atmosféricas.
- Rotura de cable, gancho o cualquier otro medio auxiliar de elevación.

7.8.8 TRABAJOS PREVIOS E INSTALACIONES PREVIAS

- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escaleras, plataformas).
- Golpes y tropiezos.
- Caídas de materiales.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de materiales.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad)
- Golpes por herramientas manuales
- Atrapamientos.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Electrocutión o quemaduras.

7.9 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN

Como criterio general primarán las protecciones colectivas frente a las individuales. Además, se deberán mantener en buen estado de conservación los medios auxiliares, la maquinaria y las herramientas de trabajo. Por otra parte, los medios de protección deberán estar homologados según la normativa vigente.

7.9.1 MEDIDAS DE PROTECCIÓN COLECTIVA

- Organización y planificación de los trabajos para evitar interferencias entre los diferentes trabajos.
- Señalización de las zonas de peligro.
- Los elementos de las Instalaciones deben estar con sus protecciones aislantes.
- Revisión periódica y mantenimiento de maquinaria y equipos de obra.
- Comprobación de apuntalamientos, condiciones de entibado y pantallas de protección de zanjas.
- Utilización de pavimentos antideslizantes.
- Colocación de barandillas de protección en lugares con peligro de caída.
- Protección de agujeros y fachadas para evitar la caída de objetos (redes, lonas).
- Uso de canalizaciones de evacuación de escombros, correctamente instaladas.
- Uso de escaleras de mano, plataformas de trabajo y andamios.

7.9.2 MEDIDAS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

- Utilización de caretas y gafas homologadas contra el polvo y/o proyección de partículas.
- Utilización de calzado de seguridad.
- Utilización de casco homologado.
- En todas las zonas elevadas donde no haya sistemas fijos de protección habrá que establecer puntos de anclaje seguros para poder sujetar el cinturón de seguridad homologado, cuya utilización será obligatoria.
- Utilización de guantes homologados para evitar el contacto directo con materiales agresivos y minimizar el riesgo de cortes y pinchazos
- Utilización de protectores auditivos homologados en ambientes excesivamente ruidosos.
- Sistemas de sujeción permanente y de vigilancia por más de un operario en los trabajos con peligro de intoxicación. Utilización de equipos de suministro de aire.

7.9.3 MEDIDAS DE PROTECCIÓN A TERCEROS

- Cierre, señalización y alumbrado de la obra. El cierre debe impedir que personas ajenas a la obra puedan entrar.
- Protección de agujeros y fachadas para evitar la caída de objetos (redes, lonas).

7.10 ORGANIZACIÓN DE LAS ZONAS DE ACOPIOS, CIRCULACIÓN DE PERSONAS Y VEHÍCULOS INTERNOS Y AJENOS A LA OBRA.

ZONAS DE ACOPIO DE MATERIALES, ESCOMBRO Y RESIDUOS.

Serán las mismas a lo largo de la obra, servirá para acopiar provisionalmente los materiales y residuos generados en la obra.

Se procurará que la superficie destinada a tal fin sea la mayor posible.

Como características genéricas de estos espacios se destaca:

- Serán de fácil acceso para los vehículos de retirada de contenedores de escombros y el acceso estará restringido únicamente a personal autorizado.
- Se interferirá lo menos posible en el normal desarrollo del resto de actividades. A este respecto es conveniente proceder a la señalización de la limitación de velocidad por pequeños que sean los recorridos.
- No es necesario zona de acopio ya que los escombros resultantes serán echados o recogidos directamente sobre el camión para su posterior traslado al vertedero.

OCUPACIÓN DE VÍA PÚBLICA. ORGANIZACIÓN DE LA CIRCULACIÓN.

Será necesario la ocupación de la vía pública durante el acopio de materiales para la obra, o salida y entrada de vehículos mientras duren las maniobras de descarga o carga, y derribo, se canalizará el tráfico, tanto peatonal como rodado, mediante vallas metálicas tipo Ayuntamiento, y se colocarán señales de tráfico que avisen de la situación de peligro.

El constructor planificará las actuaciones a realizar en las maniobras de carga y descarga para garantizar la correcta circulación de los vehículos o interrumpir el tráfico si las condiciones de trabajo lo exigen.

7.11 PRIMEROS AUXILIOS

Aunque el objetivo de este estudio de seguridad y salud es establecer las bases para que las empresas contratistas puedan planificar la prevención a través del Plan de Seguridad y Salud y de su Plan de prevención y así evitar los accidentes laborales, hay que reconocer que existen causas de difícil control que pueden hacerlos presentes. En consecuencia, es necesario prever la existencia de primeros auxilios para atender a los posibles accidentados. De acuerdo con el apartado A3 del Anexo VI del R.D. 486/97, la obra dispondrá del material de primeros auxilios que se indica a continuación, incluyéndose además las normas de actuación en caso de emergencia, así como la identificación de los centros de asistencia sanitaria más próximos.

7.11.1 DOTACIÓN ASISTENCIAL Y PRIMEROS AUXILIOS

Botiquín portátil de obra: El botiquín dispondrá de los medios necesarios para efectuar curas de urgencia en caso de accidentes, estando a cargo del mismo una persona capacitada designada por la empresa. Contendrá como mínimo: agua oxigenada, alcohol de 96°, tintura de yodo, mercurocromo, amoniaco, algodón hidrófilo y gasa estéril, vendas, esparadrapo, antiespasmódicos, torniquete, bolsas de goma para agua, hielo, guantes esterilizados, jeringuillas, hervidor, agujas inyectables y termómetro clínico.

Deberá disponerse también de cremas de protección solar para rostro.

Manual de Emergencia: Junto al botiquín se incluirá un pequeño manual con las instrucciones concretas y precisas sobre cómo actuar en caso de emergencia. Este manual (es conveniente que se trate de fichas plastificadas de fácil compresión con instrucciones claras, concretas y sencillas) indicará el orden de las actuaciones según el tipo de accidente o emergencia.

RIESGOS (Derivados de su utilización):

- Infecciones por manipulaciones indebidas de los componentes del botiquín.
- Aumento de la gravedad de los daños producidos por un accidente, por demora o errores en la asistencia sanitaria.

7.11.2 LOCALIZACIÓN DE LOS CENTROS ASISTENCIALES

Junto a los documentos de seguridad de la obra se encontrará un documento indicando los datos que se adjuntan y las rutas a los siguientes centros asistenciales, debiendo la empresa constructora, previamente a la iniciación de los trabajos, confirmar sus emplazamientos y estudiar las vías de acceso para una mayor rapidez en caso de necesidad durante la ejecución de la obra:

- **Accidentes de extrema gravedad:**

SERVICIO DE EMERGENCIAS: 112 TELÉFONO DE URGENCIAS: 061

- **Accidentes graves:**

Hospital General Universitario de Elche - Carrer Almazara, 11, 03203 Elche,
Alicante

966 61 69 00 o EL CENTRO ASISTENCIAL MÁS CERCANO A LA OBRA.

- **Accidentes leves:**

Centro De Salud De Elche Altabix, situado en la C. Antonio Mora Ferrández, 51

966 91 32 20 O EL MÁS CERCANO A LA OBRA.

7.12 INSTALACIONES DE SALUBRIDAD

En la obra está prevista una media de 6 trabajadores, por lo que no está prevista la instalación de caseta provisional para vestuario y retretes. Para estos menesteres, se usarán los vestuarios y servicios de la propia Universidad, previa aprobación del coordinador de seguridad y salud.

7.13 OBLIGACIONES DEL PROMOTOR

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos. La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El promotor deberá efectuar un **aviso** a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, que se redactará con arreglo a lo dispuesto en el Anexo III del Real Decreto 1627/1.997 debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

7.14 COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona. El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

7.15 LIBRO DE INCIDENCIAS

En cada centro de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

7.16 PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

7.17 DERECHOS DE LOS TRABAJADORES

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial



Antonio Santiago Romera Zambudio



8 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

8.1 OBJETO DEL ESTUDIO

Por gestión de residuos se entiende la recogida, el almacenamiento, el transporte, la valorización y la eliminación de los mismos, incluida la vigilancia de estas actividades, así como de los lugares de depósito o vertido después de su cierre.

En consecuencia, el Estudio de Gestión de Residuos se estructura según las etapas y objetivos siguientes:

En primer lugar, se definen los agentes intervinientes en el proceso, tanto los responsables de obra en materia de gestión de residuos como los gestores externos a la misma que intervendrán en las operaciones de reutilización secundaria.

A continuación, se identifican los materiales presentes en obra y la naturaleza de los residuos que se van a originar en cada etapa de la obra. Esta clasificación se toma con arreglo a la Lista Europea de Residuos publicada por Orden MAM/304/2002 y sus modificaciones posteriores.

Para cada tipo específico de residuo generado se hace una estimación de su cantidad. En esta fase conviene también tener en consideración datos provenientes de la experiencia acumulada en obras previas por la empresa constructora, según su propia forma de trabajar y los medios auxiliares de que se sirven.

Finalmente se definen las operaciones de gestión necesarias para cada tipo de residuo generado, en función de su origen, peligrosidad y posible destino.

Estas operaciones comprenden fundamentalmente las siguientes fases: recogida selectiva de residuos generados, reducción de los mismos, operaciones de segregación y separación en la misma obra, almacenamiento, entrega y transporte a gestor autorizado, posibles tratamientos posteriores de valorización y vertido controlado.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

El contenido de este estudio se complementa con un presupuesto o valoración del coste de gestión previsto - alquiler de contenedores, costes de transporte, tasas y cánones de vertido aplicables, así como los de la gestión misma. También deben incluirse en el estudio los planos de las instalaciones previstas para almacenamiento, manejo y otras operaciones de gestión en obra.

En definitiva, el objeto de este estudio es dar respuesta a cuestiones como:

- ¿Qué residuos se generan?
- ¿Quién es el responsable de ellos en cada momento?
- ¿Qué se hace con lo generado?

Todo ello teniendo en consideración el principio de gestión de las tres erres:

- Reducir.
- Reutilizar.
- Reciclar.

8.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Normativa comunitaria

- Directiva 2006/12/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a los residuos.
- Directiva 99/31/CE relativa al vertido de residuos.
- Directiva 94/62/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a los envases y residuos de envases y directivas 2004/12/CE y 2005/20/CE que la modifican.
- Directivas 91/689/CEE y 94/904/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre residuos peligrosos y directiva 94/31/CEE que los modifica.
- Directiva 75/442/CEE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a los residuos y directivas 91/156/CEE y 94/31/CE que la modifican.

Normativa estatal

- R.D. 105/2008 por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- R.D. 679/2006 por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

- R.D. 208/2005 sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.
- Plan Nacional Integrado de Residuos 2005-2017 y Plan Nacional de Residuos de Construcción y Demolición 2001-2006.
- R.D. 653/2003 sobre incineración de residuos y R.D. 1217/1997 sobre incineración de residuos peligrosos.
- Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y reglamentos posteriores que la desarrollan.
- Orden 304/2002 del Ministerio de Medio Ambiente, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, y corrección de errores publicada en B.O.E. del 12/03/2002.
- R.D. 1481/2001 por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.
- R.D. 1378/1999 por el que se establecen medidas para la eliminación y gestión de los PCB, PCT y aparatos que lo contengan, y R.D. 228/2006 que lo modifica.
- Ley 10/1998 de Residuos (BOE núm. 96, de 22 de abril) y ley 62/2003 que la modifica.
- Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases y R.D. 782/1998 y 252/2006 que la desarrollan y modifican.
- R.D. 45/1996 por el que se regulan diversos aspectos relacionados con las pilas y los acumuladores que contengan determinadas sustancias peligrosas.
- R.D. 363/1995 de aprobación del Reglamento sobre notificación de sustancias nuevas y clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas.
- Ley 20/1986 básica de residuos tóxicos y peligrosos y R.D. 952/1997 y 833/1998 que la desarrollan.

Toda aquella normativa de Prevención y Seguridad y Salud que resulte de aplicación debido a la fabricación, distribución o utilización de residuos peligrosos o sus derivados.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

8.3 CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA

8.3.1 GENERALIDADES

El objeto de la obra a realizar, así como la descripción de la misma se detallan en el correspondiente "Proyecto de Ejecución".

Éste recoge la definición total de las fases de construcción, tanto las de obra civil, estructuras, albañilería y acabados, así como el análisis de las instalaciones de climatización, protección contra incendios, electricidad, gas, fontanería, saneamiento, comunicaciones, seguridad y urbanización.

8.3.2 EMPLAZAMIENTO

Obra:	PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ.
Dirección:	Calle Avda. de la Universidad s/n
Municipio:	Elche, 03202
Provincia:	Alicante

Tabla 78. Tabla emplazamiento (EGR).

8.3.3 PROMOTOR

Razón Social:	Universidad Miguel Hernández de Elche
CIF:	Q-5350015-C
Sector:	Sector Público Institucional
Domicilio Social:	Calle Avda. de la Universidad s/n 03202 - ELCHE
Teléfono:	+34 96 665 8500

Tabla 79. Tabla identificación promotor (EGR).

8.4 IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTOR Y POSEEDOR DE LOS RESIDUOS

Según la normativa vigente, las figuras dentro de la gestión de residuos de la construcción y demolición son las siguientes:

- Productor de los residuos

Se trata de cualquier persona física o jurídica cuya actividad, excluida la derivada del consumo doméstico, produzca residuos o que efectúe operaciones de tratamiento previo, de mezcla, o de otro tipo que ocasionen un cambio de naturaleza o de composición de esos residuos. Tendrá también carácter de productor el importador de residuos o adquirente en cualquier Estado miembro de la Unión Europea. El productor de los residuos está obligado a la inclusión en el Proyecto de Construcción de un Estudio de Gestión de los Residuos de construcción y demolición que se producirán en la obra que se proyecta. Dicho estudio deberá incluir, entre otros aspectos, una estimación de la cantidad de residuos generados, las medidas genéricas de prevención que se adoptarán, la destinación prevista, así como la valoración y el coste previsto para la gestión de dichos residuos. La valoración económica establecida deberá formar parte del propio presupuesto del Proyecto. En este caso, el productor de los residuos será el Promotor de la obra.

- Poseedor de los residuos

Se entiende como poseedor al productor de los residuos o la persona física o jurídica que los tenga en su poder y que no tenga la condición de gestor de residuos. El poseedor de los residuos está obligado a la presentación de un Plan de gestión de los residuos de construcción y demolición en el que se concreten cómo se llevará a cabo la aplicación del estudio de gestión elaborado en el Proyecto. También es el encargado de sufragar el coste de dicha gestión, así como de facilitar al productor toda aquella documentación acreditativa de la correcta gestión de los residuos. La figura del poseedor de los residuos recaerá sobre la empresa constructora que resulte como adjudicataria de las obras relativas al Proyecto de Construcción.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

- Gestor de los residuos

Comprende la persona o entidad, pública o privada, que realice cualquiera de las operaciones que componen la gestión de los residuos, sea o no el productor de los mismos.

8.5 IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS

Se entiende como RCD a cualquier sustancia u objeto que, cumpliendo con la definición de residuo incluida en el artículo 3.a de Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados, se haya generado en una obra de construcción o demolición.

Los Residuos de Construcción y Demolición (RCD) se clasifican en tres grandes grupos, en función del tipo de vertedero al que se destinan:

- Residuos inertes

Es todo aquel residuo no peligroso que no experimenta transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble ni combustible, ni reacciona física ni químicamente ni de ninguna otra manera, no es biodegradable, no afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto de forma que pueda dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. La lixiviabilidad total, el contenido de contaminantes del residuo y la ecotoxicidad del lixiviado deberán ser insignificantes, y en particular no deberán suponer un riesgo para la calidad de las aguas superficiales o subterráneas

- Residuos especiales

Todos aquellos residuos que por su naturaleza potencialmente contaminante requieren un tratamiento específico y un control periódico y que están incluidos dentro del ámbito de aplicación de la Directiva 91/689/CE, del 12 de diciembre

- Residuos no especiales

Grupo en el que se incluyen todos los residuos que no se clasifican como residuos inertes o especiales

La mayor parte de los RCD pueden considerarse inertes o cuando menos asimilables a inertes, en tanto que su poder contaminante es relativamente bajo.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

Sin embargo, su impacto visual es generalmente alto debido al gran volumen que ocupan y al escaso control ambiental ejercido sobre los terrenos sobre los cuales se realiza su vertido o acopio. Así, en líneas generales sólo se valoriza un 5% de los RCD, mientras que el resto es destinado a vertedero.

Por otro lado, también se distinguen dos niveles dentro de los RCDs:

RCDs de Nivel I.- Residuos generados por el desarrollo de las obras de infraestructura de ámbito local o supramunicipal contenidas en los diferentes planes de actuación urbanística o planes de desarrollo de carácter regional, siendo resultado de los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados en el transcurso de dichas obras. Se trata, por tanto, de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación.

RCDs de Nivel II.- Residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción, de la demolición, de la reparación domiciliaria y de la implantación de servicios.

Son residuos no peligrosos que no experimentan transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas.

Los residuos inertes no son solubles ni combustibles, ni reaccionan física ni químicamente ni de ninguna otra manera, ni son biodegradables, ni afectan negativamente a otras materias con las que entran en contacto de forma que puedan dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. Se contemplan los residuos inertes procedentes de obras de construcción y demolición, incluidos los de obras menores de construcción y reparación domiciliaria sometidas a licencia municipal o no.

Los residuos a generados serán tan solo los marcados a continuación de la Lista Europea establecida en la Orden MAM/304/2002. No se consideraran incluidos en el computo general los materiales que no superen 1m³ de aporte y no sean considerados peligrosos y requieran por tanto un tratamiento especial.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

A.1.: RCDs Nivel I

1. TIERRAS Y PÉTROS DE LA EXCAVACIÓN

X	17 05 04	Tierras y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 06
	17 05 08	Balasto de vías férreas distinto del especificado en el código 17 05 07

A.2.: RCDs Nivel II

RCD: Naturaleza no pétreo

1. Asfalto		
X	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas a las del código 17 03 01
2. Madera		
X	17 02 01	Madera
3. Metales		
X	17 04 01	Cobre, bronce, latón
X	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
	17 04 04	Zinc
X	17 04 05	Hierro y Acero
X	17 04 06	Estaño
X	17 04 07	Metales mezclados
X	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
4. Papel		
X	20 01 01	Papel y cartón
5. Plástico		
X	17 02 03	Plástico
6. Vidrio		
X	17 02 02	Vidrio
7. Yeso		
	17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos a los del código 17 08 01

RCD: Naturaleza pétreo

1. Arena Grava y otros áridos		
	01 04 08	Residuos de grava y rocas trituradas distintos de los mencionados en el código 01 04 07
	01 04 09	Residuos de arena y arcilla
2. Hormigón		
X	17 01 01	Hormigón
3. Ladrillos , azulejos y otros cerámicos		
X	17 01 02	Ladrillos

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

X	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
X	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06.

4. Piedra

	17 09 04	RDCs mezclados distintos a los de los códigos 17 09 01, 02 y 03
--	----------	---

RCD: Potencialmente peligrosos y otros

1. Basuras

	20 02 01	Residuos biodegradables
	20 03 01	Mezcla de residuos municipales

2. Potencialmente peligrosos y otros

X	17 01 06	Mezcla de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos con sustancias peligrosas (SP's)
	17 02 04	Madera, vidrio o plástico con sustancias peligrosas o contaminadas por ellas
X	17 03 01	Mezclas bituminosas que contienen alquitran de hulla
X	17 03 03	Alquitran de hulla y productos alquitranados
	17 04 09	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas
X	17 04 10	Cables que contienen hidrocarburos, alquitran de hulla y otras SP's
	17 06 01	Materiales de aislamiento que contienen Amianto
	17 06 03	Otros materiales de aislamiento que contienen sustancias peligrosas
	17 06 05	Materiales de construcción que contienen Amianto
	17 08 01	Materiales de construcción a partir de yeso contaminados con SP's
	17 09 01	Residuos de construcción y demolición que contienen mercurio
	17 09 02	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB's
	17 09 03	Otros residuos de construcción y demolición que contienen SP's
X	17 06 04	Materiales de aislamientos distintos de los 17 06 01 y 03
X	17 05 03	Tierras y piedras que contienen SP's
	17 05 05	Lodos de drenaje que contienen sustancias peligrosas

Tabla 80. Lista Europea de Residuos.

8.6 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y MINIMIZACIÓN DE RESIDUOS

En este apartado se exponen todas aquellas acciones de minimización a tener en consideración para prevenir la generación de residuos o de reducir su producción. El primer paso para la mejora en la gestión de los residuos de construcción y demolición consiste en la reducción de los mismos. Esto implicará

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

la disminución del volumen transportado a vertedero, la contaminación que el transporte genera y el ahorro en la energía generada para dicho transporte.

Por otro lado, si los residuos generados se reutilizan, se reducirá la cantidad de materias primas necesarias y con ello, no se malgastarán recursos naturales y energía y posibilitará unas mejoras económicas considerables.

Para conseguir estos dos objetivos de no generación (prevención) y reutilización (minimización) de residuos se plantean una serie de acciones recomendables de carácter general:

- Minimizar tanto como se pueda el uso de materiales.

En la fase de redacción del Proyecto ya se han tenido presentes las labores de minimización del uso de recursos. Así, se ha proyectado secciones mecánicas más eficaces y se ha optimizado el diseño de las estructuras y elementos y la cantidad de medios auxiliares para la ejecución de la obra.

- Reducir residuos.

Para conseguir reducir el volumen de residuos generados, y por tanto los problemas derivados de su gestión, es muy importante desarrollar una metodología de almacenaje y manipulación de los materiales. Es conveniente que estos materiales se encuentren almacenados convenientemente y conservados en lugares protegidos y, que no sean desembalados hasta su utilización, consiguiendo de esta manera una optimización de los mismos y a su vez, una reducción de los residuos.

- Reutilizar materiales.

Existen materiales y elementos de construcción que son reutilizables sin ser sometidos a ningún proceso de transformación. Igualmente, determinados elementos auxiliares de obras pueden ser reutilizados tanto en la propia obra como de una obra a otra como por ejemplo, maquinaria, encofrados o sistemas de protección y seguridad.

Los embalajes también pueden ser reutilizados, sobre todo aquellos que están formados por grandes contenedores y que pueden ser recargables una y otra vez.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

- Reciclar residuos.

Una de las formas de reducir el volumen de residuos generados y recursos necesarios para la ejecución de la obra reside en aprovechar materiales procedentes de otros tajos de la propia obra.

- Recuperar energía de los residuos.

Es una opción no muy extendida para los residuos de construcción y demolición ya que estos residuos son poco o nada inflamables y se reducen básicamente a plásticos, madera y cartón. Habrá que asegurar que la combustión de estos elementos no genere emisión de elementos tóxicos o contaminantes al aire.

- Enviar la cantidad mínima de residuos al vertedero.

Después de optimizar todas las posibilidades consistentes en la reducción de residuos queda la de transportarlos al vertedero de residuos de construcción y demolición autorizado más cercano.

Por otro lado, además de las medidas de carácter general antes expuestas, se desglosan a continuación otra serie de medidas para la prevención de generación de residuos orientadas a los diferentes elementos considerados:

- Tierras y pétreos de excavación.
 - Medidas: Las excavaciones y rellenos deberán ajustarse a las dimensiones específicas de Proyecto, que a su vez debe haber optimizado el movimiento de tierras a desarrollar en la obra.
 - Acopio: Se aconseja situarlos sobre una base dura para reducir los residuos, a la vez que deberían separarse de potenciales sustancias contaminantes.
- Residuos de naturaleza pétreo.
 - Medidas: Se evitará la generación de los mismos como sobrantes de producción en el proceso de fabricación, devuelto en la medida que se pueda al suministrador las partes del material que no se vayan a colocar.
 - Acopio: Como en el caso anterior, se aconseja situarlos sobre una base dura para reducir los residuos, a la vez que deberían

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

- separarse de potenciales sustancias contaminantes. Se dispondrán contenedores de 3,5 m³ para su segregación.
- Hormigón.
 - o Medidas: En la medida de lo posible se empleará el fabricado en plantas de empresas suministradoras. Por otro lado, con la finalidad de garantizar el aprovechamiento de posibles excesos, se preverán zonas de obra en las que llevar a cabo la reutilización, como por ejemplo: soleras, cunetas, hormigonados de protecciones,...
 - o Almacenamiento: Se repiten las consideraciones establecidas en el elemento anterior.
 - Mezclas bituminosas.
 - o Medidas: Se pedirá a planta el suministro justo y necesario para la ejecución de los tajos previstos a fin de evitar excedentes innecesarios.
 - o Almacenamiento: No se prevén recomendaciones específicas.
 - Maderas.
 - o Medidas: Se analizará con el oficial responsable de carpintería la forma y ejecución de encofrados a fin de intentar reducir al máximo la cantidad de material a emplear.
 - o Almacenamiento: Deberá realizarse en zonas cubiertas para evitar los efectos perjudiciales de la lluvia y la humedad. En todo caso, se emplearán contenedores diferenciados mediante cartelería identificativa para evitar la mezcla de diferentes elementos.
 - Elementos metálicos.
 - o Medidas: Se aportará a la obra con el número conciso según la dimensión determinada en Proyecto y siguiendo antes de su colocación la planificación correspondiente con objeto de evitar el mínimo número de recortes y elementos sobrantes.
 - o Almacenamiento: Deberá realizarse en zonas cubiertas para evitar los efectos perjudiciales de la lluvia y la humedad. En la medida de lo posible, deberán conservarse en su embalaje original hasta el momento de su utilización. Para este grupo de residuos deberán

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

disponerse contenedores específicos que permitan su segregación del resto de residuos.

- Residuos plásticos.
 - o Medidas: En cuanto a los tubos de material plástico (PE, PVC, PP...), se pedirán para su suministro la cantidad más justa posible. Por otro lado, sería conveniente solicitar a las suministradoras que redujesen al mínimo los embalajes empleados para el transporte, prescindiendo en todo caso de todos aquellos que tenga un origen puramente decorativo.
 - o Almacenamiento: Preferiblemente deberán protegerse de la lluvia, la humedad o el sol para evitar su deterioro. Por ese motivo, se aconseja mantenerlos en su embalaje original hasta el momento de su uso. Se dispondrán contenedores para el almacenamiento. En el caso de tubos, se recomienda el uso de separadores a fin de evitar que éstos rueden.

8.7 ESTIMACIÓN DE RESIDUOS IDENTIFICADOS EN LA OBRA SEGÚN LA LISTA EUROPEA DE RESIDUOS

Estimación de residuos en obra				
		V		Tn
Residuos totales de obra		4,15		1,94
A.1.: RCDs Nivel II				
Evaluación teórica del peso por tipología de RDC		Tn	d	V
1. TIERRAS Y PÉTROS DE LA EXCAVACIÓN				
Tierras y pétreos procedentes de la excavación estimados directamente desde los datos de proyecto		0,00	0,00	0,00

A.2.: RCDs Nivel II				
	%	Tn	d	V
Evaluación teórica del peso por tipología de RDC	% de peso	Toneladas de cada tipo de RDC	Densidad tipo (entre 2,5 y 0,6)	m ³ Volumen de Residuos
RCD: Naturaleza no pétreo				
1. Asfalto	0,000	0,00	2,40	0,00
2. Madera	0,000	0,70	0,60	1,17
3. Metales	0,000	0,04	5,30	0,01
4. Papel y cartón	0,000	0,20	0,40	0,50
5. Plástico	0,000	0,20	0,10	2,00
6. Vidrio	0,000	0,00	1,50	0,00

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

7. Yeso	0,000	0,10	1,00	0,10
TOTAL estimación	0,000	1,24		3,78
RCD: Naturaleza pétreo				
1. Arena Grava y otros áridos	0,000	0,50	1,80	0,28
2. Hormigón	0,000	0,10	2,45	0,04
3. Ladrillos , azulejos y otros cerámicos	0,000	0,10	2,00	0,05
4. Piedra	0,000	0,00	1,80	0,00
TOTAL estimación	0,000	0,70		0,37
RCD: Potencialmente peligrosos y otros				
1. Basuras	0,000	0,00	0,90	0,00
2. Potencialmente peligrosos y otros	0,00,0	0,00	0,50	0,00
TOTAL estimación	0,000	0,00		0,00

Tabla 81. Estimación residuos.

8.8 GESTIÓN DE RESIDUOS

Este apartado se incluye para dejar constancia del abanico de operaciones y de instalaciones destinadas a la gestión de los residuos que cabe prever desde la fase de proyecto.

Entre dichas operaciones destaca esencialmente la correcta separación de los residuos, que como mínimo deberá contemplar la separación selectiva los residuos Inertes, de los residuos No Especiales y de los residuos Especiales. Esto es así debido a que la separación de residuos en origen facilita su reutilización, valoración y posterior eliminación.

En cualquier caso, se tiene que considerar siempre como última opción el vertido en depósitos controlados en la gestión de los residuos de construcción y demolición y, se tiene que tender, por este orden, a la reutilización, al reciclaje o a cualquiera otro tipo de valorización, ya sea interna o externa.

En base al artículo 5.5 del RD 105/2008, los residuos de construcción y demolición se tendrán que separar en fracciones, cuando, de forma individualizada para cada una de estas fracciones, la cantidad prevista de generación para el total de la obra supere las cantidades expresadas en la tabla siguiente. Dadas las dimensiones de la obra a realizar, no se prevé que se alcancen estos volúmenes de residuos.

Residuos según artículo 5.5	Estimación en peso (Tn)	Separación obligatoria	
		Sí	No
Hormigón..... 80 t.	0,10		X
Ladrillos, tejas, cerámicos...: 40 t.	0,10		X
Metal2 t.	0,04		X
Madera 1 t.	0,70		X
Vidrio..... 1 t.	0,00		X
Plástico.....0,5 t.	0,20		X
Papel y cartón: 0,5 t.	0,20		X

Tabla 82. Separación obligatoria de residuos.

Distinguiremos entre la gestión de los residuos dentro de la propia obra y fuera de ella. Por este motivo se considera imprescindible hacer una reflexión sobre las diferentes posibilidades de gestión “internas” y “externas” más adecuadas para nuestra obra según los siguientes puntos:

- Espacio disponible para realizar la separación selectiva de los residuos en la obra.
- Posibilidad de reutilización y reciclaje in situ.
- Proximidad de “valorizadores” de residuos de la construcción y demolición y la distancia a los depósitos controlados, los costes económicos asociados a cada opción de gestión, etc...

En cualquier caso, se tiene que considerar siempre el vertido en depósitos controlados como última opción en la gestión de los residuos de construcción y demolición y, se tiene que tender, por este orden, a la reutilización, al reciclaje o a cualquiera otro tipo de valorización.

8.9 SEPARACIÓN EN LA OBRA

Las medidas de segregación previstas son las correspondientes a la demolición separativa/segregación de las obras (tierras, hormigón, metales ...), sólo en caso de superar las fracciones establecidas en el artículo 5.5 del RD 105/2008, siendo recomendable para el resto de RCDs.

Para separar los mencionados residuos se dispondrán de contenedores específicos, los cuales se localizarán en zonas reservadas, con fácil acceso, en los recintos de la obra que serán señalizadas convenientemente.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

La localización de estos recintos, que se pueden denominar puntos limpios de la obra.

Dadas las características de la obra definida en este proyecto, y puesto que no se alcanzarán los valores expuestos en la tabla anterior, se prevé básicamente la retirada a gestores externos o en su caso el traslado del residuo a las instalaciones del Centro de Conservación y Explotación.

Medidas empleadas :

	Eliminación previa de elementos desmontables y/o peligrosos
	Derribo separativo / segregación en obra nueva (ej.: pétreos, madera, metales, plásticos + atóxicos, orgánicos, peligrosos...). o en caso de superar las fracciones establecidas en el artículo 5.5 del RD 105/2008
X	Derribo integral o recogida de escombros en obra e a “todo incluido”, posterior tratamiento en planta

Tabla 83. Medidas empleadas.

8.10 GESTIÓN FUERA DE LA OBRA

Las empresas de gestión y tratamiento de residuos estarán, en todo caso, autorizadas por el Organismo Autónomo competente para la Gestión de Residuos.

Para determinar los gestores de residuos externos de las obras se ha consultará la página de la Comunidad Autónoma correspondiente.

En dicha página se puede obtener la información relativa a todas aquellas empresas autorizadas para el tratamiento de residuos, distinguiendo entre residuos industriales, municipales, de la construcción y relativas a la ganadería.

8.10.1 SITUACIÓN PLANTA RESIDUOS DE LA CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN

Se localiza la Planta de Reciclados SATUR GESTIÓN DE RESIDUOS., en Santa Pola (Alicante). C/ Fontaneros, 55, 03130, Santa Pola.

ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

8.11 VALORACIÓN ECONÓMICA

La valoración económica para la gestión de residuos se calcula a partir de la cantidad estimada de residuos generados en la obra.

El precio incluye la segregación en origen de los residuos generados, el traslado a los contenedores de residuos en el punto limpio de la obra ubicado en el Centro de Conservación y Explotación, el transporte de cada residuo al gestor correspondiente y su deposición. En el presupuesto se ha incluido un capítulo de gestión de residuos en el que calcula el coste de la gestión de residuos.

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Antonio Santiago Romera Zambudio

9 PRESUPUESTO



9.1 MEDICIONES

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA							
01.01	<p>u Inversor trifásico de red. Potencia nominal de 50 kW.</p> <p>Inversor trifásico, con marcado CE para instalación en conexión a red, de 55000 W de potencia máxima de entrada y tensión máxima de entrada de 1100 Vcc, rango de tensiones de 200V a 1000V tensión asignada de entrada 600V, corriente máxima de entrada 20 A, con 4 entradas MPP independientes y dos strings por entrada MPP, corriente asignada de salida 72.2 A factor de potencia 1, Coeficiente de distorsión no lineal menos del 3% y rendimiento máximo europeo 98 %, con leds indicadores de tensión, sobrecarga y temperatura, trabajando como fuente de corriente, autoconmutado y con seguidor del punto de máxima potencia conforme a las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética, con control de vertido a red, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE.</p>							
						2,00	3.506,76	7.013,52
01.02	<p>u Módulo fotovoltaico monocristalino de 550 Wp.</p> <p>Módulo fotovoltaico monocristalino modelo JKM550M-72HL4 o similar, grado de protección mínimo IP67, con 550 Wp de potencia, tensión punto máxima potencia 40.9 V, Intensidad punto máxima potencia 13.45 A, Tensión a circuito abierto 49.62 V, con una eficiencia de 21.29 %, cualificado por el CIEMAT u otro laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones UNE-EN 61215, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE.</p>							
01.04	<p>Ud Visera contra la lluvia de acero galvanizado.</p> <p>Visera contra la lluvia de acero galvanizado que garantice la protección contra la lluvia tanto del inversor como del cuadro de protecciones. Incluye sistema de fijación. Instalación completa.</p>							
						224,00	179,07	40.111,68
						2,00	200,92	401,84
TOTAL 01								47.527,04

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	----------	--------	---------

02 ESTRUCTURA

02.01 u Soporte prefabricado de hormigón para anclaje de paneles solares
 Suministro e instalación de soporte prefabricado de hormigón para anclaje de paneles solares, tipo Solarbloc o equivalente, para instalación sobre cubiertas planas sin perforar las mismas, por lo que no afecta a la impermeabilidad de éstas. Con 18° de grado de inclinación, adecuado para la instalación del panel solar. Incluso fijación de paneles mediante carril y tornillería. Fijado al lastre en caso de ser necesario con 2 cordones de adhesivo para material petreo con resistencia a la tracción mínima de 10 kg/cm2.

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Elimina la estructura metálica.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

Datos técnicos:

- Composición; hormigón
- Ángulos soportes 18°
- Peso 60,0 kg
- Dimensiones; largo 100 cm - ancho 16 cm

Incluso medios de elevación, accesorios de montaje y pequeño material. Totalmente instalada según DB SE y DB HE-5 del CTE.

	276,00	30,45	8.404,20
--	--------	-------	----------

E01 u Lastre prefabricado de hormigón para anclaje de soporte
 Lastre de hormigón prefabricado marca Pretensados Duran SOLARBLOC o equivalente colocado en base de soporte metálico, y apoyado en elemento estructural de la planta cubierta; con la función de aumentar el peso de la instalación fotovoltaica a 18°.

Características:

- Medidas: 1000x200x100 cm
- Peso: 48 kg
- Uds por palet: 24

	276,00	16,83	4.645,08
--	--------	-------	----------

TOTAL 02..... 13.049,28

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03	CABLEADO							
03.02	m Cable eléctrico para transmisión de datos RS485 ML de suministro e instalación de cable RS485 para transferencia de datos, de 2 pares 24AWG doble apantallado con lámina Al-PET; cobertura de alambres de cobre estañados; toma de tierra: cuerda de cobre estañada, material de aislamiento exterior PVC, temperatura de trabajo: -15...80°C. Diámetro máximo del haz de cable: 5.9mm. Demás características y especificaciones técnicas conforme a documentos de proyecto (Memoria, Anexos a la Memoria, PPT y Planos). Además se incluye conexas con los elementos terminales, etiquetado y certificación, pequeño material, material complementario, piezas especiales, y udas de albañilería, así como todo lo necesario para su correcta instalación según la Documentación Técnica y a instancias de la Dirección Facultativa. Medida la longitud, totalmente instalada y probada.							
IEH016	m Cable eléctrico fotovoltaico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".					40,00	4,82	192,80
IEH015	m Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP". Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x35 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.					840,00	1,53	1.285,20
						150,00	5,44	816,00
	TOTAL 03							2.294,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
04	APARAMENTA							
IEX302	<p>Ud Fusible cilíndrico.</p> <p>Conjunto fusible, formado por fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 16 A, poder de corte 20 kA, tamaño 8,5x31,5 mm y base modular para fusibles cilíndricos de 8,5x31,5 mm, unipolar (1P), modelo STI A9N15635. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Montaje y conexionado del elemento.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
IEX076	<p>Ud Protector contra sobretensiones transitorias, modular.</p> <p>Protector contra sobretensiones transitorias, tipo 2 (onda 8/20 μs), con cartucho extraíble, tetrapolar (3P+N), nivel de protección 1,2 kV, intensidad máxima de descarga 20 kA, modelo iPRD A9L20600 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 72x81x69 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm). Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Montaje y conexionado del elemento.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>					16,00	11,90	190,40
IEX475	<p>Ud Caja de distribución, modular.</p> <p>Caja de distribución de plástico, de superficie, con puerta transparente, con grados de protección IP65 e IK08, aislamiento clase II, tensión nominal 690 V, para 8 módulos, modelo Noark PHS 8T "CHINT ELECTRICS", de 202x201x120 mm, con carril DIN, terminales de neutro y de tierra, tirador de apertura y tapas cubremódulos. Totalmente montada.</p> <p>Incluye: Colocación y fijación del elemento.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>					2,00	401,20	802,40
IEX495	<p>Ud Caja de distribución, modular.</p> <p>Caja de distribución de plástico, de superficie, con puerta transparente, con grados de protección IP65 e IK08, aislamiento clase II, tensión nominal 690 V, para 4 módulos, modelo Noark PHS 4T "CHINT ELECTRICS", de 128x201x120 mm, con carril DIN, terminales de neutro y de tierra, tirador de apertura y tapas cubremódulos. Totalmente montada.</p> <p>Incluye: Colocación y fijación del elemento.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>					4,00	28,03	112,12

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
IEX025	<p>Ud Interruptor en carga, modular.</p> <p>Interruptor en carga, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uimp) 6 kV, intensidad de cortocircuito (Icw) 2500 A durante 1 s, vida útil en vacío 50000 maniobras, vida útil en carga 10000 maniobras, de 54x82x70 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm). Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Montaje y conexionado del elemento.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>					2,00	23,45	46,90
IEX064	<p>Ud Interruptor combinado magnetotérmico-diferencial, modular, "GENERAL ELECTRIC".</p> <p>Interruptor automático magnetotérmico, poder de corte 10 kA, curva B, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, HTI1033PB100 "GENERAL ELECTRIC", montaje sobre carril DIN, con bloque diferencial instantáneo, clase A, tripolar (3P), sensibilidad 30 mA, DOCA3125/030. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>					2,00	179,68	359,36
						2,00	1.015,11	2.030,22
TOTAL 04								3.541,40

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
05	CANALIZACIONES								
05.01	m Bandeja Rejiband 35x60								
						100,00	13,29	1.329,00	
IEO040	m Bandeja para soporte y conducción de cables eléctricos. Bandeja perforada de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66100, serie 66 "UNEX", de 60x100 mm, resistencia al impacto 10 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, con 1 compartimento y tapa de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66102, con soporte horizontal, de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66103. Incluye: Replanteo. Fijación del soporte. Colocación y fijación de la bandeja. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.								
						60,00	43,85	2.631,00	
TOTAL 05									3.960,00



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
06	SISTEMA DE MEDIDA Y CONTROL							
06.01	<p>Ud Celda de medida, de 24 kV de tensión asignada, 800x1025x1800 mm. Suministro e instalación de celda de medida, de 24 kV de tensión asignada, 800x1025x1800 mm, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y transformadores de medida. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo. Colocación y fijación. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
						1,00	1.873,44	1.873,44
06.02	<p>Ud Sistema de monitorización Huawei SmartLogger3000A03EU. Sistema de monitorización Huawei SmartLogger3000A03EU que permite conectar hasta 80 inversores de manera simultanea. Permite comunicación RS-485. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo. Colocación y fijación. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
						1,00	1.386,58	1.386,58
06.03	<p>Ud Janitza UMG 604-PRO. Medidor universal trifásico compatible con Huawei para inyección cero según real decreto. Janitza UMG 604-PRO. Medidor universal trifásico compatible con Huawei para inyección cero según real decreto. La medición se realizará a través de convertidores de corriente externos .../1A o /5A. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo. Colocación y fijación. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
						1,00	1.326,04	1.326,04
06.04	<p>m Cable eléctrico para transmisión de datos "PRYSMIAN GROUP". Cable eléctrico para transmisión de datos, señales analógicas y digitales en plantas industriales e instrumentos de medida y control en zonas con ruidos eléctricos, Datax "PRYSMIAN", tipo LiYCY, tensión nominal 250 V, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 2x0,50 mm² de sección, aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), apantallado con trenza de cobre estañado (cobertura superior al 65%), cubierta de policloruro de vinilo (PVC), y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, libre de halógenos y nula emisión de gases corrosivos. Incluye: Tendido del cable. Conexionado. Comprobación de su correcto funcionamiento.</p>							
						1,00	1.326,04	1.326,04

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	----------	--------	---------

Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.
Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.

						9.150,00	0,81	7.411,50
--	--	--	--	--	--	----------	------	----------

TOTAL 06								11.997,56
-----------------------	--	--	--	--	--	--	--	------------------



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
07	PUESTA A TIERRA								
07.01	<p>u Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud.</p> <p>Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud. Toma de tierra compuesta por pica de acero cobreado de 2 m de longitud, hincada en el terreno, conectada a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno.</p> <p>Incluye: Replanteo. Excavación con medios mecánicos. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Hincado de la pica. Colocación de la arqueta de registro. Conexión del electrodo con la línea de enlace. Relleno del trasdós. Conexión a la red de tierra. Montaje, conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Realización de pruebas de servicio. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>								
						4,00	114,17	456,68	
07.02	<p>m Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.</p> <p>Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección. Incluso p/p de uniones realizadas con soldadura aluminotérmica, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>								
						80,00	5,20	416,00	
TOTAL 07									872,68

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
08	CONTROL DE CALIDAD								
08.01	u Ensayo cableado eléctrico y canalizaciones Comprobación de secciones nominales y alimamientos para todos los conductores, determinaciones según UNE 21022. Ensayo de aislamiento (líneas desde CGBT a CS). Ensayo de comportamiento y colocación de canalizaciones (bandejas, tubos, ..) Incluyendo los medios auxiliares necesarios para el ensayo y el posterior informe descriptivo, cumpliendo el CTE y normas de fabricación vigentes.								
						1,00	25,65	25,65	
08.02	u Control de estructuras prefabricadas de hormigón Ejecución de revisión de la documentación de montaje, elaborada por el montador, comprobándose que consta de los documentos que exige la normativa aplicable y que los planos de montaje coinciden con lo especificado en el proyecto. Comprobación por parte de la D.F. de que la ejecución del montaje se realiza con los medios y herramientas adecuados a la calidad prescrita y que se realiza en el orden y con el personal especialista adecuado.S/ DB SE A, DB SI 6 Y NORMATIVA APLICABLE								
						1,00	212,00	212,00	
08.03	u Instalación Fotovoltaica Control de verificación de la instalación fotovoltaica, incluyendo paneles, cableado en corriente continua de conexión, cajas de derivación, cableado de tierras, protecciones, inversores, etc..) comprobando al menos: - Control de recepción de materiales y certificados. - Marca, modelo, y garantía de calidad. Marcado CE. - Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos, baterías reguladores, inversores y convertidores. - Sujeciones, alineaciones y posición relativa de los equipos. - Unión de estructuras a cubiertas y/o marquesinas (estanqueidad), fachadas y resistencia de las mismas. - Conexiones eléctricas. - Elementos de control e indicación de funcionamiento.								
						1,00	136,00	136,00	
TOTAL 08									373,65

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
09 GESTIÓN DE RESIDUOS								
GRA009	<p>Ud Transporte de residuos inertes con contenedor.</p> <p>Transporte de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, con contenedor de 3,5 m³, a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. Incluso servicio de entrega, alquiler y recogida en obra del contenedor.</p> <p>Incluye: Carga a camión del contenedor. Transporte de residuos de construcción a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente transportadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
						1,00	133,56	133,56
GRB009	<p>Ud Canon de vertido por entrega de contenedor con residuos inertes a gestor autorizado.</p> <p>Canon de vertido por entrega de contenedor de 3,5 m³ con mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.</p> <p>Criterio de valoración económica: El precio no incluye el servicio de entrega, el alquiler, la recogida en obra del contenedor ni el transporte.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente entregadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
						1,00	56,75	56,75
GRA008	<p>Ud Transporte de residuos inertes con contenedor.</p> <p>Transporte de residuos inertes plásticos producidos en obras de construcción y/o demolición, con contenedor de 3,5 m³, a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. Incluso servicio de entrega, alquiler y recogida en obra del contenedor.</p> <p>Incluye: Carga a camión del contenedor. Transporte de residuos de construcción a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente transportadas según especificaciones de Proyecto.</p>							
						1,00	87,40	87,40
GRB008	<p>Ud Canon de vertido por entrega de contenedor con residuos inertes a gestor autorizado.</p> <p>Canon de vertido por entrega de contenedor de 3,5 m³ con residuos inertes plásticos producidos en obras de construcción y/o demolición,</p>							
						1,00	87,40	87,40

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
10	CARTEL DE OBRA							
10.01	u Cartel de obra de 150x70 Suministro e instalación de cartel de obra conforme a descripción del manual de identidad de la estrategia EDUSI del Ayuntamiento de Cartagena. Se incluye subestructura metálica de anclaje, totalmente montado e instalado.							
						2,00	26,51	53,02
10.02	Ud Cartel general indicativo de riesgos. Suministro, colocación y desmontaje de cartel general indicativo de riesgos, de PVC serigrafiado, de 990x670 mm, con 6 orificios de fijación, amortizable en 3 usos, fijado con bridas de nylon. Incluso mantenimiento en condiciones seguras durante todo el periodo de tiempo que se requiera. Incluye: Colocación. Desmontaje posterior. Transporte hasta el lugar de almacenaje o retirada a contenedor. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según Estudio o Estudio Básico de Seguridad y Salud. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente colocadas según especificaciones de Estudio o Estudio Básico de Seguridad y Salud.							
						2,00	9,60	19,20
	TOTAL 10							72,22
	TOTAL							84.206,83

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial



Antonio Santiago Romera Zambudio

9.2 DESCOMPUESTOS



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO RESUMEN CANTIDAD UD PRECIO SUBTOTAL IMPORTE

01 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.01	Inversor trifásico de red. Potencia nominal de 50 kW.		u			
01.02.02	Invr trif red 100 kW	1,000	u	3.286,21	3.286,21	
OC	Oficial 1ª construcción	3,000	h	22,70	68,10	
AE	Ayudante electricista.	3,000	h	18,50	55,50	
CG	Camión con grúa de hasta 6 t	0,500	h	56,38	28,19	
%CI	Costes indirectos	34,380	%	2,00	68,76	

TOTAL PARTIDA **3.506,76**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES MIL QUINIENTOS SEIS con SETENTA Y

SEIS

CÉNTIMOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.02	Módulo fotovoltaico monocristalino de 550 Wp.		u			
01.01.03	Módulo fotovoltaico monocristalino de 550 Wp	1,000	u	155,86	155,86	
OE	Oficial 1ª electricista.	0,400	h	22,00	8,80	
AE	Ayudante electricista.	0,400	h	18,50	7,40	
01.01.04	Accesorios de montaje.	1,000	u	3,50	3,50	
%CI	Costes indirectos	1,756	%	2,00	3,51	

TOTAL PARTIDA **179,07**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SETENTA Y NUEVE con SIETE

CÉNTIMOS

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.04	Visera contra la lluvia de acero galvanizado.		Ud			
01.03.01	Visera contra la lluvia de acero galvanizado que garantice la protección contra la lluvia tanto del inversor como del cuadro de	1,000	u	156,48	156,48	
OC	Oficial 1ª construcción	1,000	h	22,70	22,70	
AC	Ayudante de construcción	1,000	h	17,80	17,80	
%CI	Costes indirectos	1,970	%	2,00	3,94	

TOTAL PARTIDA **200,92**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOSCIENTOS con NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
02	ESTRUCTURA				
02.01	Soporte prefabricado de hormigón para anclaje de paneles solares	u			
02.01.01	Soporte prefabricado de hormigón	1,000 u	22,30	22,30	
OC	Oficial 1ª construcción	0,160 h	22,70	3,63	
AC	Ayudante de construcción	0,100 h	17,80	1,78	
CG	Camión con grúa de hasta 6 t	0,038 h	56,38	2,14	
%CI	Costes indirectos	0,299 %	2,00	0,60	
	TOTAL PARTIDA				30,45
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TREINTA con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS				
E01	Lastre prefabricado de hormigón para anclaje de soporte	u			
LSB	Lastre prefabricado de hormigón	1,000 u	9,40	9,40	
OC	Oficial 1ª construcción	0,120 h	22,70	2,72	
AC	Ayudante de construcción	0,120 h	17,80	2,14	
CG	Camión con grúa de hasta 6 t	0,015 h	56,38	0,85	
MP	Masilla de poliuretano	0,030 l	46,29	1,39	
%CI	Costes indirectos	0,165 %	2,00	0,33	
	TOTAL PARTIDA				16,83
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DIECISEÍS con OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS				



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
03	CABLEADO					
03.02	Cable eléctrico para transmisión de datos RS485		m			
OC	Oficial 1ª construcción	0,090	h	22,70	2,04	
03.02.02	Conductor RS485	1,000	m	2,69	2,69	
%CI	Costes indirectos	0,047	%	2,00	0,09	
TOTAL PARTIDA						4,82
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUATRO con OCHENTA Y DOS CÉNTIMOS						
IEH016	Cable eléctrico fotovoltaico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".		m			
mt35pry026d	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 3	1,000	m	0,49	0,49	
OE	Oficial 1ª electricista.	0,025	h	22,00	0,55	
AE	Ayudante electricista.	0,025	h	18,50	0,46	
%0200	Costes directos complementarios	0,015	%	2,00	0,03	
TOTAL PARTIDA						1,53
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN con CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS						
IEH015	Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP".		m			
mt35pry017y	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de o	1,000	m	3,85	3,85	
OE	Oficial 1ª electricista.	0,035	h	22,00	0,77	
mo102	Ayudante electricista.	0,035	h	20,30	0,71	
%0200	Costes directos complementarios	0,053	%	2,00	0,11	
TOTAL PARTIDA						5,44
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO con CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS						



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
04	APARAMENTA				
IEX302	Fusible cilíndrico.	Ud			
mt35asa026k	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 16 A, poder de corte 20 kA, tamaño 8,5x31,5 mm, según UNE-EN 60269-1.	1,000 Ud	0,66	0,66	
mt35asa025aa	Base modular para fusibles cilíndricos de 8,5x31,5 mm, unipolar (1P), modelo STI A9N15635 "SCHNEIDER ELECTRIC", según UNE-EN 602	1,000 Ud	6,61	6,61	
04.06.03	Oficial 1ª electricista.	0,200 h	22,00	4,40	
%0200	Costes directos complementarios	0,117 %	2,00	0,23	
TOTAL PARTIDA					11,90
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de ONCE con NOVENTA CÉNTIMOS					
IEX076	Protector contra sobretensiones transitorias, modular.	Ud			
mt35asa003Kp	Protector contra sobretensiones transitorias, tipo 2 (onda 8/20 µs), con cartucho extraíble, tetrapolar (3P+N), nivel de protecc	1,000 Ud	385,63	385,63	
04.06.03	Oficial 1ª electricista.	0,350 h	22,00	7,70	
%0200	Costes directos complementarios	3,933 %	2,00	7,87	
TOTAL PARTIDA					401,20
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUATROCIENTOS UN con VEINTE CÉNTIMOS					
IEX475	Caja de distribución, modular.	Ud			
mt35amc930sp	Caja de distribución de plástico, de superficie, con puerta transparente, con grados de protección IP65 e IK08, aislamiento clas	1,000 Ud	22,90	22,90	
04.06.03	Oficial 1ª electricista.	0,208 h	22,00	4,58	
%0200	Costes directos complementarios	0,275 %	2,00	0,55	
TOTAL PARTIDA					28,03
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTIOCHO con TRES CÉNTIMOS					
IEX495	Caja de distribución, modular.	Ud			
mt35amc930pa	Caja de distribución de plástico, de superficie, con puerta transparente, con grados de protección IP65 e IK08, aislamiento clas	1,000 Ud	18,50	18,50	
04.06.03	Oficial 1ª electricista.	0,204 h	22,00	4,49	
%0200	Costes directos complementarios	0,230 %	2,00	0,46	
TOTAL PARTIDA					23,45
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTITRÉS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS					
IEX025	Interruptor en carga, modular.	Ud			
mt35ase712ee	Interruptor en carga, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, tensión de aislamiento (Ui) 500 V, impulso de tensión máximo (Uim	1,000 Ud	169,56	169,56	
04.06.03	Oficial 1ª electricista.	0,300 h	22,00	6,60	
%0200	Costes directos complementarios	1,762 %	2,00	3,52	
TOTAL PARTIDA					179,68
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SETENTA Y NUEVE con SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS					
IEX064	Interruptor combinado magnetotérmico-diferencial, modular, "GENERAL ELECTRIC".	Ud			
04.06.01	Interruptor automático magnetotérmico, poder de corte 10 kA, curva B, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, HT11033PB100	1,000 Ud	415,26	415,26	
04.06.02	Bloque diferencial instantáneo, clase A, tripolar (3P), sensibilidad 30 mA, DOCA3125/030 "GENERAL ELECTRIC", montaje sobre carri	1,000 Ud	562,35	562,35	
OE	Oficial 1ª electricista.	0,800 h	22,00	17,60	
%CI	Costes indirectos	9,952 %	2,00	19,90	
TOTAL PARTIDA					1.015,11
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL QUINCE con ONCE CÉNTIMOS					

DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
05	CANALIZACIONES				
05.01	Bandeja Rejiband 35x60	m			
Bandeja	Bandeja Rejiband 35x60	1,000 m	7,29	7,29	
Rejiband 35x60					
05.01.01	Soportes, uniones y accesorios	1,000 u	2,50	2,50	
OE	Oficial 1ª electricista.	0,080 h	22,00	1,76	
AE	Ayudante electricista.	0,080 h	18,50	1,48	
%0200	Costes directos complementarios	0,130 %	2,00	0,26	
TOTAL PARTIDA					13,29
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRECE con VEINTINUEVE CÉNTIMOS					
IEO040	Bandeja para soporte y conducción de cables eléctricos.	m			
mt35une001m	Bandeja perforada de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66100, serie 66 "UNEX", de 60x100 mm, resistencia al impacto 10	1,000 m	12,87	12,87	
mt35une006c	Pieza de unión entre tramos de bandeja, de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66825, serie 66 "UNEX", de 60 mm de altura	0,667 Ud	4,04	2,69	
mt35une003m	Tapa de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66102, serie 66 "UNEX", de 60x100 mm, suministrada en tramos de 3 m de longi	1,000 m	8,02	8,02	
mt35une015ga	Soporte horizontal, de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66103, serie 66 "UNEX", con tornillos con tuerca de U23X, cód	1,000 Ud	8,14	8,14	
OE	Oficial 1ª electricista.	0,360 h	22,00	7,92	
mo102	Ayudante electricista.	0,165 h	20,30	3,35	
%0200	Costes directos complementarios	0,430 %	2,00	0,86	
TOTAL PARTIDA					43,85
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUARENTA Y TRES con OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS					



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
06	SISTEMA DE MEDIDA Y CONTROL				
06.01	Celda de medida, de 24 kV de tensión asignada, 800x1025x1800 mm.	Ud			
06.01.01	Celda de medida, de 24 kV de tensión asignada, 800x1025x1800 mm, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y transformador	1,000 Ud	1.749,47	1.749,47	
OE	Oficial 1ª electricista.	2,154 h	22,00	47,39	
AE	Ayudante electricista.	2,154 h	18,50	39,85	
%CI	Costes indirectos	18,367 %	2,00	36,73	
TOTAL PARTIDA					1.873,44
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y TRES con CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS					
06.02	Sistema de monitorización Huawei SmartLogger3000A03EU.	Ud			
06.02.01	Sistema de monitorización Huawei SmartLogger3000A03EU.	1,000 Ud	1.298,64	1.298,64	
OE	Oficial 1ª electricista.	1,500 h	22,00	33,00	
AE	Ayudante electricista.	1,500 h	18,50	27,75	
%CI	Costes indirectos	13,594 %	2,00	27,19	
TOTAL PARTIDA					1.386,58
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS con CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS					
06.03	Janitza UMG 604-PRO. Medidor universal trifásico compatible con Huawei para inyección cero según real decreto.	Ud			
06.03.01	Janitza UMG 604-PRO. Medidor universal trifásico compatible con Huawei para inyección cero según real decreto.	1,000 Ud	1.259,54	1.259,54	
OE	Oficial 1ª electricista.	1,000 h	22,00	22,00	
AE	Ayudante electricista.	1,000 h	18,50	18,50	
%CI	Costes indirectos	13,000 %	2,00	26,00	
TOTAL PARTIDA					1.326,04
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL TRESCIENTOS VEINTISEIS con CUATRO CÉNTIMOS					
06.04	Cable eléctrico para transmisión de datos "PRYSMIAN GROUP".	m			
mt35pry110w	Cable eléctrico para transmisión de datos, señales analógicas y digitales en plantas industriales e instrumentos de medida y con	1,000 m	0,29	0,29	
mo003	Oficial 1ª electricista.	0,012 h	22,00	0,26	
mo102	Ayudante electricista.	0,012 h	20,30	0,24	
%0200	Costes directos complementarios	0,008 %	2,00	0,02	
TOTAL PARTIDA					0,81
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CERO con OCHENTA Y UN CÉNTIMOS					

DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
07	PUESTA A TIERRA					
07.01	Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud.		u			
07.01.01	Electrodo para red de toma de tierra cobreado.	1,000	u	25,00	25,00	
07.01.02	Conductor de cobre desnudo.	0,250	m	2,81	0,70	
07.01.03	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm.	1,000	u	70,00	70,00	
07.01.04	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333	u	3,50	1,17	
07.01.05	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	u	1,15	1,15	
07.01.06	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.	0,100	h	35,46	3,55	
OC	Oficial 1ª construcción	0,251	h	22,70	5,70	
AE	Ayudante electricista.	0,251	h	18,50	4,64	
POC	Peón ordinario construcción	0,001	h	17,28	0,02	
%CI	Costes indirectos	1,119	%	2,00	2,24	

TOTAL PARTIDA **114,17**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO CATORCE con DIECISIETE CÉNTIMOS

07.02	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección.		m			
07.02.01	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	1,000	m	2,81	2,81	
07.02.02	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,100	u	1,15	0,12	
OC	Oficial 1ª construcción	0,100	h	22,70	2,27	

TOTAL PARTIDA **5,20**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO con VEINTE CÉNTIMOS



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
08	CONTROL DE CALIDAD				
08.01	Ensayo cableado eléctrico y canalizaciones	u			
			Sin descomposición		
			TOTAL PARTIDA		25,65
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTICINCO con SESENTA Y CINCO CÉNTIMOS				
08.02	Control de estructuras prefabricadas de hormigón	u			
			Sin descomposición		
			TOTAL PARTIDA		212,00
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOSCIENTOS DOCE				
08.03	Instalación Fotovoltaica	u			
			Sin descomposición		
			TOTAL PARTIDA		136,00
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO TREINTA Y SEIS				



DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
09	GESTIÓN DE RESIDUOS				
GRA009	Transporte de residuos inertes con contenedor.	Ud			
mq04res010dha	Carga y cambio de contenedor de 3,5 m ³ , para recogida de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de constr	1,000 Ud	130,94	130,94	
%0200	Costes directos complementarios	1,309 %	2,00	2,62	
TOTAL PARTIDA					133,56
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO TREINTA Y TRES con CINCUENTA Y					
SEIS CÉNTIMOS					
GRB009	Canon de vertido por entrega de contenedor con residuos inertes a gestor autorizado.	Ud			
mq04res020cm	Canon de vertido por entrega de contenedor de 3,5 m ³ con mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de constr	1,000 Ud	55,64	55,64	
%0200	Costes directos complementarios	0,556 %	2,00	1,11	
TOTAL PARTIDA					56,75
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCUENTA Y SEIS con SETENTA Y CINCO					
CÉNTIMOS					
GRA008	Transporte de residuos inertes con contenedor.	Ud			
mq04res010gha	Carga y cambio de contenedor de 3,5 m ³ , para recogida de residuos inertes plásticos producidos en obras de construcción y/o demo	1,000 Ud	85,69	85,69	
%0200	Costes directos complementarios	0,857 %	2,00	1,71	
TOTAL PARTIDA					87,40
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de OCHENTA Y SIETE con CUARENTA CÉNTIMOS					
GRB008	Canon de vertido por entrega de contenedor con residuos inertes a gestor autorizado.	Ud			
mq04res020fm	Canon de vertido por entrega de contenedor de 3,5 m ³ con residuos inertes plásticos producidos en obras de construcción y/o demo	1,000 Ud	105,93	105,93	
%0200	Costes directos complementarios	1,059 %	2,00	2,12	
TOTAL PARTIDA					108,05
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO OCHO con CINCO CÉNTIMOS					
GRA010	Transporte de residuos inertes con contenedor.	Ud			
mq04res010hha	Carga y cambio de contenedor de 3,5 m ³ , para recogida de residuos inertes de papel y cartón, producidos en obras de construcción	1,000 Ud	85,69	85,69	
%0200	Costes directos complementarios	0,857 %	2,00	1,71	
TOTAL PARTIDA					87,40
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de OCHENTA Y SIETE con CUARENTA CÉNTIMOS					
GRB010	Canon de vertido por entrega de contenedor con residuos inertes a gestor autorizado.	Ud			
mq04res020gm	Canon de vertido por entrega de contenedor de 3,5 m ³ con residuos inertes de papel y cartón, producidos en obras de construcción	1,000 Ud	44,94	44,94	
%0200	Costes directos complementarios	0,449 %	2,00	0,90	
TOTAL PARTIDA					45,84
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUARENTA Y CINCO con OCHENTA Y CUATRO					
CÉNTIMOS					

DESCOMPUESTOS

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD

MIGUEL HERNÁNDEZ

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
--------	---------	-------------	--------	----------	---------

10	CARTEL DE OBRA				
10.01	Cartel de obra de 150x70				
					u Sin descomposición
					TOTAL PARTIDA 26,51
					Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTISÉIS con CINCUENTA Y UN CÉNTIMOS
10.02	Cartel general indicativo de riesgos.				
mt50les020a	Cartel general indicativo de riesgos, de PVC serigrafado, de 990x670 mm, con 6 orificios de fijación.	0,333 Ud	15,48	5,15	
mt50spr046	Brida de nylon, de 4,8x200 mm.	6,000 Ud	0,04	0,24	
mo120	Peón Seguridad y Salud.	0,200 h	20,10	4,02	
%0200	Costes directos complementarios	0,094 %	2,00	0,19	
					TOTAL PARTIDA 9,60
					Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NUEVE con SESENTA CÉNTIMOS

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial

Antonio Santiago Romera Zambudio

9.3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

RESUMEN DE PRESUPUESTO

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

CAPITULO	RESUMEN	IMPORTE	%
01	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	47.527,04	56,44
02	ESTRUCTURA	13.049,28	15,50
03	CABLEADO	2.294,00	2,72
04	APARAMENTA	3.541,40	4,21
05	CANALIZACIONES.....	3.960,00	4,70
06	SISTEMA DE MEDIDA Y CONTROL.....	11.997,56	14,25
07	PUESTA A TIERRA.....	872,68	1,04
08	CONTROL DE CALIDAD.....	373,65	0,44
09	GESTIÓN DE RESIDUOS.....	519,00	0,62
10	CARTEL DE OBRA.....	72,22	0,09

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL 84.206,83

13,00 % Gastos generales 10.946,89

6,00 % Beneficio industrial 5.052,41

Suma..... 15.999,30

PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA 100.206,13

21% IVA..... 21.043,29

PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN 121.249,42

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de CIENTO VEINTIÚN MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y NUEVE con CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS

Elche, 13 de junio 2023.

Elche, Junio 2023

El Ingeniero Industrial



Antonio Santiago Romera Zambudio

10 PLANOS

01. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO
02. PLANTA GENERAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
03. PLANTA ESTRUCTURA DE SOPORTE
04. DETALLE ESTRUCTURA DE SOPORTE
05. PLANTA DISTRIBUCIÓN DE CANALIZACIONES
06. ESQUEMA CONEXIONADO SERIES
07. ESQUEMAS ELÉCTRICOS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS
08. PLANO DETALLE SOMBRAS
09. ESQUEMA COMUNICACIÓN Y VERTIDO CERO
10. PLANTA MÓDULOS VISTA SATÉLITE





EMPLAZAMIENTO
(SIN ESCALA)



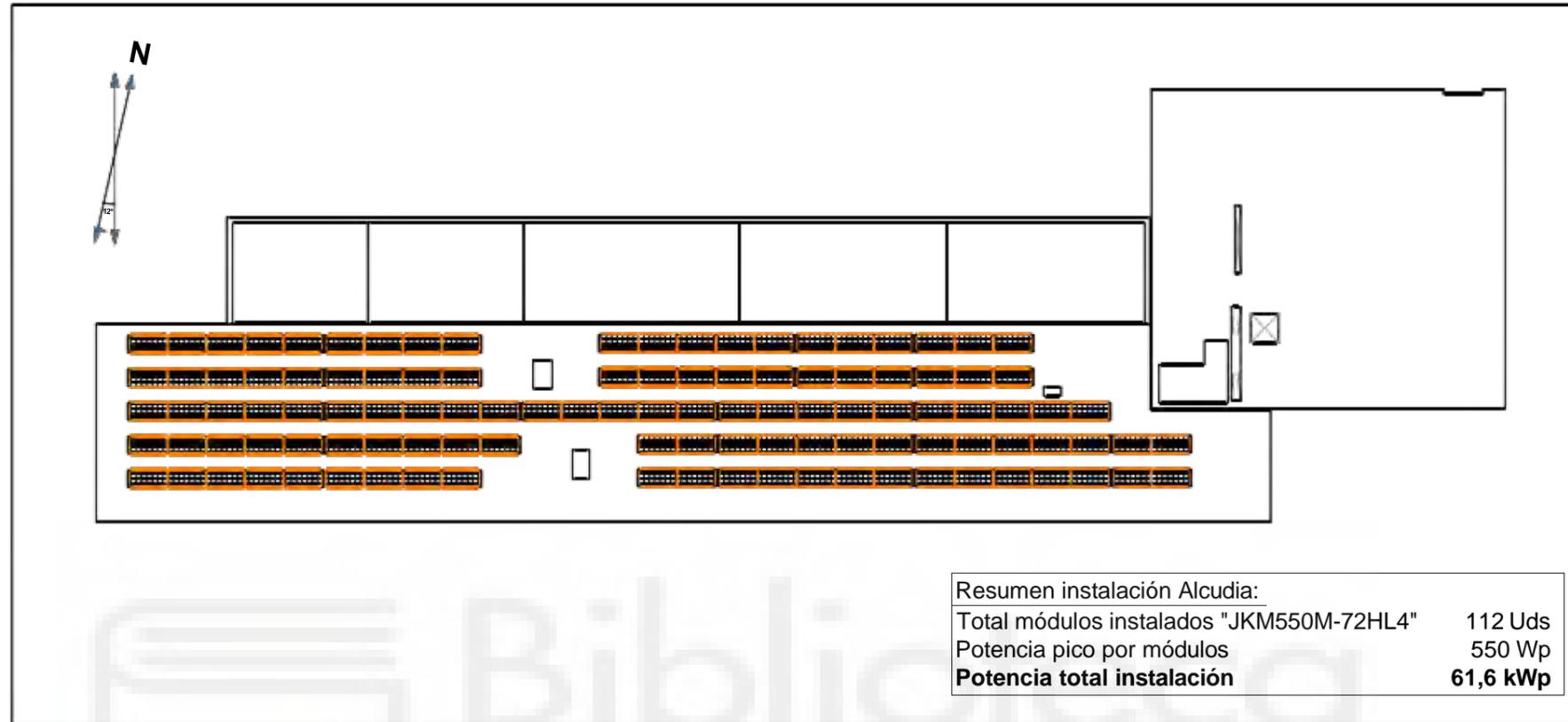
LOCALIZACIÓN DE LA PROVINCIA
(SIN ESCALA)



SITUACIÓN
(SIN ESCALA)

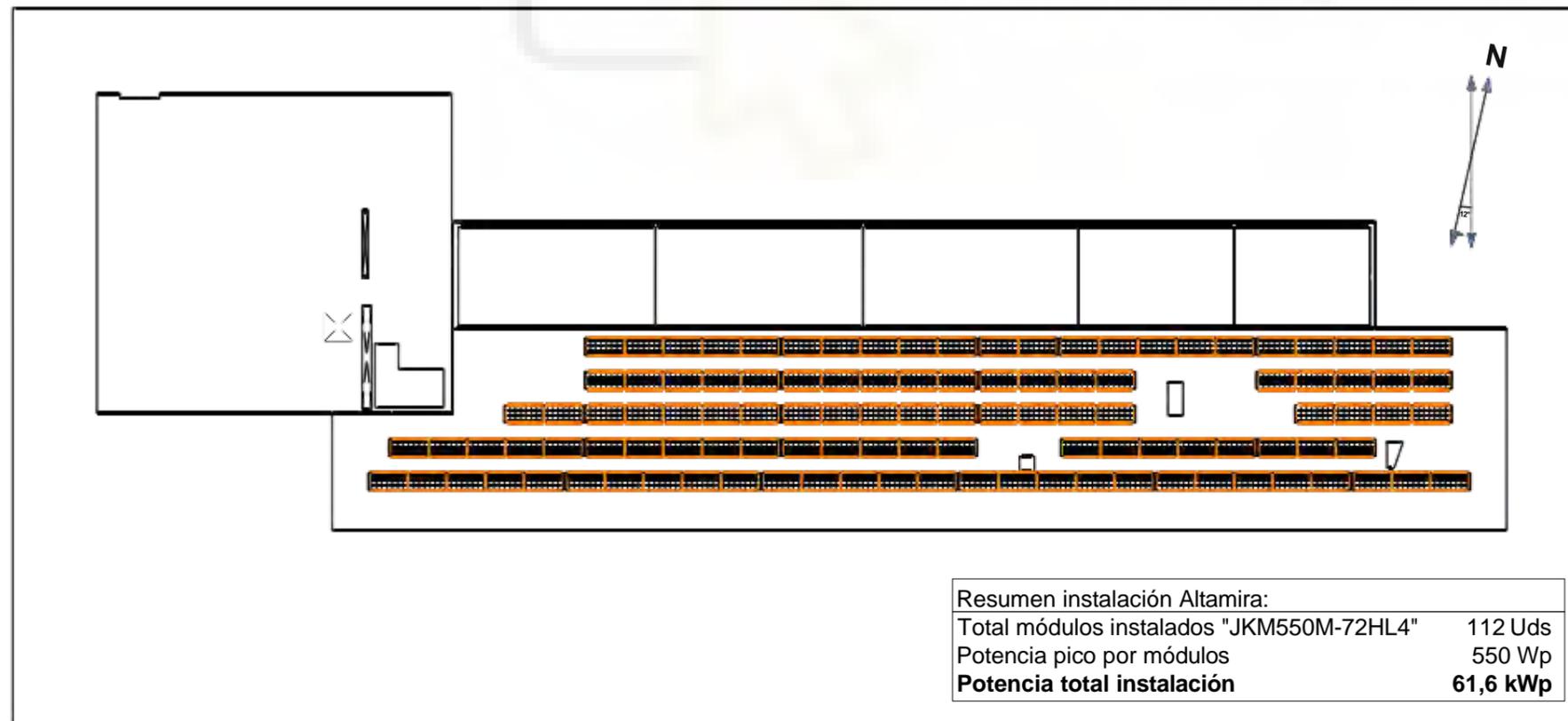
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO		 UNIVERSITAT Miguel Hernández	
DIBUJADO:		REVISADO:	
NOMBRE A.S.R.Z	FECHA 12/05/2023	NOMBRE A.S.R.Z	FECHA 13/06/2023
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N.º 01	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E

EDIFICIO ALCUDIA



Resumen instalación Alcudia:	
Total módulos instalados "JKM550M-72HL4"	112 Uds
Potencia pico por módulos	550 Wp
Potencia total instalación	61,6 kWp

EDIFICIO ALTAMIRA

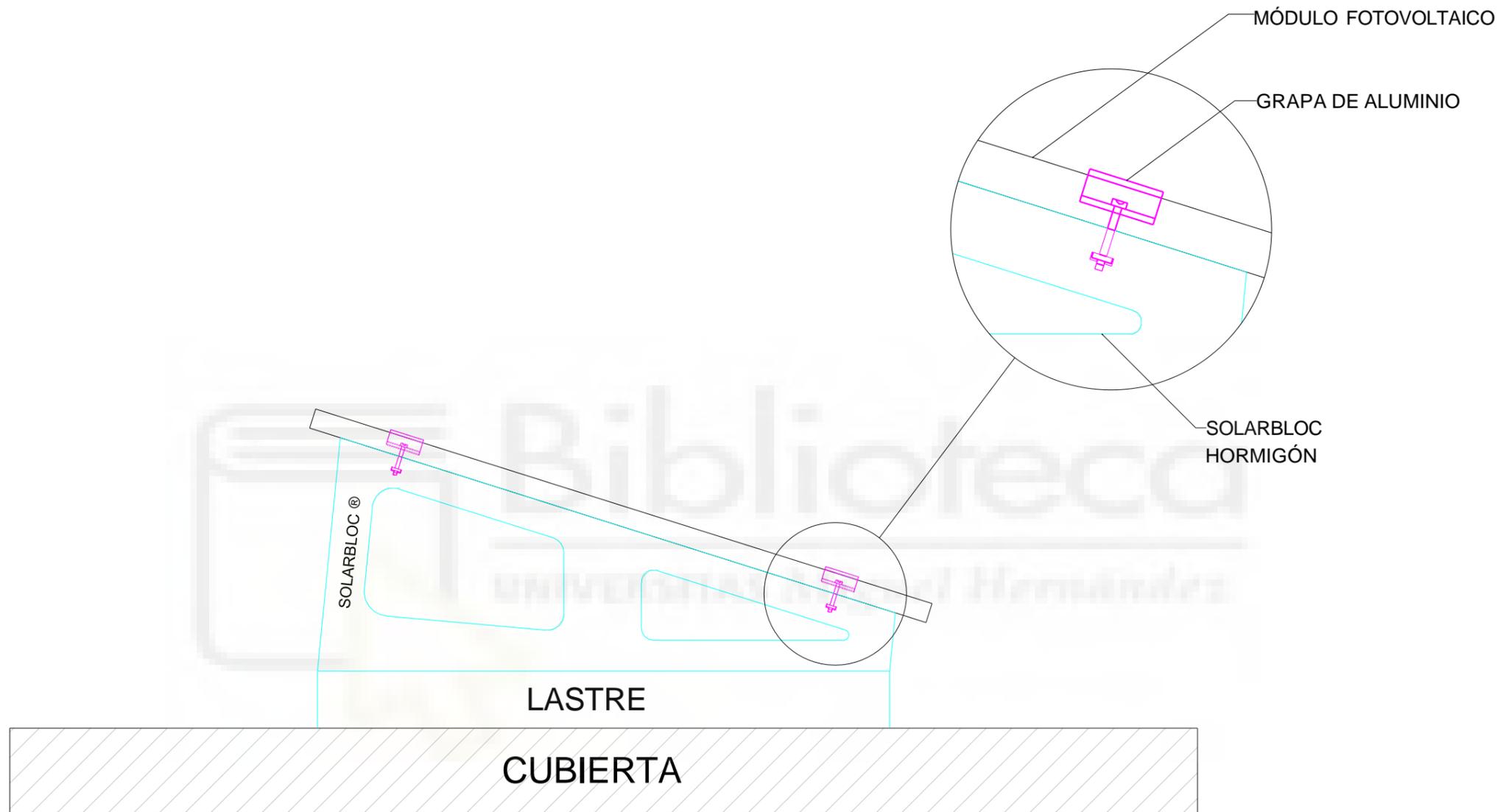


Resumen instalación Altamira:	
Total módulos instalados "JKM550M-72HL4"	112 Uds
Potencia pico por módulos	550 Wp
Potencia total instalación	61,6 kWp

LEYENDA:
 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS "JKM550M-72HL4"

Resumen instalación completa:	
Total módulos instalados "JKM550M-72HL4"	224 Uds
Potencia pico por módulos	550 Wp
Potencia total instalación	123,2 kWp

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO			
DIBUJADO:		REVISADO:	
NOMBRE	FECHA	NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	12/05/2023	A.S.R.Z	13/06/2023
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N.º	PLANTA GENERAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
02			
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E



PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS
DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

EL INGENIERO INDUSTRIAL

ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO



DIBUJADO:

NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	12/05/2023

REVISADO:

NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	13/06/2023

SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH

PLANO N.º

04

DETALLE
ESTRUCTURA
DE SOPORTE

PROYECTO BÁSICO
Y DE EJECUCIÓN

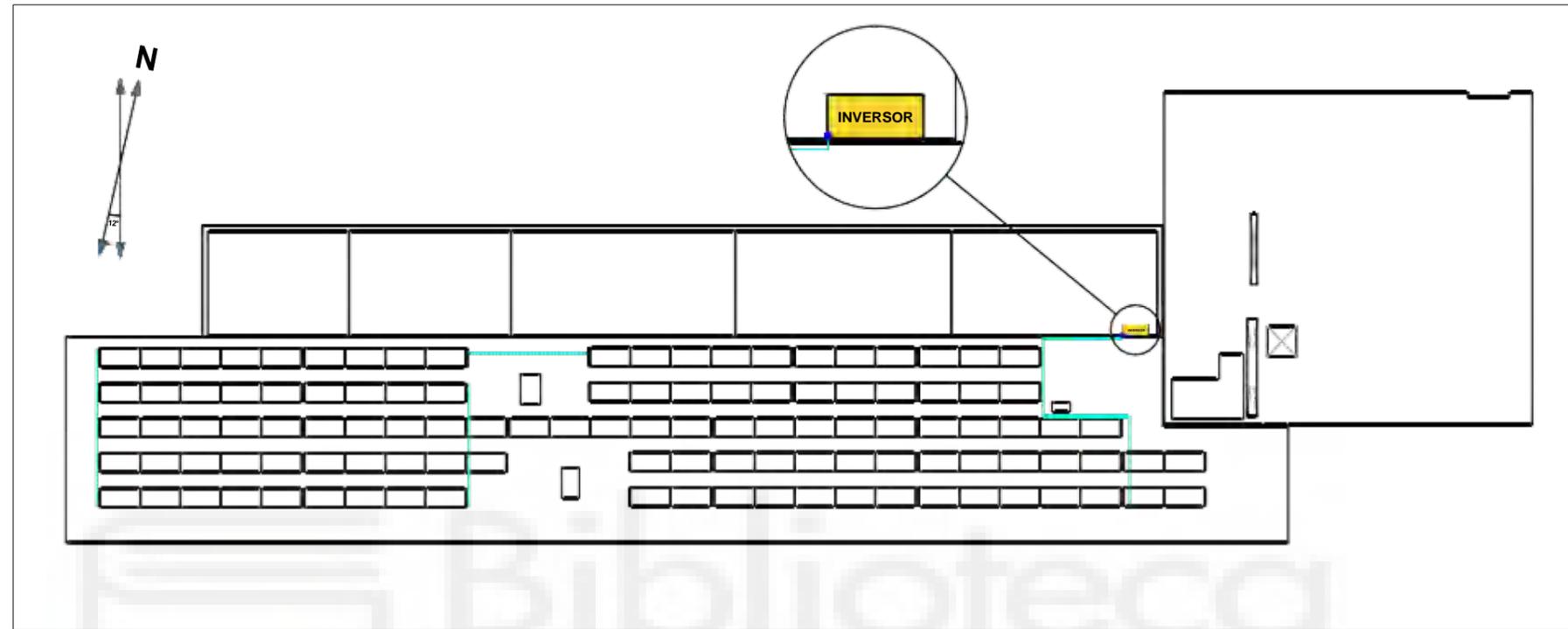
FECHA

ELCHE, JUNIO 2023

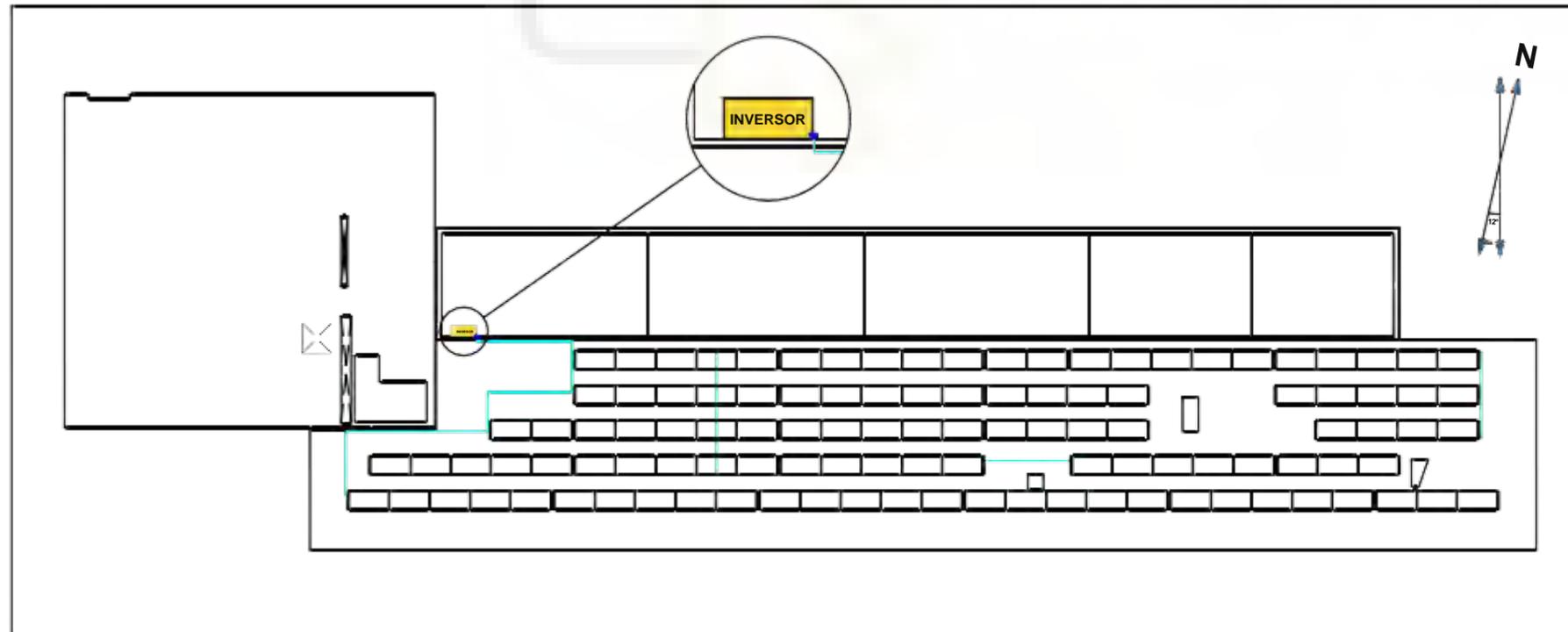
ESCALA

S/E

EDIFICIO ALCUDIA



EDIFICIO ALTAMIRA



LEYENDA:

- CANALIZACIÓN REJIBAND 35
- BAJANTE A INVERSOR

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS
DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ

EL INGENIERO INDUSTRIAL

ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO



DIBUJADO:

NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	12/05/2023

REVISADO:

NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	13/06/2023

SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH

PLANO N.º
05

PLANTA
DISTRIBUCIÓN
DE CANALIZACIONES

PROYECTO BÁSICO
Y DE EJECUCIÓN

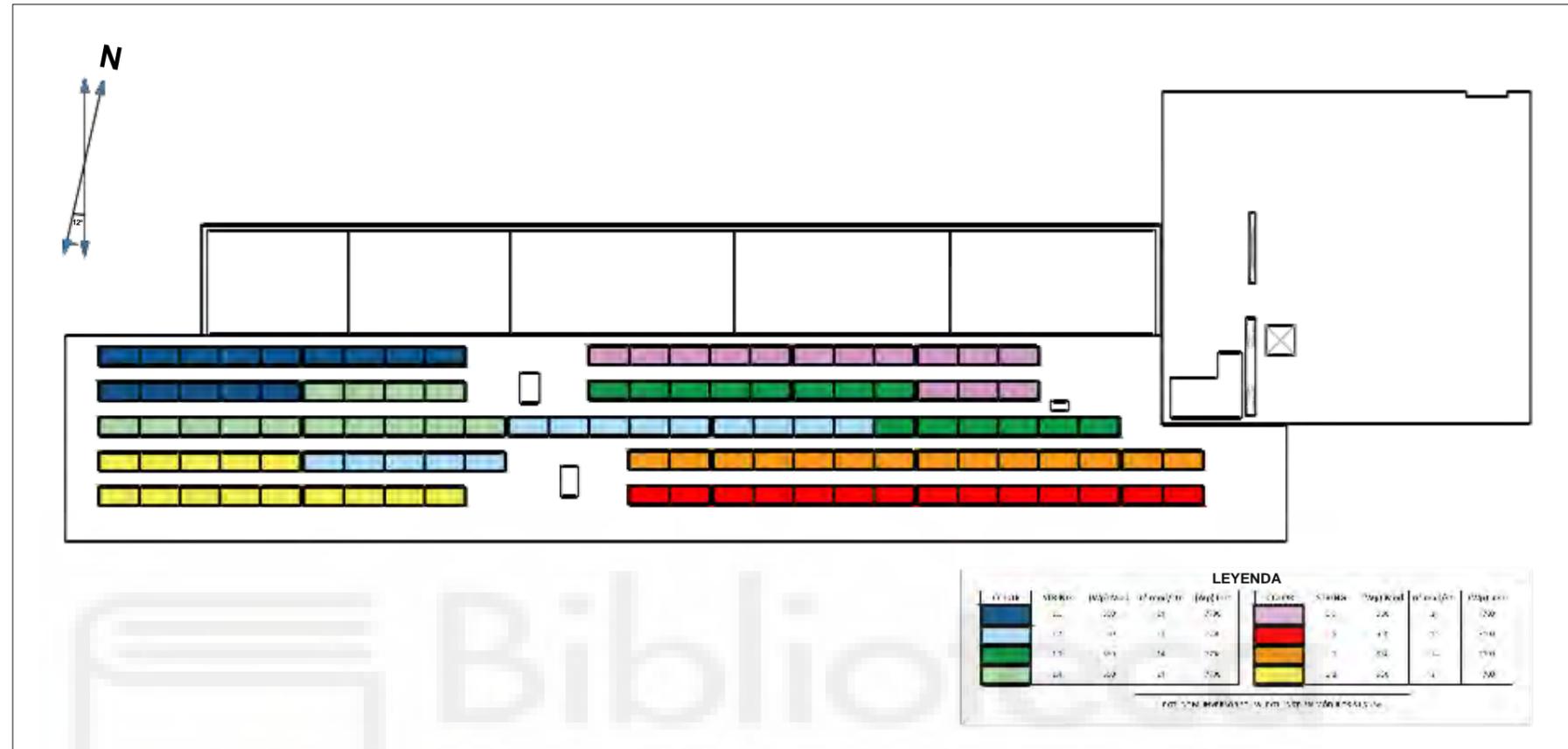
FECHA

ELCHE, JUNIO 2023

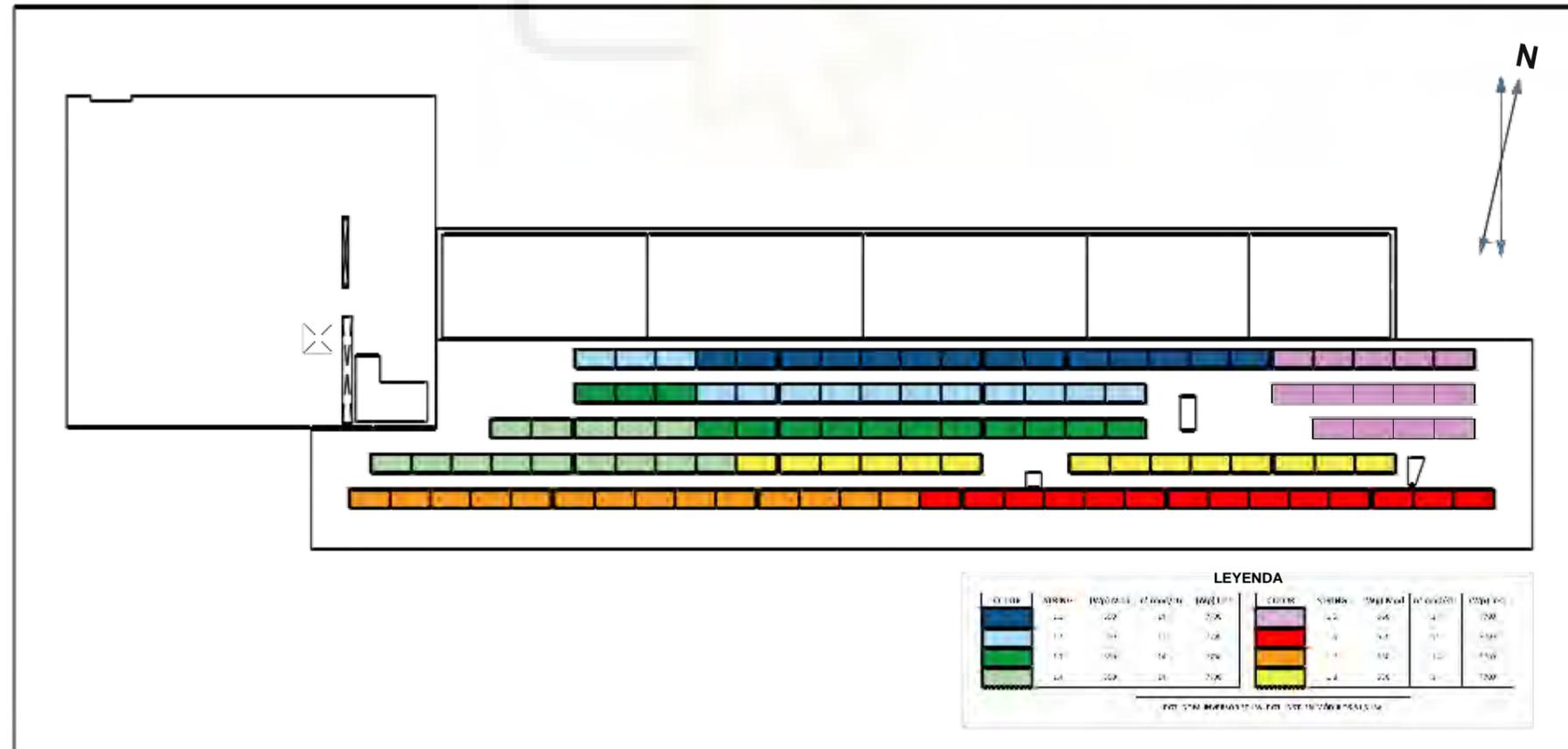
ESCALA

S/E

EDIFICIO ALCUDIA

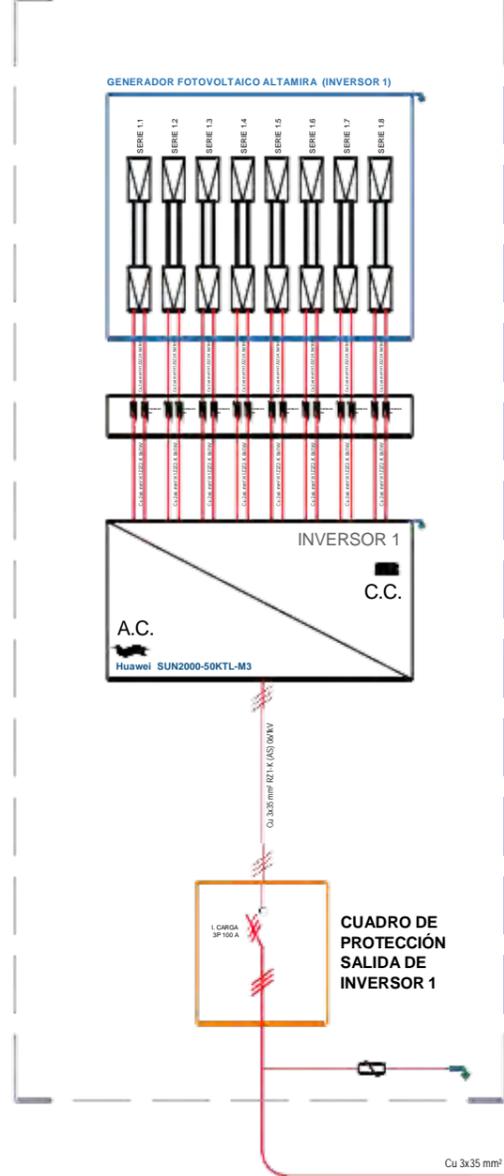


EDIFICIO ALTAMIRA

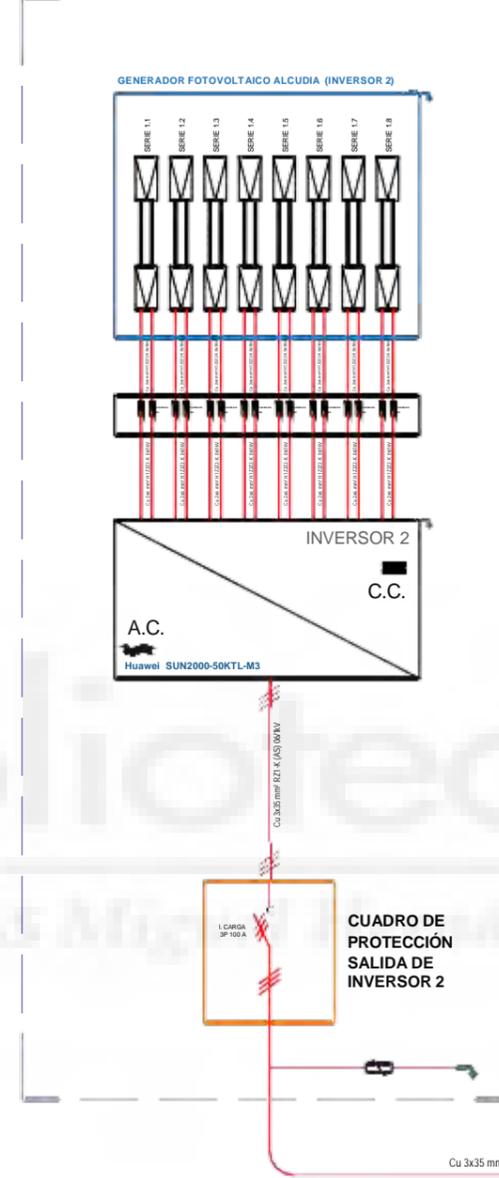


PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO			
DIBUJADO:		REVISADO:	
NOMBRE	FECHA	NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	12/05/2023	A.S.R.Z	13/06/2023
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N.º	ESQUEMA CONEXIONADO SERIES	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
06			
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E

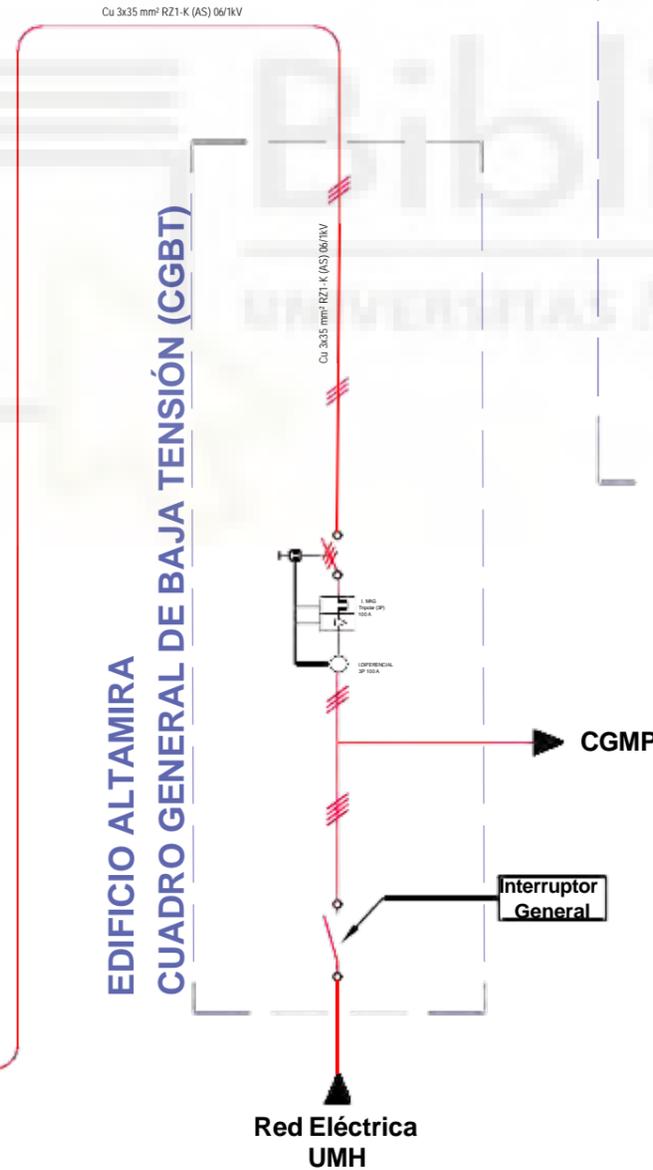
CUBIERTA ALTAMIRA



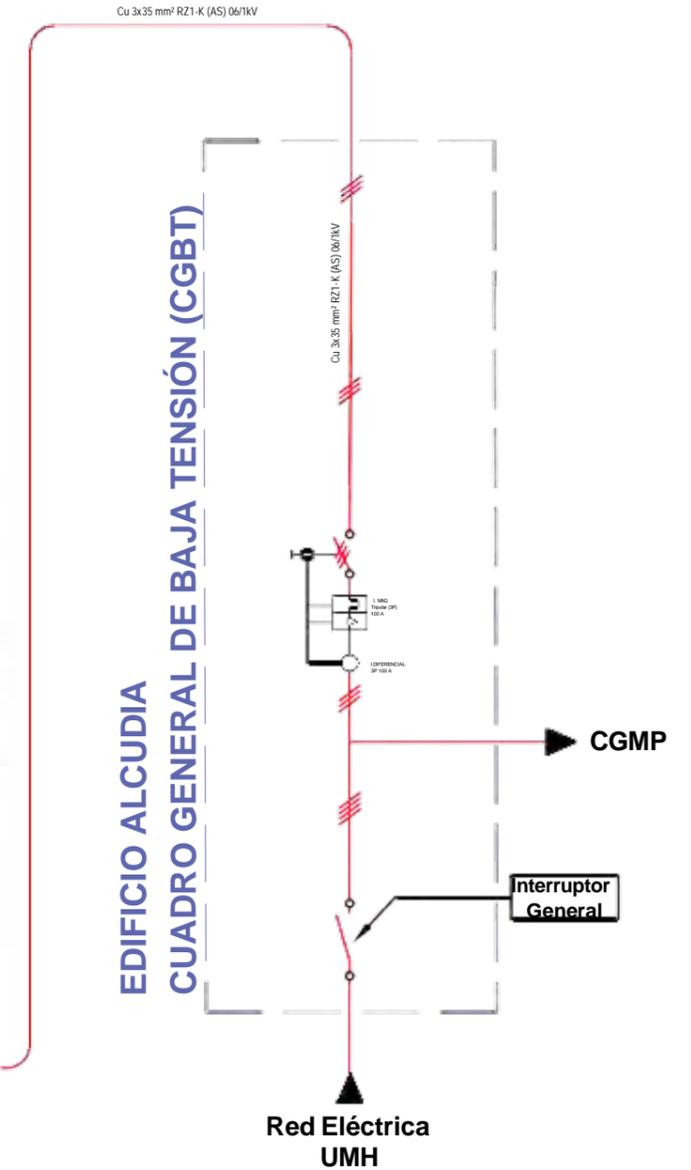
CUBIERTA ALCUDIA



EDIFICIO ALTAMIRA CUADRO GENERAL DE BAJA TENSION (CGBT)

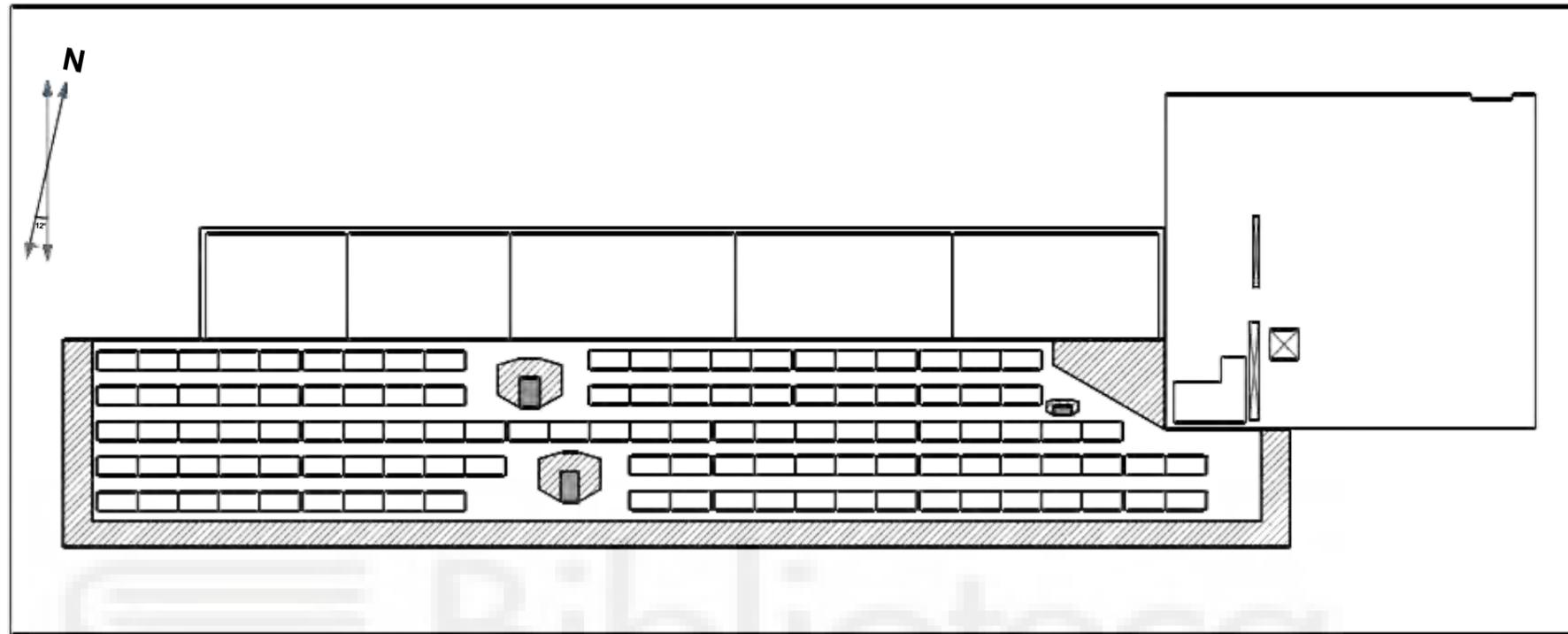


EDIFICIO ALCUDIA CUADRO GENERAL DE BAJA TENSION (CGBT)

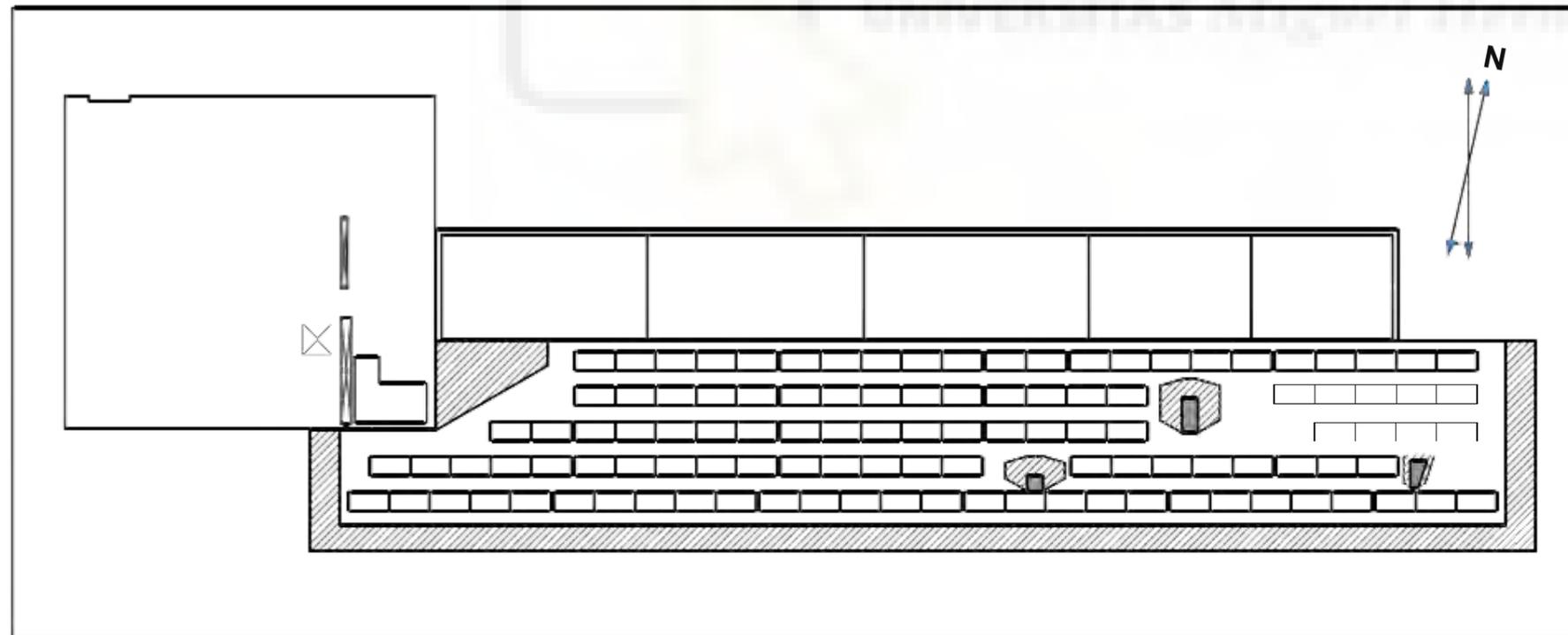


PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO		 DIBUJADO: A.S.R.Z. REVISADO: A.S.R.Z.	
NOMBRE: A.S.R.Z. FECHA: 12/05/2023		NOMBRE: A.S.R.Z. FECHA: 13/06/2023	
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N.º 07	ESQUEMAS ELÉCTRICOS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E

EDIFICIO ALCUDIA



EDIFICIO ALTAMIRA



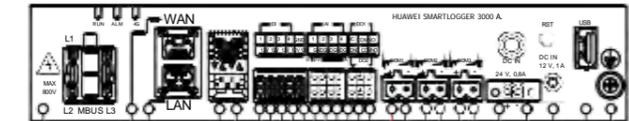
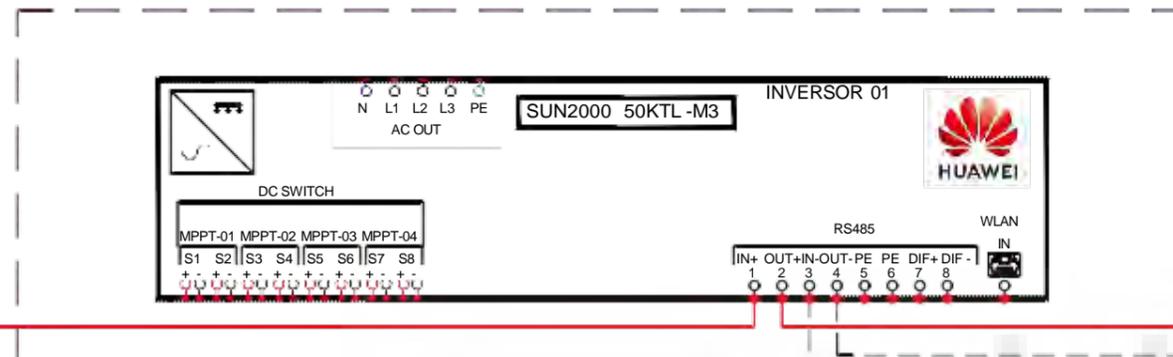
LEYENDA:

	ZONA SOMBREADA ± 2h DEL MEDIODÍA SOLAR
	ELEMENTOS DE SOMBRA

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO			
DIBUJADO:		REVISADO:	
NOMBRE	FECHA	NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	12/05/2023	A.S.R.Z	13/06/2023
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N.º	PLANO DETALLE SOMBRAS	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
08			
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E

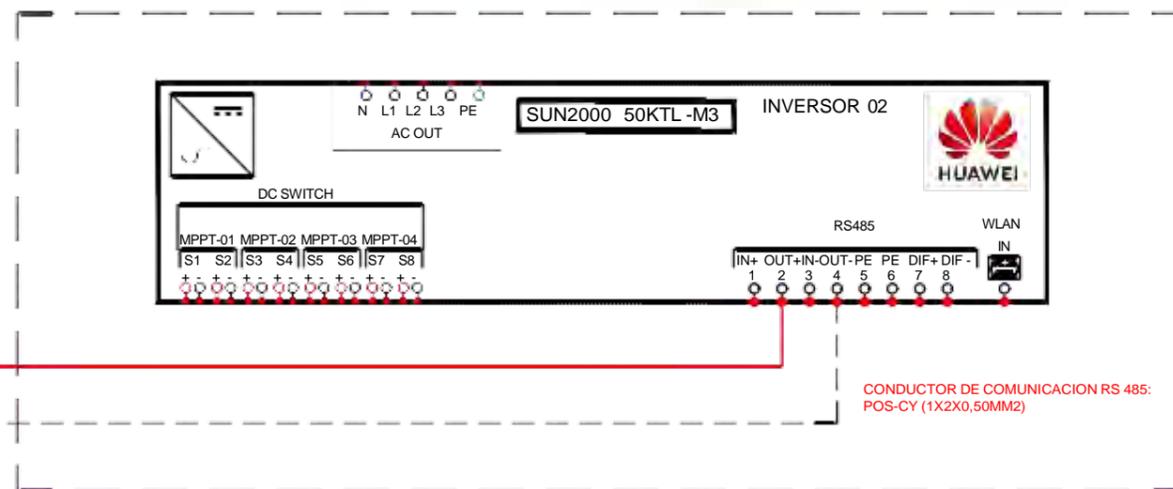
ESQUEMA DE COMUNICACIONES Y VERTIDO CERO.

CUBIERTA ALCUDIA



CONDUCTOR DE COMUNICACION RS 485:
POS-CY (1X2X0,50MM2)

CUBIERTA ALTAMIRA



CONDUCTOR DE COMUNICACION RS 485:
POS-CY (1X2X0,50MM2)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO		 DIBUJADO: A.S.R.Z. REVISADO: A.S.R.Z.	
NOMBRE		FECHA	
A.S.R.Z.		12/05/2023	
NOMBRE		FECHA	
A.S.R.Z.		13/06/2023	
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N °	ESQUEMA COMUNICACIÓN Y VERTIDO CERO	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
09			
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E

EDIFICIO ALCUDIA



EDIFICIO ALTAMIRA



UNIVERSITAS Miguel Hernández

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO EN EL CAMPUS DE ELCHE DE LA UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ			
EL INGENIERO INDUSTRIAL  ANTONIO SANTIAGO ROMERA ZAMBUDIO			
DIBUJADO:		REVISADO:	
NOMBRE	FECHA	NOMBRE	FECHA
A.S.R.Z	12/05/2023	A.S.R.Z	13/06/2023
SITUACION: EDIFICIOS ALTAMIRA Y ALCUDIA DE LA UMH			
PLANO N.º	PLANTA MÓDULOS VISTA SATÉLITE	PROYECTO BÁSICO Y DE EJECUCIÓN	
10			
FECHA	ELCHE, JUNIO 2023	ESCALA	S/E