



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA UN CENTRO EDUCATIVO

Alumno: Manuel Jesús Medina Béjar

Tutor: Prof. D. Leocadio Hontoria García
Dpto.: Departamento de Ingeniería Electrónica y
Automática

Octubre, 2022

Resumen

El presente Trabajo de Fin de Grado (TFG) se enfoca en el diseño de una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 51,84 kWp, ubicada en un Instituto de Enseñanza Secundaria de Andújar (Jaén) y que servirá tanto para autoconsumo como para verter la energía excedentaria a la red de suministro. Se hace un repaso a través de la evolución del consumo energético global, de cómo se ha hecho necesaria la diversificación de las fuentes energéticas, de la necesidad de fuentes de origen renovable. Se muestra una visión global del sector fotovoltaico, su evolución en los últimos años tanto a nivel global como en España.

Como proyecto de ingeniería, uno de los factores clave a evaluar es tanto la viabilidad económica como energética, por lo que se han llevado a cabo ambos estudios. Por último, dada la importancia de la conservación del medioambiente es crucial conocer cómo afecta en este aspecto una instalación de este tipo, por lo que de igual forma se ha realizado un estudio en el que se compara las emisiones de CO₂ que se emitirían con respecto a otras tecnologías de generación.

Abstract

The current Final Degree Project focuses on the design of a photovoltaic system with an installed power of 51,84 kWp, located in Andújar (Jaén) at a High School. The PV installation will work as a self-consumption with surpluses. A review is made through the evolution of global energy consumption, of how the diversification of energy sources has become necessary, of the need for sources of renewable origin. A global vision of the photovoltaic sector is shown, its evolution in recent years both globally and in Spain.

As an engineering project, one of the key factors to be evaluated is both economic and energy feasibility, which is why both studies have been carried out. Finally, given the importance of conserving the environment, it is crucial to know how an installation of this type affects this aspect, which is why a study has also been carried out comparing the CO₂ emissions that would be emitted with respect to other generation technologies.

1 - ÍNDICE GENERAL

1 - ÍNDICE GENERAL

2 - MEMORIA	011
1. INTRODUCCIÓN	016
2. OBJETO DEL PROYECTO	017
3. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES	017
4. EMPLAZAMIENTO	021
5. CARACTERÍSTICAS GENERALES	022
6. INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO DE ENERGÍA RENOVABLE	022
7. ANTECEDENTES	028
8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	036
8.1. Descripción del sistema fotovoltaico conectado a red	036
8.2. El módulo fotovoltaico	042
8.3. Estudio del módulo fotovoltaico	042
8.3.1. Terminología	042
8.3.2. Factores que afectan a la curva I-V del módulo fotovoltaico	044
8.3.3. Condiciones de referencia del módulo fotovoltaico	045
8.4. Parámetros de rendimiento	046
8.4.1. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica	046
8.4.2. Pérdidas en corriente continua	046
8.4.2.1. Pérdidas por Inclinación y Acimut	046
8.4.2.2. Pérdidas por degradación fotónica	047
8.4.2.3. Pérdidas por dispersión de potencia	047
8.4.2.4. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos	047
8.4.2.5. Pérdidas eléctricas	047
8.4.2.6. Pérdidas por reflectancia	047
8.4.3. Pérdidas por rendimiento del inversor	047
8.4.4. Pérdidas en corriente alterna	048
8.4.4.1. Pérdidas por sombras	048
8.4.4.2. Pérdidas por baja irradiancia, desconexiones y otras causas	048
8.5. Inversor	048
8.6. Módulo fotovoltaico elegido	050
8.7. Configuración del generador fotovoltaico	052
8.8. Orientación, inclinación y sombras	052
9. OBRA CIVIL	053

9.1. Estructura soporte	053
10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	054
10.1. Cableado	054
10.2. Conexión a red	056
10.3. Protecciones	057
10.3.1. Protecciones de la red de DC	060
10.3.2. Protecciones integradas en el inversor	063
10.3.3. Protecciones de la red de AC	063
10.3.4. Protección de personas	065
10.4. Red de tierras	065
10.5. Contador de salida y equipo de medida	066
10.6. Seguridad a tener en cuenta	066
 3 - ANEXOS	 069
 3.1 - ANEXO 1 - MEMORIA DE CÁLCULO	 071
1. POTENCIA A INSTALAR	076
2. DIMENSIONADO DEL SFCR	077
2.1. El generador fotovoltaico	077
2.1.1. El módulo fotovoltaico	078
2.1.2. Relaciones entre el módulo y el generador	081
2.1.3. Inclinação de los módulos	082
2.1.4. Orientación de los módulos	083
2.1.5. Emplazamiento de los módulos	084
2.1.6. El inversor	084
2.1.7. Configuración del generador	086
3. DIMENSIONADO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE. CÁLCULO DE SOMBRAS	093
3.1. Opción A:	093
3.2. Opción B:	096
3.3. Conclusión	097
4. CÁLCULO DE INTENSIDADES	098
4.1. Intensidad nominal D.C.	098
4.1.1. Tramo 1: Interconexión de los módulos hasta la caja de conexión	098
4.1.2. Tramo 2: Conexión de la caja de conexión hasta el inversor	098
4.2. INTENSIDAD NOMINAL AC	098

4.2.1. Tramo 3: Conexión del inversor hasta la caja general de protección	099
4.2.2. Tramo 4: Conexión de la caja general de protección hasta el contador de salida	100
4.3. INTENSIDAD CORTOCIRCUITO	100
4.3.1. Intensidad de cortocircuito en la parte de DC	100
4.3.2. Intensidad de cortocircuito en la parte de AC	101
4.3.2.1. Intensidad de cortocircuito de tramo 3	101
4.3.2.2. Intensidad de cortocircuito de tramo 4	101
5. CÁLCULO DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES	102
5.1. Parte de corriente continua	103
5.1.1. Tramo 1: Interconexión de módulos hasta la caja de conexión	104
5.1.2. Tramo 2: Conexión de la caja de conexión hasta el inversor	107
5.2. Parte de corriente alterna	109
5.2.1. Tramo 3: Conexión del inversor hasta la caja general de protección	109
5.2.2. Tramo 4: Conexión de la caja general de protección hasta el contador de salida	111
6. PROTECCIONES Y APARAMENTA	111
6.1. Dimensionado de aparamenta y protecciones de DC	112
6.1.1. Dimensionado de los descargadores de sobretensión o varistores	113
6.1.2. Dimensionado de los interruptores automáticos magnetotérmicos	115
6.1.3. Dimensionado del cuadro de conexión y protección de DC	116
6.1.4. Dimensionado de los interruptores seccionadores para DC	117
6.1.5. Dimensionado de la puesta a tierra	118
6.2. Dimensionado de aparamenta y protecciones de AC	119
6.2.1. Dimensionado del inversor	119
6.2.2. Dimensionado cuadro de conexión y protección del inversor	120
6.2.3. Dimensionado cuadro de conexión y protección de CA (CCP-AC)	120
6.2.4. Dimensionado del interruptor automático diferencial de AC	122
6.2.5. Dimensionado del interruptor automático magnetotérmico AC	123
6.2.6. Cuadro eléctrico de conexión y protección de AC	124
6.2.7. Contador de salida y equipo de medida	124
3.2 - ANEXO 2 - ESTUDIO DE VIABILIDAD ENERGÉTICA	133
1. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	136
1.1. Radiación solar	136
1.2. Potencia a instalar	141

1.3. Parámetros de rendimiento	141
1.3.1. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica	142
1.3.2. Pérdidas en corriente continua	145
1.3.2.1. Pérdidas por inclinación y acimut	145
1.3.2.2. Pérdidas por degradación fotónica	148
1.3.2.3. Pérdidas por dispersión de potencia	148
1.3.2.4. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos	148
1.3.2.5. Pérdidas eléctricas	148
1.3.2.6. Pérdidas por reflectancia	148
1.3.3. Pérdidas por rendimiento del inversor	149
1.3.4. Pérdidas en corriente alterna	149
1.3.4.1. Pérdidas por sombras	149
1.3.4.2. Pérdidas por baja irradiancia, desconexiones y otras causas	149
1.4. Factor PR. Performance Ratio	149
1.5. Energía generada	150
1.6. Simulación mediante PVGIS	151
3.3 - ANEXO 3 - ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	153
1. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	157
1.1. Precio del kWh	157
1.2. Posibles subvenciones y beneficios fiscales	159
1.3. Coste de la instalación	160
1.4. Consumo energético del usuario	160
1.5. Vida útil del sistema fotovoltaico	160
1.6. Criterios de rentabilidad	160
2. ESTUDIO ECONÓMICO	162
3.4 - ANEXO 4 - BALANCE MEDIOAMBIENTAL	165
1. INTRODUCCIÓN	169
2. BALANCE MEDIOAMBIENTAL	172
3. CONCLUSIONES	174
3.5 - ANEXO 5 - DATOS METEOROLÓGICOS	175
1. DATOS METEOROLÓGICOS	179
1.1. Datos de temperatura de Weatherspark	179
1.2. Datos de irradiancia y temperatura de PVGIS	188

4 - PLANOS

203

1. PLANO 1 - SITUACIÓN	207
2. PLANO 2 - EMPLAZAMIENTO	208
3. PLANO 3 - PLANTA GENERAL	209
4. PLANO 4 - CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS	210
5. PLANO 5 - ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS	211
6. PLANO 6 - UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	212
7. PLANO 7 - RED DE TIERRAS	213
8. PLANO 8 - ESQUEMA UNIFILAR ELÉCTRICO	214

5 - PLIEGO DE CONDICIONES

215

1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES	220
1.1. Objeto	220
1.2. Campo de aplicación	220
1.3. Disposiciones generales	220
1.3.1. Condiciones facultativas y legales	221
1.3.2. Seguridad en el trabajo	222
1.3.3. Seguridad pública	222
1.4. Organización del trabajo	223
1.4.1. Datos de la obra	223
1.4.2. Comprobación del replanteo de la obra	223
1.4.3. Mejoras y variaciones del proyecto	224
1.4.4. Recepción de material	224
1.4.5. Ensayos	224
1.4.6. Limpieza y seguridad de las obras	224
1.4.7. Organización	225
1.4.8. Ejecución de las obras	225
1.4.9. Subcontratación de las obras	226
1.4.10. Plazo de ejecución	226
1.4.11. Recepción provisional	226
1.4.12. Garantía	227
1.4.13. Recepción definitiva	227
1.4.14. Pago de la obra	228
1.4.15. Abono de materiales acopiados	228
1.4.16. Disposición final	228

2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED	229
2.1. Objeto	229
2.2. Generalidades	229
2.3. Definiciones	232
2.3.1. Radiación solar	232
2.3.2. Instalación	232
2.3.3. Módulos	233
2.4. Diseño del generador fotovoltaico	233
2.5. Componentes Y Materiales	234
2.5.1. Generalidades	234
2.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	234
2.5.3. Estructura soporte	235
2.5.4. Inversor	236
2.5.5. Cableado	239
2.5.6. Conexión a red	239
2.5.7. Medidas	239
2.5.8. Protecciones	239
2.5.9. Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas	240
2.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética (EMC)	240
2.5.11. Medidas de seguridad	240
2.6. Recepción Y Pruebas	241
2.7. Cálculo De La Producción Anual Esperada	243
2.8. Requerimientos Técnicos De Contrato De Mantenimiento	244
2.8.1. Generalidades	244
2.8.2. Programa de mantenimiento	244
2.8.3. Garantías	245
6 - ESTADO DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO	249
1. MEDICIÓN	253
2. PRECIOS SIMPLES	254
3. PRECIOS DE MANO DE OBRA Y MAQUINARIA	255
4. PRECIOS DESCOMPUESTOS DE LAS UNIDADES DE OBRA	255
5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	261
6. RESUMEN PRESUPUESTO	262

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

263

1. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

267

2 - MEMORIA

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	016
2. OBJETO DEL PROYECTO	017
3. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES	017
4. EMPLAZAMIENTO	021
5. CARACTERÍSTICAS GENERALES	022
6. INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO DE ENERGÍA RENOVABLE	022
7. ANTECEDENTES	028
8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	036
8.1. Descripción del sistema fotovoltaico conectado a red	036
8.2. El módulo fotovoltaico	042
8.3. Estudio del módulo fotovoltaico	042
8.3.1. Terminología	042
8.3.2. Factores que afectan a la curva I-V del módulo fotovoltaico	044
8.3.3. Condiciones de referencia del módulo fotovoltaico	045
8.4. Parámetros de rendimiento	046
8.4.1. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica	046
8.4.2. Pérdidas en corriente continua	046
8.4.2.1. Pérdidas por Inclinación y Acimut	046
8.4.2.2. Pérdidas por degradación fotónica	047
8.4.2.3. Pérdidas por dispersión de potencia	047
8.4.2.4. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos	047
8.4.2.5. Pérdidas eléctricas	047
8.4.2.6. Pérdidas por reflectancia	047
8.4.3. Pérdidas por rendimiento del inversor	047
8.4.4. Pérdidas en corriente alterna	048
8.4.4.1. Pérdidas por sombras	048
8.4.4.2. Pérdidas por baja irradiancia, desconexiones y otras causas.	048
8.5. Inversor	048
8.6. Módulo fotovoltaico elegido	050
8.7. Configuración del generador fotovoltaico	052
8.8. Orientación, inclinación y sombras	052
9. OBRA CIVIL	053
9.1. Estructura soporte	053

10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	054
10.1. Cableado	054
10.2. Conexión a red	056
10.3. Protecciones	057
10.3.1. Protecciones de la red de DC	060
10.3.2. Protecciones integradas en el inversor	063
10.3.3. Protecciones de la red de AC	063
10.3.4. Protección de personas	065
10.4. Red de tierras	065
10.5. Contador de salida y equipo de medida	066
10.6. Seguridad a tener en cuenta	066

1. Introducción

En los últimos años, el sector de las energías renovables y, más concretamente, el sector fotovoltaico y los sistemas de conexión a la red eléctrica han experimentado una expansión notable. Tal y como refleja Red Eléctrica de España en su último Informe del Sistema Eléctrico Español de 2020, la generación de energía a través de fuentes renovables alcanzó un pico histórico del 45,5%. Esto equivale a un aumento del 3,3% respecto al anterior máximo registrado en 2014. La principal causa de este aumento es el incremento de la producción mediante energía hidráulica y fotovoltaica, en un 23,9% y un 68,5%, respectivamente, por una mejora en las condiciones climatológicas y una mayor potencia instalada respecto al año anterior (REE, 2020). Observando la tabla 2.1, se puede apreciar la expansión que ha experimentado la tecnología solar fotovoltaica en términos de potencia instalada desde el año 2004 hasta 2020.

Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional (MW)

Año	Península	Baleares	Canarias	Melilla	Acumulado (MW)	Año (MW)	Variación (%)
2004	21				21	7	134,9
2005	43				43	22	105,2
2006	119	1	5	0	125	82	191,9
2007	594	1	22	0	618	493	392,9
2008	3.205	52	94	0	3.351	2.733	442,2
2009	3.243	53	96	0	3.392	41	1,2
2010	3.645	59	125	0	3.829	438	12,9
2011	4.032	63	138	0	4.233	404	10,5
2012	4.294	78	161	0	4.532	299	7,1
2013	4.397	78	164	0	4.638	106	2,3
2014	4.403	78	165	0	4.646	7	0,2
2015	4.434	79	168	0	4.681	35	0,8
2016	4.439	79	168	0	4.686	5	0,1
2017	4.440	80	168	0	4.688	2	0,0
2018	4.518	80	168	0	4.767	79	1,7
2019	8.534	81	167	0	8.783	4.016	84,2
2020	11.443	103	167	0	11.714	2.931	33,4

Tabla 2.1. Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional (MW). Fuente: Red Eléctrica de España, Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020

La extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar el diseño y funcionamiento tanto de productos como de instalaciones completas, desarrollar nuevos productos con los conocimientos adquiridos y, por otra parte, evaluar su

impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental en la medida de lo posible.

A nivel legislativo, en España existe la posibilidad de que cualquier persona física o jurídica se convierta en productor de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. Se puede encontrar bajo este paraguas normativo Sistemas Fotovoltaicos autónomos (SFA), centrales fotovoltaicas (CFV) y sistemas de autoconsumo (SFCA). Esto supone un impulso desde las iniciativas particulares que, aprovechando el recurso solar, pueden contribuir a una producción de energía de manera más limpia. Ahora, el ciudadano en su vivienda unifamiliar, la comunidad de vecinos, las empresas u otras entidades que lo deseen, podrán disponer de su instalación conectada a la red.

2. Objetivos del proyecto

El presente proyecto persigue los siguientes objetivos:

- Servir como Trabajo de Fin de Grado.
- Especificar las condiciones técnicas, de ejecución y económicas de un generador fotovoltaico de 51,84 kWp en modalidad de autoconsumo con excedentes, el cual estará conectado a su salida a la red de la compañía distribuidora.
- Realizar un balance medioambiental que permita conocer el impacto de la instalación FV a nivel de emisiones de CO₂.
- Realizar un estudio energético con el fin de saber qué capacidad de producción energética tendrá la instalación.

3. Reglamentación y disposiciones oficiales

Hoy en día, el marco normativo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica está formado por un conjunto de numerosas leyes. Las más significativas se recogen en la figura 2.1 de forma esquematizada. Por otra parte, se ha consultado la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo publicada por el IDAE en agosto de 2019 y en la cual se puede consultar la normativa de aplicación de ámbito estatal.

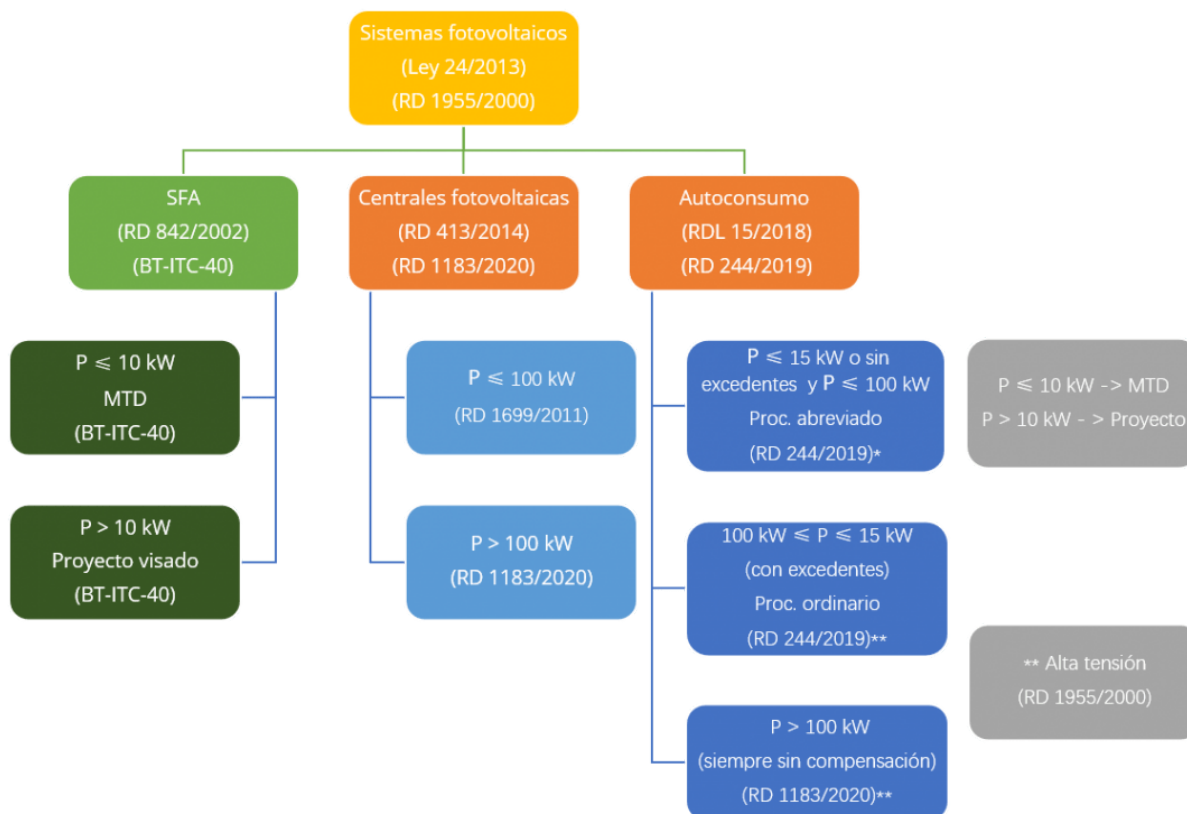


Figura 2.1. Marco normativo aplicable a instalaciones fotovoltaicas en España. Fuente: www.censolar.org

Para la elaboración del proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- [Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2013.
- [Real Decreto-ley 15/2018](#), de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE nº 242 de 6 de octubre de 2018.
- [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 423 de 10 de octubre de 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. BOE nº 83 de 6 de abril de 2019.
- [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 (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 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 3295 de 8 de diciembre de 2011.
- [Real Decreto 1048/2013](#), de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE nº 312 de 30 de diciembre de 2013.
- [Real Decreto 842/2002](#), de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2002.
- [Real Decreto 337/2014](#), de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. BOE nº 139 de 9 de junio de 2014.
- [Real Decreto 1110/2007](#), de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2007.
- [Real Decreto Legislativo 2/2004](#), de 5 de marzo por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales. BOE nº 59 de 9 de marzo de 2004.
- [Real Decreto 314/2006](#), de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. BOE nº 74, de 28 de marzo de 2006.
- [Real Decreto 450/2022](#), de 14 de junio, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- [Real Decreto 1627/1997](#), por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. BOE nº 256, de 25 de octubre de 1997.
- [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 de abril de 1997.

- [Ley 31/1995](#), de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales. BOE nº 269, de 10 de noviembre de 1995.
- [UNE-EN 50618:2015](#) Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- [Ley 49/1960](#), de 21 de julio, sobre propiedad horizontal (texto consolidado). BOE nº177 de 23 de julio de 1970.
- [Real Decreto-ley 12/2021](#), de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua BOE nº 151 de 25 de junio de 2021.
- [Real Decreto-ley 19/2021](#), de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. BOE nº 239 de 06 de octubre de 2021.
- [Real Decreto-ley 29/2021](#), de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. (texto consolidado). BOE nº 305, de 22/12/2021.
- [Real Decreto-ley 6/2022](#), de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. BOE nº 76, de 30 de marzo de 2022.
- [Real Decreto 647/2020](#), de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. BOE nº 187, de 08 de julio de 2020.
- [Real Decreto 1183/2020](#), de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE nº 187, de 08 de julio de 2020.
- [Orden TED/749/2020](#), de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión (texto consolidado). BOE nº 208 de 01 de agosto de 2020.
- [Orden TED/1247/2021](#), de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo

colectivo, el anexo I 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. BOE nº 274 de 16 de noviembre de 2021.

- [Circular 1/2021](#), de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE nº 19, de 22 de enero de 2021.
- [Reglamento \(UE\) 2016/631 DE LA COMISIÓN](#) de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su Corrección de errores.
- [Norma técnica](#) de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631. Versión 2.1

4. Emplazamiento

La instalación fotovoltaica se va ubicar en la cubierta del edificio Instituto de Enseñanza Secundaria Nuestra Señora de la Cabeza, Calle Argimiro Rodríguez esquina con Calle Pablo Neruda, en el término municipal de Andújar. Las coordenadas geográficas son: 38° 2' 8" Norte, Longitud 4° 2' 48" Oeste, con una altitud de 212 metros. El emplazamiento puede verse reflejado en el plano de situación y emplazamiento o en la figura 2.2.



Figura 2.2. Imagen satelital del emplazamiento de la instalación fotovoltaica. Fuente: [Instituto Geográfico Nacional](#) (IGN).

5. Características generales

La superficie destinada para la instalación fotovoltaica pertenece a un instituto de enseñanza secundaria. La cubierta destinada a la instalación posee una superficie total de 342 m². En el **plano nº 3**, plano de planta general, se puede apreciar las cotas, dimensiones y características del edificio, además de las zonas exteriores con las que cuenta el edificio.

La zona climática de la ubicación del edificio pertenece y está incluida en la clasificación climática en función de la radiación solar global media diaria anual como tipo V según el Código Técnico de la Edificación. Observando la figura 2.3, extraída del informe Energía Solar en España 2007 publicado por el IDAE en el citado año, se puede apreciar las diferentes zonas y el valor de radiación correspondiente.

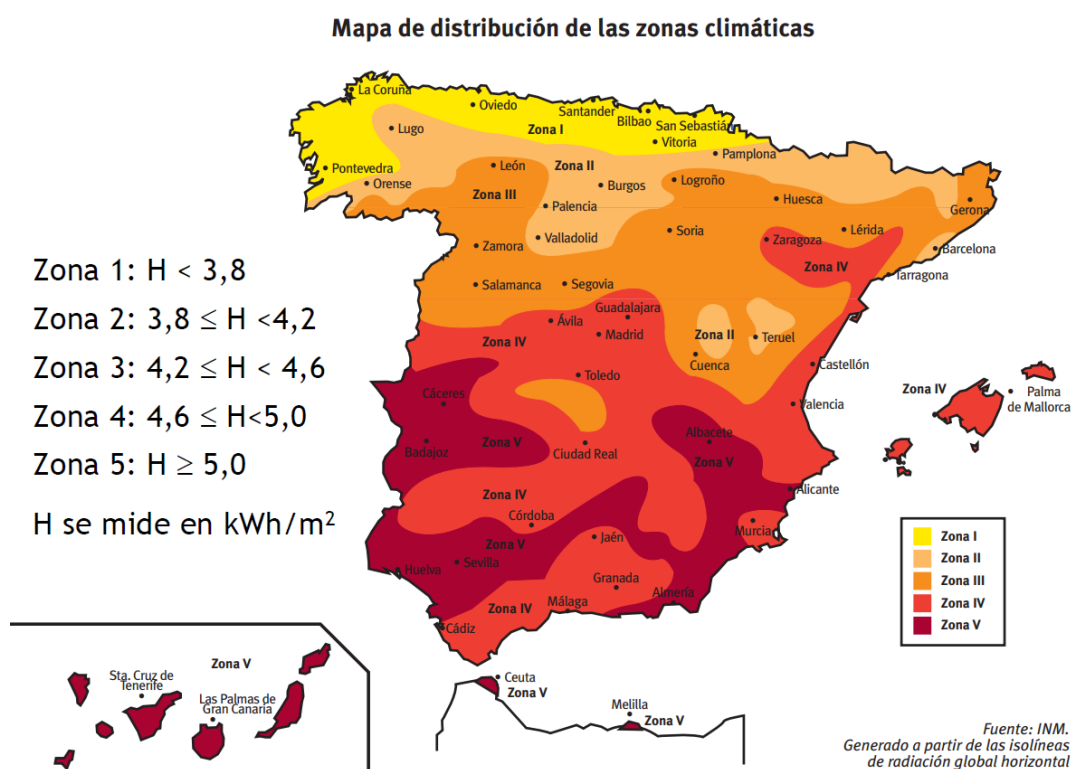


Figura 2.3. Mapa de zonas climáticas y radiación solar. Fuente: INM. Generado a partir de isóneas de radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal

6. Introducción al concepto de energía renovable

En primer lugar, es importante conocer qué se entiende por energía. Sin entrar en definiciones demasiado complejas y precisas y desde el punto de vista de la

Física, la energía se puede considerar como la capacidad para generar cambios (Çengel y Boles, 2012).

Para toda forma de vida, la energía es condición sine qua non para su supervivencia. Cualquier organismo necesita energía para crecer, reproducirse, moverse, etc. La energía, se puede decir, que está presente en todo.

A lo largo de toda la historia, el ser humano ha buscado diversas formas para generar esa energía. El estudio y uso de estas formas de energía ha proporcionado la oportunidad de cubrir las diferentes necesidades obteniendo luz, calor, trabajo, etc. Esto ha permitido de forma progresiva el aumento del nivel de vida y salud a lo largo de los años. Sin embargo, lo que supuso un verdadero avance fue la posibilidad de almacenar dicha energía para utilizarla cuando fuera necesario. Descubrir la existencia de “almacenes naturales de energía” en forma de bosques, masas de agua, viento, etc y poder transformar dicha energía en otra con mayor utilidad como la luz, el calor, el movimiento o la electricidad ha provocado un importante avance para la humanidad.

Las necesidades energéticas a lo largo de la historia han ido evolucionando de forma creciente. De hecho, se puede decir que la energía está detrás de todos los grandes cambios económicos y sociales que han tenido lugar a lo largo de la historia, especialmente en los últimos doscientos años (Mártel de la Plaza, 2021). Tal y como refleja la figura 2.4, se puede apreciar la evolución que ha experimentado el consumo energético y el crecimiento poblacional mundial a lo largo del tiempo desde finales de la Primera Revolución Industrial hasta prácticamente el presente. El crecimiento demográfico se ha multiplicado por 4 durante el siglo XX así como el consumo energético lo ha hecho por 10.

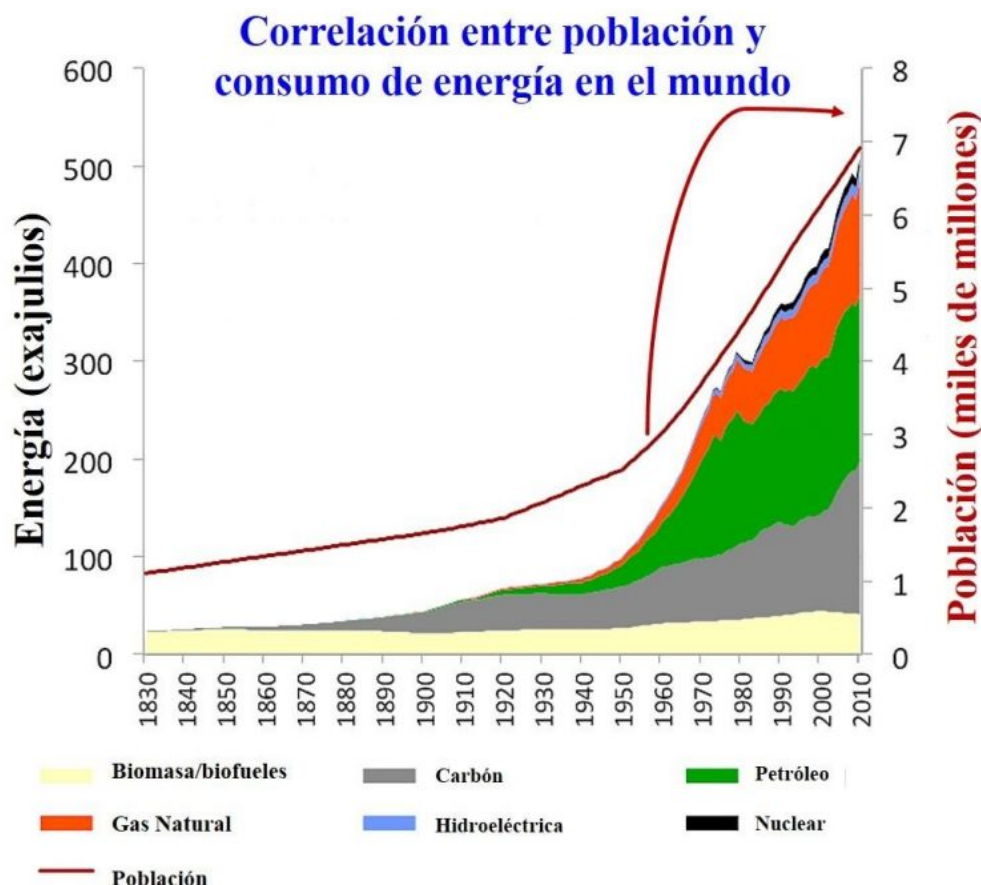


Figura 2.4. Crecimiento demográfico y de consumo energético de 1830 a 2010. Fuente: BBVA OpenMind

Hasta la Revolución Industrial, el abastecimiento energético se basaba en la agricultura, la ganadería y la explotación forestal. Sin embargo, a raíz del desarrollo industrial, fue preciso recurrir a otras fuentes de energía, con el carbón en primer lugar y más tarde el petróleo. Este gran crecimiento en la demanda, sumado al hecho de que estos recursos energéticos no son renovables ha propiciado el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, así como el casi continuo precio al alza de éstos. Por tanto, esta situación obliga a replantearse el futuro y buscar soluciones tanto a un más que asumido fin de los combustibles fósiles como a la necesidad de proteger el medioambiente de:

- El efecto invernadero por las crecientes emisiones de CO₂.
- La lluvia ácida y su capacidad para destruir las masas arbóreas.
- La capacidad de contaminación de los residuos radiactivos durante cientos de años.
- El agujero de la capa de ozono, que permite el paso de los rayos ultravioleta.

Existe una relación evidente entre el nivel de desarrollo de un país y el consumo energético del mismo. Aunque cabe destacar que en los países más desarrollados la tecnología hace posible un uso más eficiente de la energía, también se debe mencionar que hay quienes defienden la teoría de que una mayor eficiencia va aparejada a un aumento en el consumo energético global en lugar de a un ahorro de los recursos (Blake A., 2005). Esta eficiencia a la hora de emplear la energía está estrechamente ligada con el concepto de “desarrollo sostenible”. Este concepto nace en 1987 a raíz de la publicación del informe “*Our common future*” (WCED, 1987) también conocido como “*Informe Brundtland*” por parte de la Organización de las Naciones Unidas. Se alertaba sobre el riesgo medioambiental que suponía el desarrollo económico y la globalización, así como los problemas de la industrialización y el crecimiento demográfico.

La mayoría de países que ya se preocupan por el ahorro energético, han adoptado medidas impulsando diversas actuaciones sobre sectores como el industrial (mediante procesos de innovación tecnológica y sustitución de equipos), el sector de transportes y el de edificios y viviendas.

Es de destacar que el objetivo no es la reducción del nivel de bienestar de las personas, sino de cambiar el comportamiento en diversos sectores que redirija hacia una mayor eficiencia energética y a un uso más racional de la misma. Por esta razón, actualmente existe una tendencia que impulsa el uso de fuentes de energía alternativas y englobando a éstas, las conocidas como “renovables”. Éstas constituyen reservas inagotables, aunque en principio el suministro energético esté limitado por la tecnología de producción y los hábitos de consumo.

¿Qué son las energías renovables?

Se denomina energía renovable a aquella fuente de energía que se caracteriza por reponerse a un ritmo igual o superior al que es consumida (Velasco, 2009). Las energías renovables se consideran respetuosas con el medio ambiente, aunque esto no implica que su explotación no genere efectos negativos en el entorno. No obstante, estos daños son considerablemente menores en comparación con el impacto ambiental que provoca la explotación y uso de energías convencionales provenientes de combustibles fósiles. Según el estudio “Impactos Ambientales de la Producción de Electricidad” en el que han participado organismos como IDAE,

CIEMAT y la Asociación Española de Productores de Energías Renovables - APPA, se muestra que las energías convencionales presentan un impacto ambiental 31 veces superior al de las energías renovables (APPA, 2013).

Algunas ventajas medioambientales a destacar son la no emisión directa de gases contaminantes, como los que resultan de los combustibles fósiles, véase CO_2 , SO_2 y NO_x , ni la generación de residuos peligrosos y de difícil tratamiento como los derivados de la energía de fisión nuclear. Las energías renovables también contribuyen al desarrollo territorial, pudiendo instalarse en zonas rurales y despobladas, así como a disminuir la dependencia de las importaciones de recursos energéticos de otros países.

La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica transforma la radiación solar directamente en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico (Rasero, 2011a). Éste fue descubierto por el físico francés Alexandre Edmond Bequerel en el siglo XIX, quien observó el incremento de corriente que causaba la exposición a la luz de uno de los electrodos de una pila electrolítica con electrodos de platino con la que experimentaba.

Se define el efecto fotovoltaico como aquel que tiene lugar cuando se ilumina un material con radiación electromagnética, provocando la emisión de electrones en el mismo (Rasero, 2011b). La energía que porta la luz en forma de fotones es convertida en energía eléctrica a través de las células fotovoltaicas. Asociaciones en serie y paralelo de estas células conforman lo que se conoce como paneles solares o módulos fotovoltaicos, cuyos valores de tensión y corriente dependerá de dicha configuración, entre otros factores de construcción y eficiencia de conversión.

El material predominante en la fabricación de paneles solares es el silicio, aunque hay una presencia no menos importante de otros como el galio, selenio, indio, germanio, etc. que se emplean como aleaciones para mejorar los niveles de eficiencia. El silicio es un material muy abundante en la Tierra. Sin embargo, para aplicaciones de electrónica requiere un elevado nivel de pureza y este proceso eleva el coste de producción considerablemente. No obstante, como se puede observar en la siguiente gráfica (figura 2.5), el coste de producción de los paneles

fotovoltaicos se ha reducido drásticamente desde los 100\$/W en 1976 hasta los 0.38 \$/W en el año 2019 para los módulos fabricados con tecnología de película delgada a-Si/u-Si.

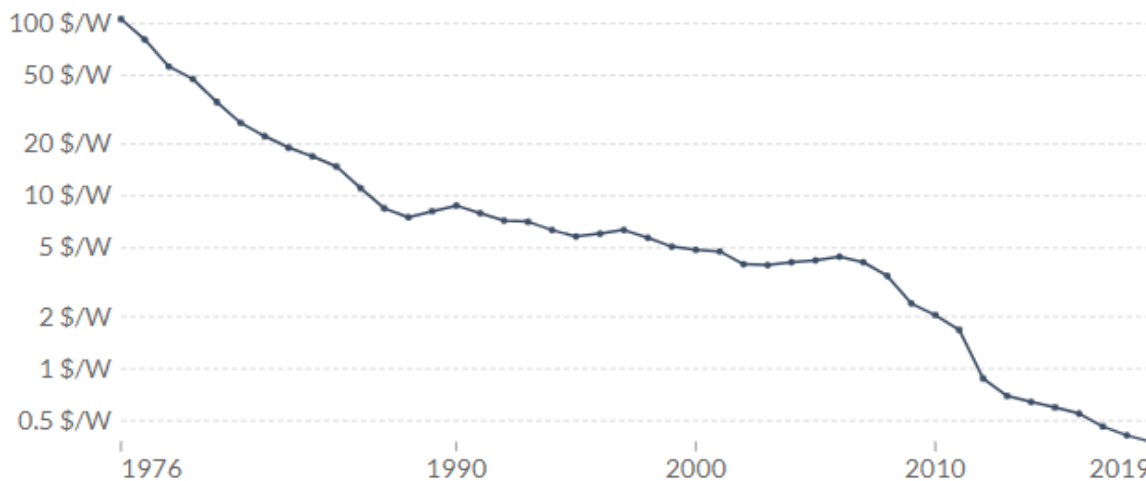


Figura 2.5. Evolución del coste \$/W en los paneles solares. Fuente LaFond et al. (2017) & IRENA (2020)

Pero esta tendencia a la baja en el precio de los módulos fotovoltaicos no se limita a una tecnología en concreto. Conforme muestra la figura 2.6, desde 2010 a 2020, diferentes tecnologías han sufrido una bajada similar en el coste.

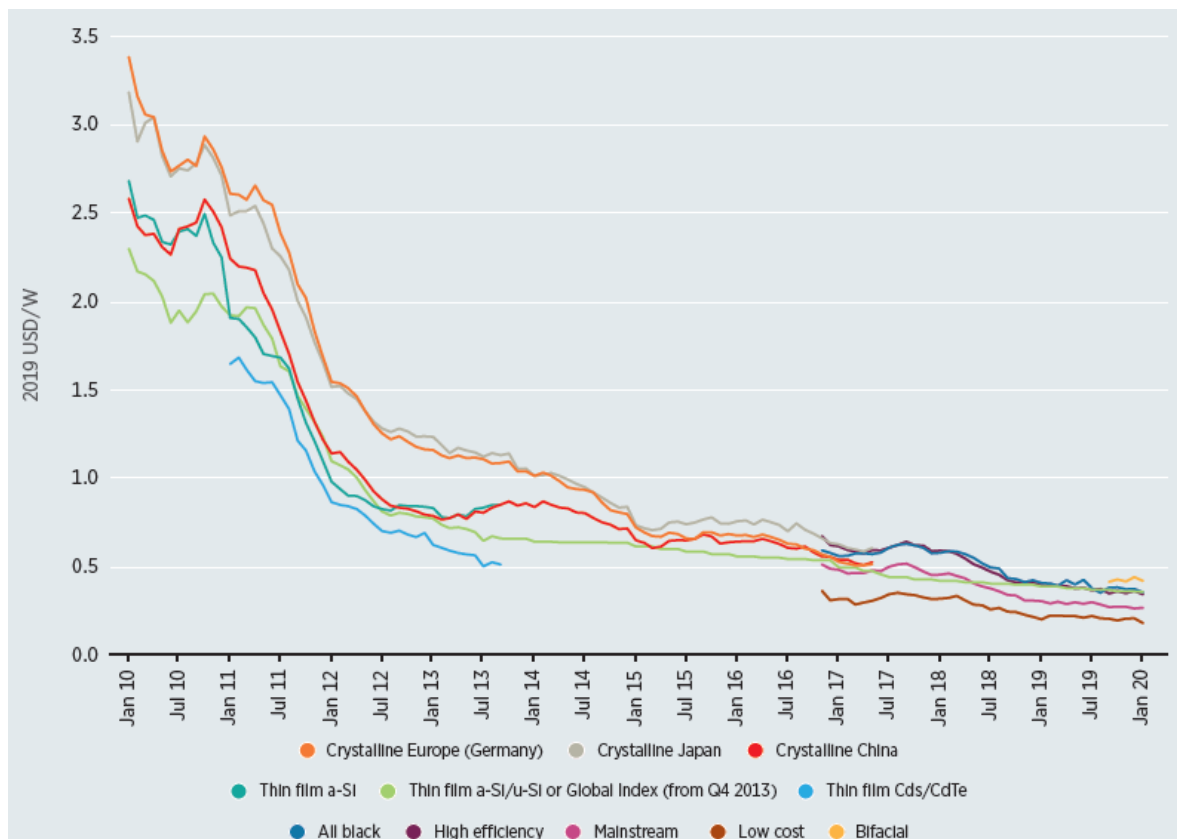


Figura 2.6. Evolución del coste \$/W en los paneles solares de diferentes tecnologías 2010-2020. Fuente IRENA (2020)

Un módulo fotovoltaico genera corriente eléctrica continua (DC), por lo que si la aplicación final requiere corriente alterna, como es el caso para uso residencial, comercial o industrial, será necesario emplear un inversor o convertidor DC-AC, así como otros equipos y aparamenta. Esto encarece el coste de una instalación desde poco más de 600 USD\$/kW hasta casi 2200 USD\$/kW durante el año 2019, dependiendo del país. Reflejo de ello se muestra en la siguiente gráfica (figura 2.7). En ella se puede apreciar como gran parte del coste por kW se debe a los módulos y a los inversores.

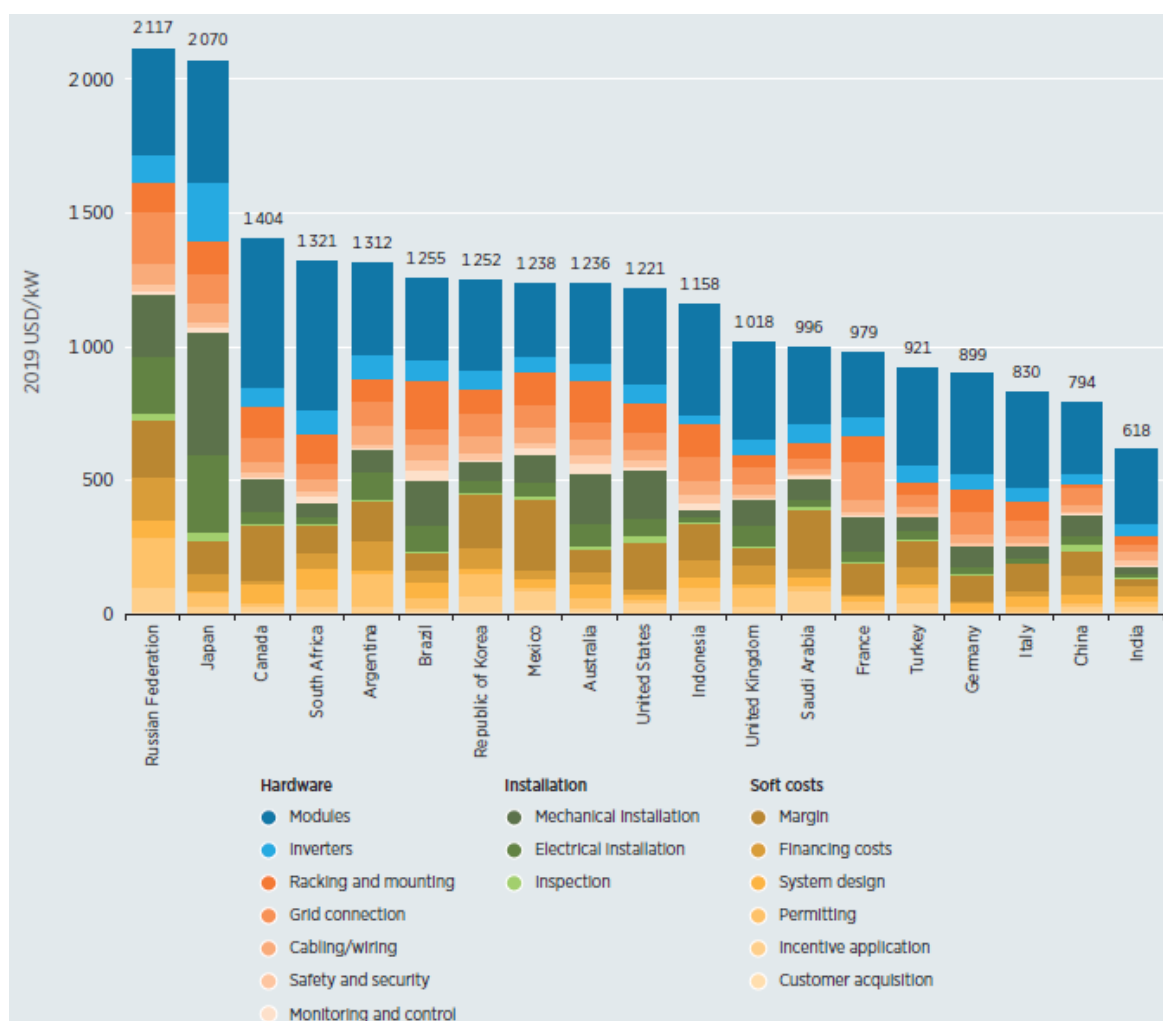


Figura 2.7. Desglose detallado de los costes totales de energía solar fotovoltaica instalada a gran escala por país, 2019. Fuente: IRENA (2020)

7. Antecedentes

Protocolo de Kyoto

El 11 de diciembre de 1997 tuvo lugar una convención de Estados en la que se llegó a un acuerdo internacional cuyo objetivo perseguía la reducción de los niveles

de gases de efecto invernadero. Este acuerdo, reflejado en la Decisión 1/CP.3 de las Naciones Unidas, se conoce como Protocolo de Kyoto (UNFCCC, 1997), por la ciudad en la que se rubricó, y fue originalmente firmado por 84 países. Su vigencia comenzó el 16 de febrero de 2005 (BOE, 2005), siendo extendido en la Enmienda de Doha por un periodo comprendido entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2020 (BOE, 2020). Durante este segundo periodo de vigencia del Protocolo de Kyoto, tuvo lugar en 2015 la XXI Conferencia sobre el Cambio Climático, en la cual 195 países acordaron crear un documento sucesor al Protocolo de Kyoto, con la excepción de Rusia, Canadá y Estados Unidos, que decidieron no respaldar esta prórroga. A este pacto se le conoce como Acuerdo de París y cuyas medidas debían empezar a aplicarse en 2021 (BOE, 2017).

Ha sido a raíz de estos acuerdos internacionales que el sector de las energías renovables ha experimentado un gran auge, tal y como reflejaba anteriormente la Tabla 2.1 en el caso concreto de la energía fotovoltaica de la que es objeto de estudio este Trabajo Fin de Grado.

Antecedentes sobre legislación del sector en el marco nacional

Sin embargo, no todo arranca con la firma del Protocolo de Kyoto. En España, comienza a desarrollarse legislación sobre energías renovables a partir de la década de los 80 con la Ley 82/1980 que incentiva el uso de la minihidráulica. A comienzo de la década de los 90 se redacta el Plan Energético Nacional 1991-2000, el cual fomenta la producción energética mediante fuentes renovables. Ya en 1994 se introduce el término “régimen especial” según la Ley 40/1994 y en base al Real Decreto 2366/1994 se regula la producción mediante instalaciones de cogeneración, hidráulicas u otras renovables en el citado régimen. Posteriormente, se redacta la Ley 54/1997 por la que se regula el Sector Eléctrico, distinguiendo la generación de energía en régimen ordinario del régimen especial identificando, además, las retribuciones económicas para cada modelo de producción. Ya en 1998, se publica el Real Decreto 2818/1998 sobre generación de energía eléctrica con fuentes renovables, residuos y cogeneración. Finalizando la década, en 1999 se publica el Plan de Fomento de las Energías Renovables, el cual destaca el objetivo de crecimiento de diferentes tecnologías renovables de modo que el mix de producción

energética en España para 2010 sea cubierto al menos en un 12% del consumo de energía por fuentes de energía renovables.

Al comienzo de los 2000 se publica el Real Decreto-Ley 6/2000 por el que se adoptan medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios y se incentiva la participación en el mercado de las instalaciones del régimen especial. Tiene también lugar, la publicación del Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, simplificando las condiciones para su conexión con potencias de hasta 100 kVA.

En 2002 se aprueba el Real Decreto 841/2002 mediante el cual se regula para las instalaciones productoras de energía eléctrica en régimen especial la incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de previsiones de producción y la obligación por parte de las comercializadoras de adquirir la energía eléctrica producida por éstas.

En el año 2003 se redacta la Ley 36/2003, de medidas de reforma económica mediante la cual se incentiva el uso de energía solar para autoconsumo entre particulares y empresas. Se hacía mediante deducciones fiscales del 10% para empresas por inversiones en energías renovables y mediante un ahorro del 50% para el impuesto de bienes inmuebles destinados a viviendas que instalen medios para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar.

Dos años más tarde, se aprueba el Real Decreto 436/2004, por el cual se establece el régimen jurídico y económico para la producción de energía eléctrica en régimen especial. Ante este nuevo marco legal, el titular de la instalación tiene dos opciones para la remuneración de la energía producida:

- Vender la energía producida a una empresa distribuidora a una tarifa regulada.
- Vender la energía producida en el mercado libre, percibiendo por ello el precio acordado más un incentivo por participación en el mercado más una prima.

Este Real Decreto, permitía en España que cualquier interesado, fuera persona física o jurídica, pudiera convertirse en productor de electricidad a partir de la energía del Sol y obligaba a las compañías comercializadoras eléctricas a

comprar la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas. Lo hacía subvencionando su precio y pagándolo al 575% del precio de la tarifa media durante los primeros 25 años y al 460% en los siguientes ejercicios si la instalación era menor a 100 kW, tal y como refleja el Artículo 33 de este RD 436/2004, en el que se regulan las tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar. Como consecuencia de la entrada en vigor de este Real Decreto, quedó derogado el Real Decreto 2818/1998.

En el año 2005 se pone en marcha el Plan de Energías Renovables 2005-2010, el cual supone una revisión del anterior Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010. En esta actualización se trató de salvaguardar el compromiso de abastecer al menos el 12% de la demanda energética con fuentes de energía renovables en 2010, además de añadir nuevos objetivos relacionados con una mayor ponderación en favor de las renovables. Siguiendo esta corriente, se aprueba el Real Decreto 314/2006 por el que se establece el Código Técnico de la Edificación y en el cual se fija la obligación de incorporar instalaciones solares térmicas y/o paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones.

Llegado el año 2007 se publica el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, derogando el Real Decreto 436/2004, aunque manteniendo su estructura básica. Se mantiene el sistema de retribución mediante tarifa regulada o mediante venta directa en el mercado libre. Sin embargo, se elimina el incentivo por participación en dicho mercado. En 2008 se aprueba el Real Decreto 1578/2008 mediante el que se introducen cambios en el régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a lo contemplado en el Real Decreto 661/2007. Además se introduce una nueva clasificación de este tipo de instalaciones según su ubicación en cubiertas o en el suelo, siendo tipo 1 o tipo 2, respectivamente. Sin embargo, teniendo en cuenta el grave estado financiero del sistema eléctrico y la deuda que éste acumula desde el año 2000 hasta la actualidad, reflejado en la figura 2.8, se aprueba el Real Decreto Ley 6/2009 con el objetivo de fijar algunas medidas respecto a la retribución de las instalaciones en régimen especial, a excepción de la fotovoltaica, ya contemplado en el Real Decreto 1578/2008.

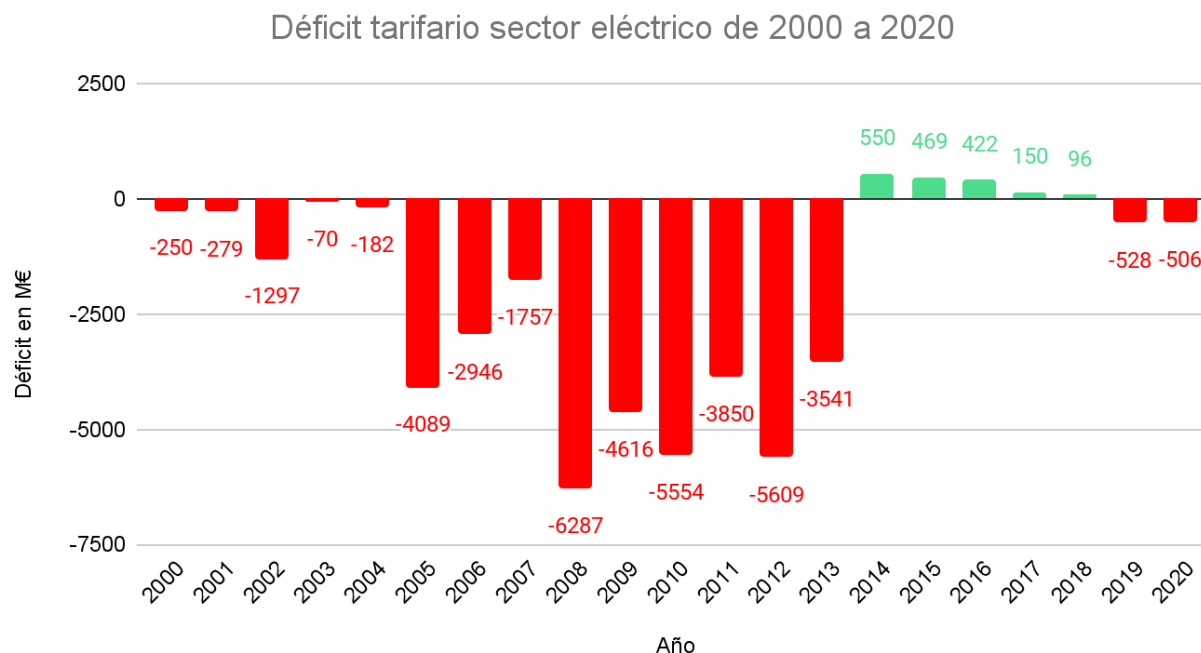


Figura 2.8. Déficit tarifario del sector eléctrico desde el año 2000 al 2020. Fuente CNMC (2022). Elaboración propia.

En 2010 se presentó en la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER) en el cual se recogían los objetivos plasmados en la Directiva 2009/28/CE del Consejo y Parlamento Europeo. Posteriormente, en 2011, se aprobó el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER), el cual reemplaza al Plan de Energías Renovables 2005-2010 y al Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020. Este nuevo Plan de Energías Renovables marca entre otros objetivos que las energías renovables supongan en 2020 un 20,8% del consumo energético final bruto de España. En el año 2011 se publica el Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Entre las diversas medidas que se adoptan, se simplifican los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro y se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentiva el autoconsumo. Este Real Decreto deroga al anterior RD 1663/2000.

Ya en 2012 y con un déficit tarifario estructural del sistema eléctrico, se aprueba el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se paralizan los incentivos

económicos para nuevas instalaciones de producción de energía mediante fuentes renovables y se suspenden los procedimientos de preasignación de retribución. Este Real Decreto es una de las muchas medidas que se sucedieron durante los años siguientes y que intentaban resolver una situación económica con problemas acarreados del pasado sumados a la crisis financiera. Le siguieron el Real Decreto-ley 13/2012 para corregir desviaciones entre los costes e ingresos de los sectores eléctricos y gasistas, el Real Decreto-ley 20/2012 para garantizar la estabilidad presupuestaria, la Ley 15/2012 que establecía nuevos impuestos para el sector eléctrico para reducir el déficit tarifario y el Real Decreto-ley 29/2012 para eliminar el déficit tarifario en 2012 y 2013.

En 2013, se continúa con la reforma del sector eléctrico con el Real Decreto-ley 2/2013, mediante el cual se cambia el sistema por el que se actualizan las retribuciones, tarifas y primas. Se modifica el Real Decreto 661/2007 eliminando las primas existentes y la posibilidad de acogerse al sistema de retribución por tarifa regulada a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del RD-ley 2/2013 opten por vender en el mercado libre. Posteriormente, se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Con esta nueva ley se abandona el modelo de incentivos de la Ley 54/1997 y quedan derogados el Real Decreto 1578/2008 y el Real Decreto 661/2007. Para finalizar 2013 se promulgó la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico por la cual se persigue la estabilidad económica y financiera del sistema. Además, cesa la diferenciación entre régimen ordinario y régimen especial, pasando a regirse todas las instalaciones por la misma normativa.

En base al Real Decreto-ley 9/2013 se desarrolló el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica con fuentes de energía renovables. En base a este nuevo marco normativo, las instalaciones recibirán dos retribuciones aparte de aquella obtenida por la venta de la energía. Se trata de una retribución por inversión, formada por un concepto por unidad de potencia instalada, y un término a la operación dirigido a cubrir la diferencia entre costes de explotación e ingresos por participar en el mercado.

Llega el año 2015 y se aprueba el Real Decreto 900/2015, 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. Su aprobación causó un gran revuelo y polémica en la sociedad española porque introducía un nuevo impuesto que gravaba el autoconsumo, se conocía como “impuesto al Sol”. Esta medida afectaba principalmente a autoprodutores con potencias instaladas superiores a 10 kW o aquellos que estuvieran conectados a red y dispusieran de baterías para almacenamiento de energía. De esta forma, la mayoría de instalaciones domésticas quedaban exentas, aunque las empresas que hubiesen decidido invertir en esta tecnología y superasen dicha potencia, veían como el retorno de su inversión se extendía algunos años más.

Tal y como refleja un sencillo análisis económico para dos casos sobre el autoconsumo tras el RD 900/2015 realizado por la empresa Efinetika (2015): una empresa con una instalación de 20 kWp, con tarifa 3.0A y cuyo consumo energético se centre en las horas solares, no requiriendo de la instalación de acumuladores, se encuentra ante la siguiente situación:

- Coste total de la instalación: 32.000€.
- Producción anual 28.509 kWh.
- Ahorro en el consumo de energía: 2.950,82€/año.
- Peajes a pagar: 645,58€/año.

Si no existiese dicho peaje, la inversión sería amortizada en 11 años. En cambio, con el peaje eran necesarios 14 años para amortizarla.

Para una instalación típica doméstica de 2,5 kWp con tarifa 2.0A cuyo consumo se centre en la tarde-noche existe el siguiente problema que no soluciona este RD y que ya está funcionando en otros países. Se trata del concepto de “balance neto” y que ya está regulado y funcionando en países como Alemania, Holanda, Portugal, Grecia, Italia, Dinamarca, Japón, Australia, Estados Unidos, Canadá y México, entre otros (“Net metering”, 2021). Toda aquella energía que se produce y no se consume en tiempo real es vertida a la red, de forma que cuando no haya disponibilidad de energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica esa energía pueda ser cogida de la red sin cargo. Ante esta situación, un hogar medio que no recibía compensación por verter energía se veía obligado a instalar acumuladores.

- Coste total de la instalación: 8.750€ (4.500€ sin baterías).
- Producción anual: 3.564 kWh.
- Ahorro en el consumo de energía: 493,51 €/año

Con estos datos, la amortización de la inversión tendría lugar casi a los 18 años. El problema surge debido a la vida útil de una batería, que se estima en torno a los 5-7 años. De esta forma, el dinero ahorrado anualmente debía invertirse en la adquisición de nuevas baterías cada cierto tiempo, no alcanzando nunca la amortización total de la instalación. Si no fuese necesario instalar baterías, la inversión sería amortizada al cabo de 9 años. Algo que no tiene en cuenta este análisis ya que no entra en detalle, es la posibilidad de la aplicación de la Ley 36/2003, que permite en algunos municipios deducirse el hasta 50% del IBI por el montaje de una instalación fotovoltaica en una vivienda por un tiempo limitado.

En el año 2018 se publica el Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y protección de consumidores. Con esta nueva ley se reconoce el derecho al autoconsumo de energía eléctrica sin costes adicionales, al autoconsumo compartido, se simplifica la tramitación para instalaciones de hasta 100 kW y otras medidas de carácter fiscal, de acceso y conexión y social.

Llegado el año 2019 se desarrolla el Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Esta nueva ley viene a desarrollar lo que ya se promulgó en el Real Decreto-ley 15/2018, desarrollando el autoconsumo individual y compartido, la compensación de excedentes sin que el usuario tenga que registrarse jurídicamente como productor de energía para instalaciones de energía renovable no superiores a 100 kW y la simplificación en el registro como productor entre otros puntos.

Otros casos de éxito de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en centros educativos

Antes de continuar con el estudio técnico y económico que supone este TFG, es importante destacar otros proyectos de autoconsumo ejecutados en centros educativos a nivel nacional. Encontrando así:

Colegio Salesiano San Juan Bosco de Puertollano (Ciudad Real). Se trata de un proyecto que consta de 311 módulos de 320 Wp que suponen una potencia

total instalada de 99,52 kWp, con una producción anual de 150.000 kWh. (GMD Solutions, 2020)

Colegio Estudiantes Las Tablas (Madrid). En este proyecto se instalaron 500 módulos con una potencia de 275 Wp, haciendo un total de 137,5 kWp de potencia instalada. La producción energética anual se estima en torno a los 212.000 kWh. (GMD Solutions, 2019)

Colegio Vedruna (Madrid). Este proyecto consta de 75 paneles solares con una potencia total instalada de 29,52 kWp. (Ecooo, 2022)

Colegio Los Peñascales (Madrid). En este proyecto se instalaron 46 módulos fotovoltaicos con una potencia total instalada de 15,64 kWp. (Ecooo, 2022)

IES Prado de Santo Domingo (Madrid). Este proyecto resulta interesante desde el punto de vista académico porque fue realizado junto con los estudiantes de Formación Profesional del mismo centro. Se trata de una instalación de pequeña envergadura, 12 módulos solares, pero que es una clara muestra de este centro y las entidades colaboradoras por una formación más próxima a la realidad y al ámbito profesional. (Ecooo, 2022)

Colegio Nuestra Señora del Amparo (Darro). Este proyecto tiene una potencia total instalada de 12 kWp y la estimación de producción de energía es de 13.992 kWh/año. (Agencia Andaluza de la Energía, 2020)

8. Descripción de la instalación fotovoltaica

8.1. Descripción del sistema fotovoltaico conectado a red con autoconsumo

Conforme ya se ha definido en el apartado 6 de esta memoria, una instalación fotovoltaica es aquella que aprovecha la energía proveniente del Sol y la transforma en energía eléctrica para posteriormente cederla a la red de distribución convencional, donde cualquier usuario puede hacer uso de ella. Esta instalación está compuesta por un conjunto de módulos fotovoltaicos encargados de captar la radiación solar y transformarla en corriente eléctrica (continua), un inversor cuya función es transformar la corriente continua en corriente alterna a la tensión y frecuencia correspondientes a la red convencional y la aparamenta pertinente.

Sin embargo, en base al Real Decreto 244/2019, actualmente en vigor, cabe la posibilidad de no ceder toda la energía generada y de esta forma se puede autoconsumir lo que se produce parcialmente o en su totalidad. Tal y como establece la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo publicada por el IDAE en 2019, se establece así:

- 1) **Autoconsumo sin excedentes.** Se trata de una instalación fotovoltaica conectada a red pero con un dispositivo que evita el vertido de energía eléctrica a dicha red de distribución.
- 2) **Autoconsumo con excedentes.** Se trata de una instalación fotovoltaica que además de generar energía eléctrica para autoconsumo, puede inyectar en la red de distribución y transporte el excedente no consumido. Se distinguen dos casos:
 - a) **Autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada.** En esta modalidad, el consumidor puede utilizar la energía obtenida de la instalación fotovoltaica cuando lo requiera. Si el consumo es superior a la energía producida, será posible comprar energía de la red. Cuando se produce una energía mayor a la que se consume, el excedente se puede inyectar a la red. La empresa comercializadora compensará el coste de la energía comprada por el usuario con aquella energía excedentaria que el productor ha inyectado durante el periodo de facturación (un mes máximo). Esta compensación valora la energía producida en base al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio que se negocie con la comercializadora. Nunca el resultado de esta compensación podrá ser negativo, es decir, el usuario rebajará el coste de su factura, pero no obtendrá beneficio económico. Para acogerse a este régimen es necesario que se cumplan las condiciones siguientes:
 - i) Fuente de energía primaria de origen renovable.
 - ii) Potencia total instalada no superior a 100 kW.

- iii) Suscripción por parte del consumidor de un único contrato de suministro con una empresa comercializadora para el consumo asociado y para los consumos auxiliares.
 - iv) Suscripción de un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo, definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, entre el consumidor y el productor.
 - v) La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.
- b) **Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación.** Esta modalidad engloba a todos los sistemas con autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos de la modalidad 2.a), o que voluntariamente opten por no acogerse a la misma. Ante esta situación, el excedente se venderá en el mercado eléctrico.

A modo resumen, se muestra en la tabla 2.2 las diferentes modalidades de autoconsumo recogidas en el Real Decreto 244/2019.

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido. SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq$ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14 dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente

Tabla 2.2. Cuadro resumen de las diferentes modalidades y posibilidades de autoconsumo. Fuente: IDAE (2019).

Para la situación que se está planteando en este TFG, la instalación solar fotovoltaica será de **autoconsumo individual**, con **conexión en red interior**, estará acogida a la modalidad de autoconsumo **con excedentes y compensación** (tipo 2.a).

8.2. El módulo fotovoltaico

En el mercado, hoy en día existe una amplia variedad de tecnologías de módulos fotovoltaicos que a grandes rasgos puede clasificarse de la siguiente manera:

- Silicio cristalino.
 - Monocristalino.
 - Policristalino.
- Capa fina.
 - Silicio amorfo (flexibles o rígidos).
 - Silicio monocristalino (en tándem con amorfo).
 - CdTe (Teluro y cadmio).
 - CIS (Cobre Indio y Galio).
 - CIGS (Cobre Indio Galio Selenio).
- Concentración.

No hay que obviar que esta es una clasificación muy genérica y que periódicamente se publican tecnologías novedosas que mejoran los parámetros que definen a estos módulos. Aunque hay que resaltar que los listados anteriormente representan la gran mayoría de los que forman las instalaciones existentes.

En la figura 2.9 se puede apreciar una comparativa entre una gran variedad de tecnologías y sus eficiencias desde 1976 hasta 2020.

Best Research-Cell Efficiencies

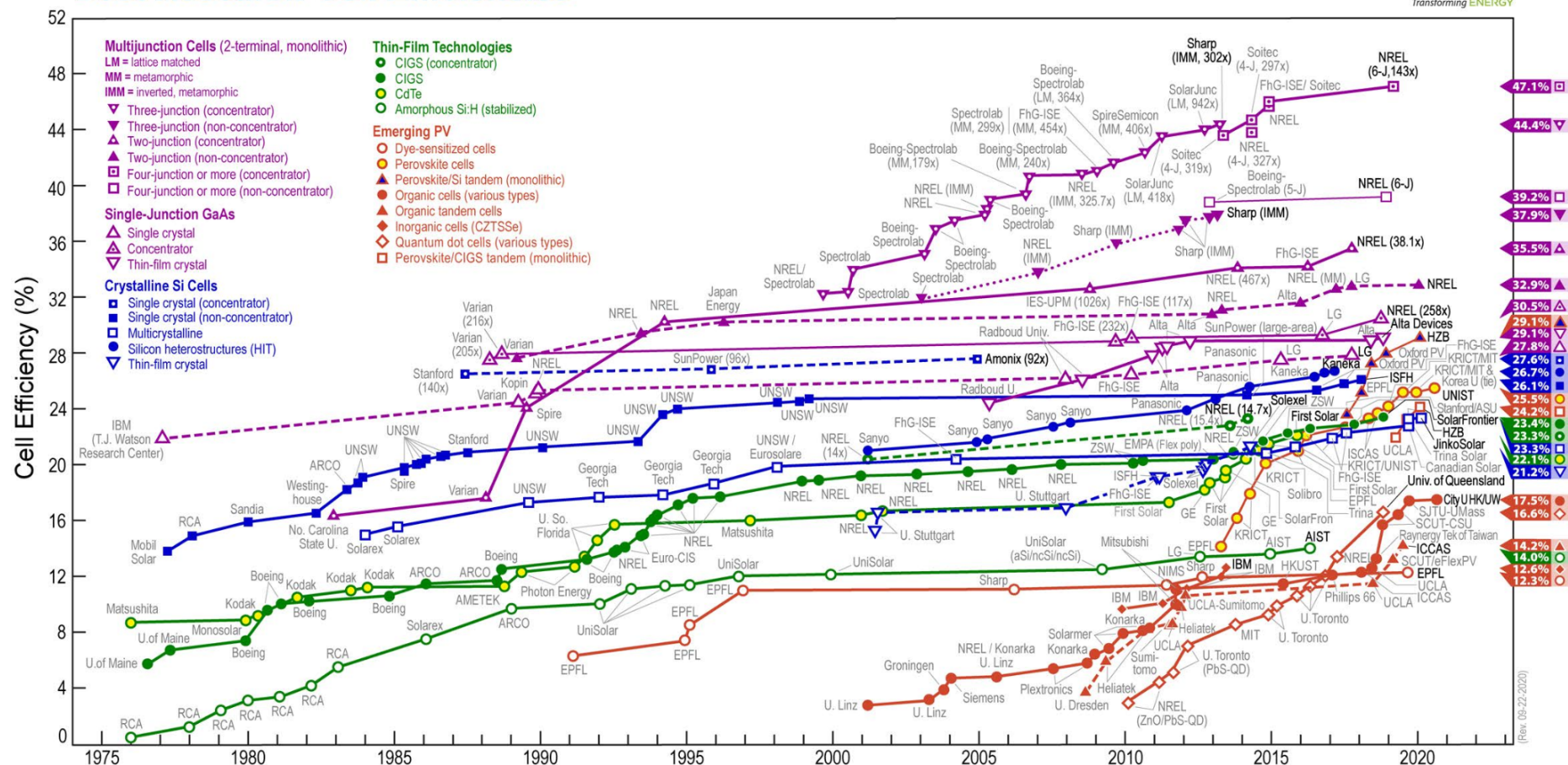


Figura 2.9 Comparativa de eficiencias de diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos. Fuente: The National Renewable Energy Laboratory (2020). Disponible en:

<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

8.3. Estudio del módulo fotovoltaico

Para un conocimiento más profundo de un módulo solar fotovoltaico, sus propiedades y funcionamiento es necesario contar con la terminología básica.

8.3.1. Terminología.

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

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

Célula PERC: se trata de una célula solar que incluye una capa reflectante para aumentar el aprovechamiento de la radiación solar incidente. PERC obedece a las siglas en inglés Passivated Emitter Rear Cell.

Fuente de corriente: sistema de funcionamiento del inversor, mediante el cual se produce una inyección de corriente alterna a la red de distribución de la compañía eléctrica.

Funcionamiento en isla o modo aislado: situación en la que el inversor sigue funcionando e inyectando electricidad a la red aun cuando en ésta no hay tensión.

Instalación solar fotovoltaica ó generador fotovoltaico: aquella que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: módulos fotovoltaicos que cumplen una doble función: energética y arquitectónica. Además, sustituyen a elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

Irradiación solar: energía de origen electromagnético incidente por unidad de área medida sobre un plano determinado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo conocido. Se mide en kWh/m².

Irradiancia solar: potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en kW/m^2 .

Pérdidas por inclinación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

Pérdidas por orientación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la orientación óptima.

Pérdidas por sombras: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Radiación solar global media diaria anual: energía procedente del Sol que llega a una determinada superficie (global) tomando el valor anual como suma de los valores medios diarios.

Radiación solar: energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

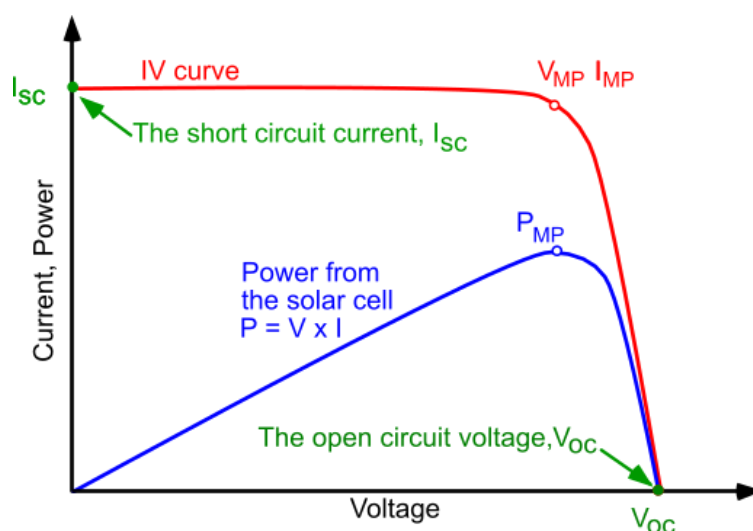


Figura 2.10. Curva característica I-V del módulo fotovoltaico. Fuente: PVEducation.org

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión. La curva representa las posibles condiciones ambientales

determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

Corriente de cortocircuito (I_{cc} notación española, I_{sc} notación internacional): es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.

Voltaje de circuito abierto (V_{ca} notación española, V_{oc} notación internacional): es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondiente a una corriente igual a cero.

Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$): es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.

Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}): es el valor de la corriente para $P_{m\acute{a}x}$ en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}): es el valor de voltaje para $P_{m\acute{a}x}$ en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

8.3.2. Factores que afectan a la curva I-V del módulo fotovoltaico

La curva característica I-V del módulo fotovoltaico se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación (irradiancia), la temperatura y la distribución espectral de la luz.

Efecto de la intensidad de la iluminación (irradiancia).

En general, la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiancia. De este modo, un módulo fotovoltaico tenderá a ofrecer una mayor corriente cuanto mayor sea la intensidad de iluminación.

Efecto de la temperatura.

La temperatura afecta, principalmente, a los valores de voltaje de la característica I-V del módulo fotovoltaico, de manera que se podría considerar que el voltaje a circuito abierto del módulo fotovoltaico es inversamente proporcional a la temperatura. De este modo, un módulo fotovoltaico tenderá a ofrecer una menor tensión cuanto mayor sea la temperatura del mismo.

8.3.3. Condiciones de referencia del módulo fotovoltaico

Condiciones estándar de medida (CEM).

El comportamiento de la característica I-V de un módulo fotovoltaico bajo unas condiciones de irradiancia y temperatura se debe de facilitar por el fabricante del mismo.

Estas condiciones se denominan estándares de medida, de uso universal y definido por los siguientes valores:

Irradiancia.	1000 W/m ²
Distribución espectral.	AM (masa de aire) 1'5
Temperatura de la célula.	25 °C
Incidencia normal.	

Temperatura de operación nominal de la célula (TONC).

Es la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

Irradiancia	800 W/m ²
Distribución espectral	AM (masa de aire) 1'5
Temperatura ambiente	25 °C
Velocidad del viento	1 m/s
Incidencia normal	

Dado que las condiciones nominales de operación hacen referencia a la temperatura ambiente, y no a la temperatura del módulo, es necesaria la ecuación 1:

$$T_c^a = T_a^a + \left(\frac{TONC - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} \right) \times G \quad \text{Ec.1}$$

Siendo:

T_c^a	Temperatura de la célula o módulo
T_a^a	Temperatura ambiente
TONC	Temperatura de operación nominal de la célula
G	Irradiancia

8.4. Parámetros de rendimiento

La eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, tiene en cuenta pérdidas por dispersión de potencia, pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica, pérdidas por suciedad sobre los módulos fotovoltaicos, pérdidas por inclinación y acimut, pérdidas por sombras, pérdidas por degradación fotónica, pérdidas eléctricas y pérdidas por reflectancia. El detalle de estos cálculos se puede encontrar en el Anexo 3 - Estudio de viabilidad energética.

8.4.1. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos se ve afectado de forma negativa con el aumento de la temperatura de trabajo. Se trata de un elemento continuamente expuesto a la radiación solar, por lo que es necesario que exista una buena refrigeración. Por ello, el incremento de temperatura que pueda tener lugar ha de ser tenido en cuenta para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura. Tras los cálculos realizados en el Anexo 3 - Estudio de viabilidad energética se obtiene que las pérdidas por este concepto son del 3,96%.

8.4.2. Pérdidas en corriente continua

8.4.2.1. Pérdidas por inclinación y acimut

Las pérdidas por este concepto, las cuales se van a considerar en el cálculo de esta instalación fotovoltaica, son del 3,198%, tal y como se ha calculado analíticamente en el citado anexo.

8.4.2.2. Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al Sol. El fabricante indica que la degradación de potencia es inferior al 2% el primer año y del 0,55% a partir del segundo hasta los 25 años. Se admite como valor promedio anual el **0,61%**.

8.4.2.3. Pérdidas por dispersión de potencia

El fabricante de los paneles garantiza que su potencia está siempre dentro de un rango de $0 \pm 3\%$, por lo que se estiman las posibles pérdidas por dispersión de potencia en un 3%.

8.4.2.4. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos

En condiciones normales y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes, los paneles fotovoltaicos no tienen porqué superar unas pérdidas del 1%.

8.4.2.5. Pérdidas eléctricas

Estas pérdidas se producen por la caída de tensión en los conductores de la instalación. En los conductores de CC las pérdidas calculadas serán de un 1,264% y las pérdidas en conductores de CA se de un 1,04%, por lo que las pérdidas eléctricas totales serán de un 2,304%.

8.4.2.6. Pérdidas por reflectancia

Las pérdidas que hacen referencia a los efectos angulares de reflexión y espectrales, cuyo valor se estima en un 1%.

Teniendo en cuenta todas las pérdidas obtenidas anteriormente, se considera un porcentaje de pérdidas en corriente continua del $11'052\% \approx 11,1\%$.

8.4.3. Pérdidas por rendimiento del inversor

Estas son las pérdidas del inversor debido al rendimiento del mismo, cuyo valor es $\eta = 98,5\%$.

8.4.4. Pérdidas en corriente alterna

8.4.4.1. Pérdidas por sombras

En esta instalación fotovoltaica no existen pérdidas debidas a este concepto, puesto que se ha realizado el dimensionado salvando todas las posibles sombras circundantes del lugar. Las pérdidas por este concepto son del 0%.

8.4.4.2. Pérdidas por baja irradiancia, desconexiones y otras causas

La herramienta PVGIS ofrece un valor conjunto para las pérdidas por temperatura y baja irradiancia. Puesto que el valor para el primer concepto se ha calculado a parte, se obtiene el valor del segundo por diferencia. De este modo se considera unas pérdidas por este término del 5,62 %.

Teniendo en cuenta todas las pérdidas obtenidas anteriormente, se considera un porcentaje de pérdidas en corriente alterna del 5,62%.

RESUMEN

- P_{temp} = pérdidas por temperatura = 3,96%.
- P_{dc} = pérdidas en corriente continua = 11,1%.
- H_{inv} = rendimiento del inversor = 98'5%.
- P_{ac} = pérdidas por corriente alterna = 5,62%.

8.5. Inversor

Para conectar el sistema de generación fotovoltaica a la red de baja tensión se usará un inversor trifásico de 50 kWp de potencia de salida nominal. Las características de éste se pueden ver en la tabla 2.3.

		Tauro ECO	
		50-3-D	
Datos de entrada	Número de seguidores MPP	1	
	Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx}$)	A	87,5
	Máx. corriente de entrada de la serie fotovoltaica ($I_{dc\ máx, string}$)	A	14,5
	Máxima corriente de cortocircuito ($I_{sc\ máx, inversor}$)	A	178
	Rango de tensión de entrada CC ($U_{cc\ mín} - U_{cc\ máx}$)	V	580 - 1000
	Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	V	650
	Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$)	V	580 - 930
	Máxima potencia del generador FV ($P_{cc\ máx}$)	kWp	75
		FV1	FV2
	Máxima corriente de entrada por campo de módulo	A	75
Datos de salida	Máxima corriente de cortocircuito	A	125
	Número de entradas CC	7	7
	Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	W	50 000
	Máxima corriente de salida	VA	50 000
	Corriente de salida CA ($I_{ac\ máx}$)	A	76
	Acoplamiento a la red ($U_{ac,r}$)	V	3~ NPE 400/230; 3~ NPE 380/220
Datos generales	Frecuencia (rango de frecuencia $f_{mín} - f_{máx}$)	Hz	50 / 60 (45 - 65)
	Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0 - 1 ind. / cap.
	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	mm	755 x 1109 x 346 mm
	Peso	kg	74
	Tipo de protección		IP 65
	Clase de protección		1
	Consumo nocturno	W	< 16
	Refrigeración		Tecnología de Ventilación Activa y sistema de doble capa
	Instalación		Interior y exterior ¹
	Rango de temperatura ambiente	°C	-40 bis +65 °C ²
Rendi- miento	Certificados y cumplimiento de normas ³		AS/NZS 4777.2:2020 IEC62109-1/-2 VDE-AR-N 4105:2018 IEC62116 EN50549-1:2019 & EN50549-2:2019 VDE-AR-N 4110:2018 CEI 0-16:2019 CEI 0-21:2019
	Máx. rendimiento		98,5
	Rendimiento europeo (η_{EU})		98,2
	Rendimiento de adaptación MPP		> 99,9

Tabla 2.3. Datasheet Fronius Tauro ECO 50-3-D. Fuente: [Fronius](https://www.fronius.es)

Este inversor está diseñado para soportar la radiación solar de forma directa y el calor extremo, por lo que no es necesario instalarlo en el interior de un armario eléctrico. Posee una carcasa de doble capa y un sistema de refrigeración activa que favorecen la vida útil y un máximo rendimiento del sistema. Por otra parte, su diseño modular permite realizar tareas de mantenimiento que en caso de requerir sustitución sea posible hacerlo in situ, ahorrando tiempo y recursos.

Además de lo anterior, el inversor cuenta con una serie de equipamiento orientado a la seguridad y que se refleja en la tabla 2.4.

			Tauro	Tauro ECO	
			50-3-D	50-3-D	100-3-D
Equipamiento de seguridad	Seccionador CC		Integrado		
	Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento al punto de trabajo, limitación de potencia		
	Protección contra polaridad inversa		Integrado		
	RCMU		Integrado		
	Medición de aislamiento CC		Integrado		
	Protección contra sobretensiones CC/CA		Tipo 1 + 2 integrados*, tipo 2 opcional		
	Fusible de serie fotovoltaica		Integrado, 15 A o 20 A		

Tabla 2.4. Equipamiento seguridad Fronius Tauro ECO 50-3-D. Fuente: [Fronius](http://www.fronius.com)

Por último, el inversor cuenta con diferentes modos de comunicación con el usuario, así como con otros inversores. Cuenta con la aplicación Fronius Solar.web para la gestión del usuario. Ésta funciona tanto por WLAN como por Ethernet LAN (RJ45).

8.6. Módulo fotovoltaico elegido

La configuración está basada en la colocación del número de módulos fotovoltaicos necesarios y dispuestos de forma adecuada para satisfacer la demanda de 51,84 kWp, teóricos que tiene la instalación.

El módulo de silicio monocristalino escogido para la instalación (LONGI Mono PERC 540 Wp 72 HPH), satisface las especificaciones IEC 61215, 61730, ISO 9001:2015, 14001:2015, TS 62941 e ISO 45001:2018. Tiene una potencia nominal de 540 Wp y las siguientes características que refleja la tabla 2.5:

Electrical Characteristics

Module Type	LR5-72HPH-540M	
Testing Condition	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	540	403.6
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.50	46.54
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.85	11.20
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.65	38.69
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.97	10.43
Module Efficiency(%)	21.1	

Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C
STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s	

Tabla 2.5. Características técnicas del módulo LONGI Mono PERC 540Wp 72HPH. Fuente: [LONGI](https://www.longi.com/)

8.7. Configuración del generador fotovoltaico

En función de la potencia teórica que tiene la instalación 51,84 kW y la potencia de 540 Wp del módulo escogido se obtiene mediante la ecuación 2:

$$N_{\text{Módulos totales}} = \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{51840W}{540W} = 96 \text{ módulos.} \quad \text{Ec. 2}$$

Debido a factores de espacio, estructura, inversor elegido, además de otros aspectos, la configuración del generador fotovoltaico queda de la siguiente forma:

Se colocarán 96 módulos, con una configuración de 16 módulos en serie, repartidos en 6 ramas en paralelo, como se puede ver en el plano nº 4, plano de conexionado de los módulos fotovoltaicos.

Así se conseguiría, en teoría, una potencia de generación de 51840 Wp, que quedarán disminuidos debido a que ésta depende en gran medida de la radiación del lugar de la instalación y de la temperatura.

DATOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Potencia generada	51840 Wp
Tensión máxima	666,4 V
Intensidad máxima	77,82 A
V _{oc}	792 V
I _{sc}	83'1 A

Tabla 2.5. Características del generador

A esto se le debe añadir que el inversor no es capaz de trabajar con un rendimiento del 100%, por tanto a la salida de éste, siempre se tendrá una potencia inferior a la generada por el sistema fotovoltaico.

8.8. Orientación, inclinación y sombras

La orientación de la cubierta es al Sur y desviada hacia el Este 30°. Debido a la complejidad en la obra para orientar los módulos exactamente al sur, la orientación de éstos será la misma que la cubierta. Por tanto, se incluye un estudio de pérdidas por inclinación y orientación en el Anexo 3 - Estudio de viabilidad energética.

Por su parte, la inclinación más conveniente de los módulos se obtiene analizando la irradiación incidente sobre superficies con grados distintos de inclinación y eligiendo aquella para la cual la irradiación es mayor a lo largo del año, de manera que así se optimice la generación energética. Este estudio también se incluye en el citado anexo.

En el caso del emplazamiento elegido, la inclinación óptima para la cual se obtiene la mayor irradiación a lo largo del año se da para un valor de aproximadamente $\beta_{\text{opt}}=35^\circ$, tal y como se ha calculado en el Anexo 3 - Estudio de viabilidad energética.

La instalación fotovoltaica se va a ubicar sobre cubierta que presenta las siguientes características:

- Disposición de la cubierta: la disposición de la cubierta es inclinada y orientada al sur-este 30° . La instalación se situará sobre esta cubierta con el ángulo de inclinación óptimo.
- Características de la cubierta: tejado tradicional cubierto de tejas árabes de cerámica.
- Sombras: ausencia de objetos alrededor de la cubierta que puedan producir sombras, careciendo así este proyecto de estudio de viabilidad energética para pérdidas por sombreado.
- Superficie aproximada orientada al Sur: 342 m^2 .

9. Obra civil

La instalación se va a llevar a cabo sobre la cubierta de un instituto de enseñanza ya construido. En esta cubierta irán fijados los paneles.

9.1. Estructura soporte

La estructura soporte tiene las funciones principales de servir de soporte y fijación segura de los módulos fotovoltaicos, así como proporcionarles una inclinación adecuada para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar incidente. Ésta tendrá una inclinación de 35° y será capaz de resistir con los módulos instalados. Teniendo en cuenta que cada módulo pesa $27,2 \text{ kg}$, y tiene una superficie de $2,556 \text{ m}^2$, deberá soportar las sobrecargas del viento y nieve de

acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan atacar la integridad de los módulos.

En el diseño de la estructura también se buscará la facilidad de montaje y desmontaje de los paneles y se tendrá en cuenta la realización de labores de mantenimiento y/o sustitución de los mismos.

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 produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La configuración y composición de estructura soporte queda representada en el plano nº 5, plano de estructura soporte de los módulos, y calculada en el punto 3 del Anexo 1 - Memoria de Cálculo.

10. Instalación eléctrica

10.1. Cableado

Los conductores empleados para la conexión en la parte de corriente continua y alterna, deberán ser de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán de tener una sección suficiente para que la caída de tensión sea como máximo del 1,5% en DC y en corriente alterna no deberá superar el 2%. Sin embargo, en este caso se considerará también un 1,5% de acuerdo con el REBT-2002 o la especificación AENOR EA 0038. Los porcentajes anteriores suponen valores globales. No obstante, se ha de especificar valores más concretos para cada tramo de la instalación. Se toma por tanto el siguiente criterio:

- 1% de caída de tensión para el tramo 1: interconexión de módulos hasta la caja de conexión.
- 0,5% de caída de tensión para el tramo 2: conexionado de la caja de conexión hasta el inversor.
- 0,75% de caída de tensión para el tramo 3: conexión del inversor hasta la caja general de protecciones.
- 0,75% de caída de tensión para el tramo 4: conexionado de la caja general de protecciones hasta el contador de salida.

También debe permitir la circulación de la corriente nominal generada en la instalación sin que se produzca un sobrecalentamiento del conductor que pueda dañarlo. El valor obtenido será denominado sección por intensidad máxima admisible o sección por calentamiento. Al realizar el cálculo se escoge la sección normalizada que sea igual o superior a la mayor de las anteriores.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Incluyendo toda la longitud de cable necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123 y el REBT-2002. Se deberá emplear un cable con sección adecuada para la conducción de la suma de corrientes generada por los módulos.

En cualquier caso, el conductor a emplear nunca deberá tener una sección menor de 4mm². En caso de requerirse una sección mayor en el transporte de la energía hasta el correspondiente equipo, se emplearán cajas de interconexión externas que permitan adquirir mayores secciones de cable para los tramos de mayor distancia. El cableado de corriente continua y el de alterna se puede apreciar en el plano nº 8, plano de esquema unifilar-eléctrico. Los cables utilizados son:

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

- Interconexión de los módulos hasta la Caja de Conexión: conductor compuesto por un cable unipolar de sección 10 mm², instalado al aire con aislamiento de XLPE y con sujeción por la parte posterior de los módulos y pared mediante grapas.
- Conexión de la Caja de Conexión hasta el Inversor: conductor compuesto por un cable unipolar de sección 10 mm², instalado al aire con aislamiento de XLPE, bajo tubo de PVC 32mm² y con una sujeción directamente sobre suelo mediante grapas.

Descripción del cable conductor:

- Metal: cobre.
- Flexibilidad: clase 5 según UNE 21022.
- Aislamiento: R. Polietileno Reticulado (XLPE).
- Cubierta exterior: Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible).
- Tensión: 0,6-1 kV.
- Normativa:
 - UNE 21123-2 Norma constructiva.
 - UNE-EN 60332-1 No propagador de la llama.
 - IEC 60332-1 No propagador de la llama.

Los cálculos justificativos de estos tipos de conductores están presentes en el documento de Anexo 1 - Memoria de Cálculo.

10.2. Conexión a red

La red de baja tensión conecta el inversor con el cuadro general de protecciones, ambos colocados próximos en el mismo emplazamiento. El siguiente tramo conecta el cuadro general de protecciones con el contador de salida, estando también ambos próximos en el mismo emplazamiento.

La conexión se realizará con un cable de cobre flexible de sección 16 mm², al aire con aislamiento de XLPE y grapado a la pared y suelo, para el tramo de conexión del inversor con el cuadro general de protecciones; mientras que el tramo que conecta el cuadro general de protecciones con el contador de salida se conecta mediante un cable tetrapolar de cobre flexible de sección 16 mm², al aire con aislamiento de XLPE .

10.3. Protecciones

Se atenderá en todo momento a lo establecido en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre de 2000, (BOE 235/2000 del 30/09/2000); pero modificado por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, (BOE 295/2011 del 08/12/2011), en lo referente a las protecciones necesarias en las instalaciones fotovoltaicas; así como al REBT-2001, ITC pertinente.

En la instalación eléctrica se deben instalar una serie de equipos de protección para proteger a la instalación de las siguientes amenazas:

- Sobrecargas:

Sobrecarga es el exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga. Una sobrecarga no despejada a lo largo del tiempo puede degenerar en cortocircuito.

El efecto principal de una sobrecarga es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, provocando el deterioro de los mismos y de sus aislantes, y reduciendo su vida útil. El objetivo final de protección contra sobrecargas es permitir aquellas que correspondan a un servicio normal, pero desconectándose con antelación para no sobrepasar el tiempo de sobrecarga admisible. La protección deberá despejar en un tiempo inversamente proporcional a la intensidad de sobrecarga.

El dispositivo de protección podrá ser o un interruptor automático de corte unipolar con curva térmica de corte, o un cortocircuito fusible (ITC-BT-22). Este último es el dispositivo elegido en este caso. Las características del equipo de protección contra sobrecarga deberán cumplir con las ecuaciones 3 y 4:

$$I_{sc} \leq I_n \leq I_{ca} \quad \text{Ec. 3}$$

I_{sc} : intensidad de dimensionado del circuito.

I_n : intensidad nominal del interruptor automático.

I_{ca} : intensidad de carga admisible del cable.

$$I_{cd} \leq 1,45 \times I_{ca} \quad \text{Ec. 4}$$

I_{cd} : intensidad de desconexión.

- Cortocircuitos.

Cortocircuito es la unión de dos o más partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial entre sí a través de una pequeña impedancia. El origen suele estar en una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento.

La norma IEC 60364 establece que la protección contra cortocircuitos deberá estar diseñada para limitar los esfuerzos de origen térmico y dinámico al mínimo, debiendo detectarlos y despejarlos en milisegundos.

El equipo de protección contra cortocircuitos deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- La energía de paso (intensidad de disparo por cortocircuito al cuadrado por el tiempo de despeje) deberá ser menor que la I_{cu} (máxima intensidad de cortocircuito soportada por el cable).
- La capacidad de corte del interruptor o del fusible (poder de corte I_{cc}) deberá ser mayor que la intensidad de cortocircuito máxima en el lugar donde se instale la protección.

Según la norma EN 60269 se deberá cumplir con la ecuación 5:

$$I^2 \times t \leq I_{cu} \quad \text{Ec. 5}$$

$$I_{cu} = k^2 \times S^2$$

I_{cu} : Poder de corte, máxima capacidad de cortocircuito.

k: Valor de corrección del material (115 para conductores de Cu).

S: sección del conductor en mm^2 .

En el presente proyecto, se ha considerado para el cálculo de la intensidad máxima admisible durante un cortocircuito en un cable, en función de la sección del mismo y de la duración del cortocircuito la relación que expresa la ecuación 6:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{143}{\sqrt{t_{cc}}} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

I_{cc} : intensidad máxima que soporta el cable durante el cortocircuito.

S: sección del conductor.

T_{cc} : tiempo que dura el cortocircuito.

- **Sobretensiones:**

Sobretensión es la elevación de la tensión a valores muy altos durante un transitorio de pocos milisegundos. El Reglamento de BT contempla tres tipos de sobretensiones, que son la sobretensión tipo rayo (causada por descargas atmosféricas), la sobretensión tipo maniobra (generalmente provocadas por conmutaciones en la red) y la sobretensión a frecuencia industrial (provocada por defectos en la red).

La incidencia que la sobretensión puede tener en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio es función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones, su instalación y su ubicación.
- La existencia de una adecuada red de tierras.

La ITC-BT 23 establece los niveles de tensión soportada a impulso para los distintos equipos de BT y los requerimientos de protecciones contra sobretensiones.

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de corriente continua del inversor, mediante dispositivos bipolares de clase II, válidos para la mayoría de equipos conectados a red. Estos dispositivos tienen un tiempo de actuación bajo ($< 25\text{ns}$) y una corriente de actuación de 15 kA, con una tensión residual inferior a 2 kV.

No se hace necesaria la protección de cables, tubos, contadores, etc., por permitir estos valores más altos de tensión residual (4-6 kV).

La planta será diseñada de modo que cumpla toda la legislación sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Además se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la central fotovoltaica.

La instalación incluirá los dispositivos necesarios para poder interrumpir la alimentación a los circuitos eléctricos de potencia, bajo condiciones anormales de funcionamiento de los mismos; garantizando la apertura del circuito y la total extinción del arco sin sufrir avería alguna, quedando en perfectas condiciones de funcionamiento para posteriores maniobras.

Cuando se produce una anomalía, avería, cortocircuito, sobrecarga, derivación, etc.; los aparatos de protección son los que se encargarán de detectar bien directamente o bien indirectamente la anomalía producida, interrumpir la alimentación y aislar el sector afectado, procurando dejar fuera de servicio el menor tramo posible de la instalación.

10.3.1. Protecciones de la red de DC

La gran mayoría de las protecciones de corriente continua van a estar ubicadas en las cajas o cuadros de conexionado o protección de corriente continua; exceptuando el interruptor seccionador de mando de aislamiento de corriente continua, que irá ubicado en el cuadro de protección para el inversor.

Los elementos de protección que se van a emplear son:

DIODOS

- Diodos de paso: tiene como finalidad la de evitar el posible efecto del punto caliente en el sistema. Se colocan en paralelo con los módulos para impedir que todos los elementos de la serie se descarguen sobre el módulo sombreado. En este caso el fabricante de los módulos fotovoltaicos que vamos a utilizar en la instalación ya lo ha incorporado.

VARISTORES

Debido a la gran cantidad de masa metálica que ocupa el campo de paneles, éste se encuentra expuesto a las consecuencias de impactos directos e indirectos

de rayos. Aunque la ubicación de la instalación se encuentra en una zona de baja actividad de rayos, se ha optado por la instalación de descargadores de sobretensión o varistores para la protección de la instalación fotovoltaica sobre rayos. En concreto se instalarán 3 descargadores, protegiendo las siguientes líneas:

- Línea positiva con respecto a tierra.
- Línea negativa con respecto a tierra.
- Línea positiva con respecto a la negativa por si falla alguna de las anteriores.

Siendo el varistor empleado para dicho fin:

Varistor tipo OVR PV T2 40 1000 PTS de ABB, con $I_{m\acute{a}x} = 40$ kA, $U_p \leq 4$ kV y $U_c = 1000$ V.

Electrical performances

Total Impulse discharge current	I_{total} (10/350 μ s)	-	
Impulse discharge current	I_{imp} (10/350 μ s)	-	kA
Maximal discharge current	I_{max} (8/20 μ s)	40	kA
Nominal discharge current	I_n (8/20 μ s)	20	kA
Maximal continuous operating voltage	UCPV	1000	VDC
Intended power system application (UL)	VPVDC	1000	VDC
Voltage protection level	U_p (DC+ to DC- / DC+ to G / DC- to G)	4	kV
Voltage protection rating (UL)	VPR	3	kV
Surge circuit current rating	I_{scpv}	10	kA
Surge circuit current rating (UL)	SCCR	10	kA
Back up protection	Not needed up to I_{scpv}		
Leakage current	I_{cpv} , I_{pc}	Check Installation Leaflet	μ A
Response time		< 25	ns

Tabla 2.6. Características técnicas del descargador OVR PV T2 40 1000 PTS del fabricante ABB.

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS MAGNETOTÉRMICOS

De igual forma, en el cuadro de conexionado y protecciones de DC, sustituyendo a los diodos de bloqueo y a los fusibles, se va a utilizar 1 interruptor automático magnetotérmico por rama, es decir, 6. Siendo el interruptor empleado para dicho fin:

Interruptor automático magnetotérmico tipo C60NA-DC de 2 polos, categoría DC21B de SCHNEIDER, U_e (DC) = 1000V y $I_e = 20$ A.

DATOS MAGNETOTÉRMICO SCHNEIDER	C60NA-DC
Tensión de aislamiento U_i	1000 V

Tensión máx. funcionamiento U_e	1000 V DC
Corriente máx. I_e	20 A / 1000 V
Resistencia a picos de tensión U_{imp}	6 kV

Tabla 2.7. Características técnicas del interruptor automático magnetotérmico Schneider C60NA-DC.

CUADRO O CAJA DE CONEXIONADO Y PROTECCION DE CORRIENTE CONTINUA

Como se mencionó anteriormente, todos los elementos de protección irán ubicados en la caja o cuadro de conexionado y protección, exceptuando el interruptor seccionador de mando de aislamiento, pero tanto los varistores como los interruptores automáticos magnetotérmicos, irán situados en dicho cuadro. Siendo el armario empleado para dicho fin:

Caja de pared Rittal AE de Acero inoxidable 304, 300 x 380 x 210mm, IP66

INTERRUPTORES SECCIONADORES O DE MANDO PARA AISLAMIENTO DE DC

Para la conexión-desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o de la frecuencia de red, además de para evitar que se puedan realizar tareas de mantenimiento sobre el inversor sin desconectarlo del generador FV, se instalará un interruptor seccionador o de mando para aislamiento de corriente continua. Siendo el interruptor empleado para dicho fin:

Interruptor seccionador NSX100NA DC PV de 2 polos, categoría DC22A, de SCHNEIDER, U_e (DC) = 1000V, I_e = 160 A

CUADRO O CAJA DE CONEXIONADO Y PROTECCIÓN DEL INVERSOR

En este cuadro de conexionado y protección se aloja el inversor junto con el interruptor seccionador. Siendo el armario empleado para dicho fin:

Armario individual de 2 puertas Schneider Electric serie NSYPLA de color Gris, 1500 x 1250 x 420mm, IP65

Resumiendo, las protecciones de la parte de corriente continua por subgenerador, quedarán configuradas de la siguiente forma:

- Diodos de paso integrados por el fabricante en los módulos fotovoltaicos.
- 3 descargadores de sobretensión o varistores.

- 6 interruptores automáticos magnetotérmicos, uno por cada rama en paralelo.
- 1 interruptor seccionador o de mando de aislamiento de DC, que irá ubicado en el cuadro de conexionado y protección para el inversor.
- 1 caja o cuadro de conexionado o protecciones de corriente continua.
- 1 caja o cuadro de conexionado o protección del inversor.

10.3.2. Protecciones integradas en el inversor

Las protecciones propias del inversor en cumplimiento con el RD 1699/2011 son:

- Protección contra sobrecargas mediante el desplazamiento del punto de trabajo como limitación de potencia.
- Protección contra polaridad invertida integrada.
- Aislamiento galvánico: para mantener efectiva la protección frente a contactos directos es necesario controlar la resistencia de aislamiento de la instalación con objeto de limitar la corriente que podría circular por la persona a un valor máximo de 100 mA. Para esta función se utiliza un controlador permanente de aislamiento que vigilará que la resistencia de aislamiento sea superior a 0,6 MΩ. En nuestro caso ese controlador irá incorporado en los propios inversores.
- Protección frente a funcionamiento en isla:
 - Vigilante por variación de tensión y sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas mediante rango de tensión máxima y mínima de 1,1 Um a 0,85 Um.
 - Vigilante por variación de frecuencia: tensión soportada a impulsos mediante un rango de frecuencia de 47-65 Hz.

Como se ha mencionado anteriormente, para la protección del inversor empleado, además de al interruptor seccionador de mando para aislamiento de DC, se empleará una caja o cuadro de conexionado y protección del inversor.

10.3.3. Protecciones de la red de AC

El inversor FRONIUS TAURO ECO 50-3-D incluye de fábrica una serie de protecciones las cuales forman parte de las protecciones de corriente continua requeridas por la reglamentación. Por lo tanto, solamente se instalará como

elementos de protección 1 interruptor automático magnetotérmico y 1 diferencial, por línea que discurre desde el inversor hasta la caja o cuadro de conexionado y protección de corriente alterna (CCP-AC).

- Interruptor automático diferencial.

Dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores activos y tierra o masa de los aparatos.

Este interruptor abrirá el circuito en caso de que la corriente de defecto sea mayor o igual a la sensibilidad propia del interruptor diferencial. A través de éste deberá pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a aparatos receptores. Se situará en la parte de corriente alterna a la salida del inversor. Siendo el interruptor empleado para dicho fin:

Interruptor automático diferencial tipo RCD ABB, 100 A, Tipo AC, 4P, 30 mA, System M Pro, de ABB, $I_n = 100A$ y Sensibilidad = 30mA.

- Interruptor automático magnetotérmico.

Capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga. Siendo el interruptor empleado para dicho fin:

Interruptor automático magnetotérmico tipo NG125, de 4 polos, curva C, de SCHNEIDER, $I_n = 100A$.

- Cuadro eléctrico de conexionado y protección AC

De acuerdo al número de elementos de protección que irán alojados en él, así como las dimensiones de los mismos, embarrado y cableado; cumpliendo también con las protecciones específicas de sí mismo, elegimos para dicho fin:

Armario individual de 1 puerta Schneider Electric serie NSYS, de Acero de color Gris, 658 x 600 x 330mm, IP66

10.3.4. Protección de personas

Dada la alta tensión de generación, la protección de personas se garantiza con las siguientes medidas:

- Configuración flotante del generador. Con esta configuración el positivo y el negativo estarán aislados de tierra. Es decir, las masas metálicas de la instalación están conectadas a tierra pero no los elementos activos eléctricamente de la misma. Su cálculo y configuración está representada en el Anexo 1 - Memoria de cálculo y los planos, respectivamente.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 100 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento. También se tomará la medida de protección de personas mediante la instalación de un Interruptor Automático Diferencial mencionado y calculado anteriormente.

10.4. Red de tierras

La red de tierras del generador tiene la función de proteger a las personas frente a contactos indirectos, en cuanto las masas adquieran potencial, y permitir la correcta actuación de los limitadores de sobretensión. La configuración elegida para la protección de tierras es la denominada como “configuración flotante”, mediante la cual, ninguna de sus partes activas eléctricamente están puestas a tierra, sin embargo, los componentes metálicos de la instalación si deben estar aterrados; marcos, soporte, cajas de conexión de DC, caja del interruptor principal e inversor, como se aprecia en la siguiente figura:

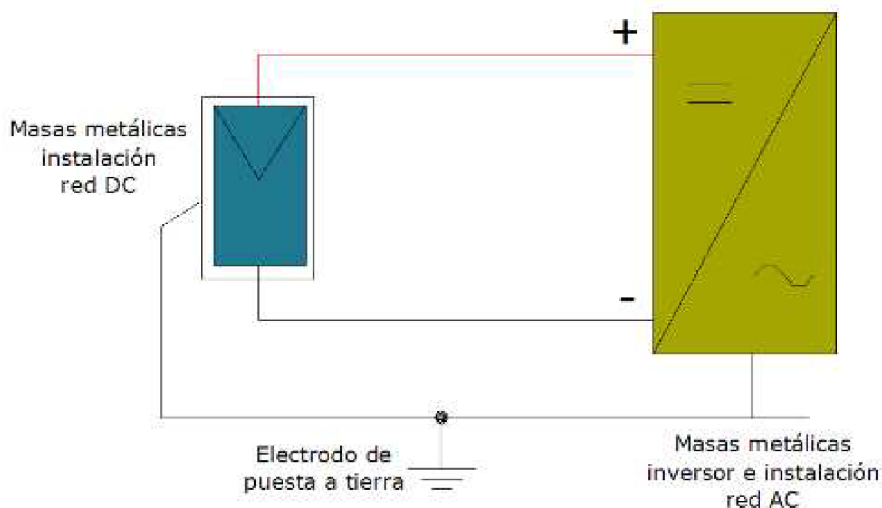


Figura 2.15. Tierra flotante.

Se dispondrá de 8 electrodos para la instalación. Y todas las partes metálicas del generador se conectarán a tierra. Cada electrodo estará formado por una pica de diámetro de 16 mm y de una longitud de 1,5 m., unidas por un cable de cobre de 16mm^2 de sección. En el plano nº 7, plano de canalizaciones y red de tierras, se puede observar la ubicación, así como la configuración de esta red de tierras.

10.5. Contador y equipo de medida

Contador eléctrico

La instalación eléctrica que actualmente posee el centro educativo ya cuenta con un contador actualizado que permite la medición bidireccional de la energía, por lo que no es necesario la instalación de uno nuevo.

10.6. Seguridad a tener en cuenta

Se atenderá en todo momento a lo establecido en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre de 2000, (BOE 235/2000 DEL 20/09/2000); pero modificado por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, (BOE 295/2011 del 08/12/2011), en lo referente a las protecciones necesarias en las instalaciones fotovoltaicas; así como al REBT-2001, ITC pertinente.

A continuación, se resumen las características técnicas generales en cuanto a funcionamiento y protecciones, que deben reunir los sistemas fotovoltaicos de

potencia > 5 kW., conectados a la red, incluyendo los límites en la fluctuación de tensión y frecuencia que la propia red puede tener.

- Fluctuación de tensión: la tensión debe mantenerse entre el 85% y el 110% de su valor nominal.
- Fluctuaciones de frecuencia: la frecuencia debe mantenerse entre 49 y 51 Hz para el adecuado funcionamiento del sistema fotovoltaico.
- Compensación del factor de potencia: $\cos\phi > 0,86$ (inductivo).
- Caída de tensión máxima permitida: $\Delta V = 5\% V$ nominal.
- Distorsión armónica total máxima: $THD < 5\%$.

También se tendrá que tener en cuenta:

- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas.
- En armarios y cuadros situados en superficie, la propia medida de protección es la barrera que en sí suponen. Dichos elementos sólo podrán ser abiertos por personal autorizado, mediante la utilización de una llave o herramienta adecuada. Dichos armarios se encontrarán en elementos prefabricados, con puerta de acceso protegida mediante cerradura.

ANEXOS

ANEXO 1:

MEMORIA DE CÁLCULO

ÍNDICE

1. POTENCIA A INSTALAR	076
2. DIMENSIONADO DEL SFCR	077
2.1. El generador fotovoltaico	077
2.1.1. El módulo fotovoltaico	078
2.1.2. Relaciones entre el módulo y el generador	081
2.1.3. Inclinação de los módulos	082
2.1.4. Orientación de los módulos	083
2.1.5. Emplazamiento de los módulos	084
2.1.6. El inversor	084
2.1.7. Configuración del generador	086
3. DIMENSIONADO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE. CÁLCULO DE SOMBRAS	093
3.1. Opción A:	093
3.2. Opción B:	096
3.3. Conclusión	097
4. CÁLCULO DE INTENSIDADES	098
4.1. Intensidad nominal D.C.	098
4.1.1. Tramo 1: Interconexión de los módulos hasta la caja de conexión	098
4.1.2. Tramo 2: Conexión de la caja de conexión hasta el inversor	098
4.2. INTENSIDAD NOMINAL AC	098
4.2.1. Tramo 3: Conexión del inversor hasta la caja general de protección	099
4.2.2. Tramo 4: Conexión de la caja general de protección hasta el contador de salida	100
4.3. INTENSIDAD CORTOCIRCUITO	100
4.3.1. Intensidad de cortocircuito en la parte de DC	100
4.3.2. Intensidad de cortocircuito en la parte de AC	101
4.3.2.1. Intensidad de cortocircuito de tramo 3	101
4.3.2.2. Intensidad de cortocircuito de tramo 4	101
5. CÁLCULO DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES	102
5.1. Parte de corriente continua	103
5.1.1. Tramo 1: Interconexión de módulos hasta la caja de conexión	104
5.1.2. Tramo 2: Conexión de la caja de conexión hasta el inversor	107
5.2. Parte de corriente alterna	109
5.2.1. Tramo 3: Conexión del inversor hasta la caja general de protección	109

5.2.2. Tramo 4: Conexión de la caja general de protección hasta el contador de salida	111
6. PROTECCIONES Y APARAMENTA	111
6.1. Dimensionado de aparamenta y protecciones de DC	112
6.1.1. Dimensionado de los descargadores de sobretensión o varistores	113
6.1.2. Dimensionado de los interruptores automáticos magnetotérmicos	115
6.1.3. Dimensionado del cuadro de conexión y protección de DC	116
6.1.4. Dimensionado de los interruptores seccionadores para DC	117
6.1.5. Dimensionado de la puesta a tierra	118
6.2. Dimensionado de aparamenta y protecciones de AC	119
6.2.1. Dimensionado del inversor	119
6.2.2. Dimensionado cuadro de conexión y protección del inversor	120
6.2.3. Dimensionado cuadro de conexión y protección de CA (CCP-AC)	120
6.2.4. Dimensionado del interruptor automático diferencial de AC	122
6.2.5. Dimensionado del interruptor automático magnetotérmico AC	123
6.2.6. Cuadro eléctrico de conexión y protección de AC	124
6.2.7. Contador de salida y equipo de medida	124

1. Potencia a instalar

El objeto del proyecto es diseñar un generador fotovoltaico cuya potencia nominal es de 50 kW. Para el sur de Europa la relación entre la potencia instalada (generador) y la potencia del inversor está en torno al 85% - 100%, tal y como indica la tabla siguiente.

Zona	Latitud	F _s
Norte de Europa	55° - 70°	0,65 - 0,8
Europa central	45° - 55°	0,75 - 0,9
Sur de Europa	35° - 45°	0,85 - 1

Tabla 3.1.1. Relación entre potencia del GFV e inversor según latitud. Fuente: Grupo IDEA, Universidad de Jaén.

Lo anterior se traduce en que la potencia del inversor podría ser hasta un 15% inferior a la potencia instalada del generador fotovoltaico. Considerando F_s=0,85 y conocida la potencia nominal del generador, mediante la ecuación 1 se puede calcular la potencia necesaria del inversor:

$$P_{inv} = F_s \times P_{gfv} \quad \text{Ec. 1}$$

$$P_{inv} = 0,85 \times 50 \text{ kW} \rightarrow P_{inv} = 42500 \text{ W}$$

El dato anterior indica que un inversor con una potencia de 42,5 kW sería suficiente para gestionar un generador fotovoltaico de 50 kW instalado en España. De acuerdo a la hoja de características técnicas del inversor elegido, éste puede conectarse a un generador de hasta 75 kWp, tal y como se aprecia remarcado en la figura 3.1.1. Dicho de otra forma, un inversor de 50 kW, considerando F_s=0,85, podría gestionar un generador con una potencia instalada de 58'8 kWp.

En este caso para la potencia que se quiere instalar y para el inversor elegido, será suficiente con uno:

$$P_{gfv} = n^{\circ} \text{ inversores} \times P_{inv} \rightarrow N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_{gfv}}{P_{inv}} \quad \text{Ec. 2}$$

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{50000\text{W}}{50000\text{W}} = 1 \text{ inversor}$$

			Tauro ECO	
			50-3-D	
Datos de entrada	Número de seguidores MPP		1	
	Máxima corriente de entrada ($I_{dc} \text{ máx}$)	A	87,5	
	Máx. corriente de entrada de la serie fotovoltaica ($I_{dc} \text{ máx, string}$)	A	14,5	
	Máxima corriente de cortocircuito ($I_{sc} \text{ máx, inversor}$)	A	178	
	Rango de tensión de entrada CC ($U_{cc} \text{ mín} - U_{cc} \text{ máx}$)	V	580 - 1000	
	Tensión de puesta en servicio ($U_{dc} \text{ arranque}$)	V	650	
	Rango de tensión MPP ($U_{mpp} \text{ mín} - U_{mpp} \text{ máx}$)	V	580 - 930	
	Máxima potencia del generador FV ($P_{cc} \text{ máx}$)	kWp	75	
			FV1	FV2
	Máxima corriente de entrada por campo de módulo	A	75	75
	Máxima corriente de cortocircuito	A	125	125
	Número de entradas CC		7	7

Figura 3.1.1. Extracto datasheet inversor Fronius Tauro ECO 50-3-D. Fuente: Fronius

Para la instalación se ha elegido el módulo LONGI Mono PERC 540Wp 72HPH, cuyas dimensiones son:

- Longitud: 2256 mm.
- Anchura: 1133 mm.
- Área del módulo: 2,556 m².

Sabiendo que la potencia a instalar coincide con la potencia máxima de corriente continua del inversor y que la potencia de cada módulo es de 540 Wp tal y como muestra la figura 3.1.2, empleando la ecuación 3 se calcula el número total de módulos:

$$N^{\circ} \text{ mód.} = \frac{P_{inv}}{P_{módulo}} = \frac{50000 \text{ W}}{540 \text{ W}} \cong 92 \text{ módulos} \quad \text{Ec. 3}$$

2. Dimensionado del SFCR

2.1. El generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está formado por módulos conectados entre sí en serie y en paralelo, los cuales captan la radiación solar y la transforman en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, también se pueden utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución, como es en este proyecto. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente continua a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.

El generador, o más concretamente, los módulos que constituyen éste, se pueden integrar a techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales. Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión, para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes (vigilante de tensión) y el correspondiente contador, en serie con el habitual para medir la energía eléctrica inyectada en la red.

El número de módulos fotovoltaicos de un generador, es decir, el diseño del generador fotovoltaico, depende de las características de dichos módulos empleados y está supeditado a la potencia del inversor que se utilice, ya que no se puede sobrepasar las características específicas dentro de unos márgenes.

2.1.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es un conjunto de células conectadas en serie y en paralelo, convenientemente ensambladas, encapsuladas y protegidas contra los agentes externos, de tal forma que permitan obtener un elemento fácilmente instalable, de manera que tenga los valores de tensión e intensidad adecuados.

Las células solares son elementos frágiles y se deben proteger por ambos lados. Esto se consigue colocándolas entre una capa de protección inferior (Tedlar o cristal) y otra superior (cristal o plástico). El coeficiente de expansión térmica de los materiales protectores, tanto el superior como el inferior, debe de ser similar y compatible además con el de las células. El vidrio tiene la ventaja de mantener intactas sus propiedades ópticas y eléctricas durante largos periodos. Los polímeros no impiden la penetración de la humedad en las uniones ni la metalización, por lo que son apropiados si el silicio subyacente y los otros materiales son resistentes a la corrosión. Los plásticos son más ligeros que el vidrio, pero se deben de escoger

cuidadosamente puesto que algunos tipos pueden perder su transparencia a la luz y su solidez después de una larga exposición a la luz solar y a la atmósfera. Entre ambas capas de protección, y a modo de ensamblaje en las células, se utiliza un material con un aspecto parecido a la silicona, comúnmente conocido como EVA.

A parte de los componentes ya nombrados, otros elementos que forman parte del módulo fotovoltaico son:

- Contactos de cobre.
- Marcos metálicos.
- Juntas de silicona.
- Tornillería inoxidable.

Las principales funciones del módulo fotovoltaico son:

- Adecuar los niveles de tensión, corriente y potencias.
- Dar rigidez estructural.
- Protección a la intemperie. Protección contra la fatiga térmica, contra los rayos ultravioleta y contra la abrasión.
- Aislamiento eléctrico.
- Dotar de transparencia.
- Facilitar la instalación.
- Ayudar a disipar el calor.

Cualquier pedido específico de potencia se puede satisfacer conectando el número adecuado de módulos en serie y en paralelo. La asociación en serie de paneles permite alcanzar la tensión deseada, mientras que la asociación en paralelo permite obtener el valor de intensidad.

Los paneles que se interconexionan deberán tener la misma curva V-I, a fin de evitar descompensaciones.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000W/m^2 .
- Temperatura de célula de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ (no temperatura ambiente).

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO

Electrical Characteristics

Module Type	LR5-72HPH-540M	
Testing Condition	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	540	403.6
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.50	46.54
Short Circuit Current (Isc/A)	13.85	11.20
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.65	38.69
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.97	10.43
Module Efficiency(%)	21.1	

Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C
STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s	

Figura 3.1.2. Características técnicas del módulo LONGI Mono PERC 540Wp 72HPH

2.1.2. Relaciones entre el módulo y el generador

Las relaciones existentes entre el módulo elegido y el generador total compuesto a su vez por los módulos son:

N_{ms} = Número de módulos en serie

N_{mp} = Número de módulos en paralelo (ramas)

$$I_{sc-gen} = I_{sc-mod} \times N_{mp} \quad \text{Ec. 4}$$

$$V_{oc-gen} = V_{oc-mod} \times N_{ms} \quad \text{Ec. 5}$$

$$V_{m-gen} = V_{m-mod} \times N_{ms} \quad \text{Ec. 6}$$

$$I_{m-gen} = I_{m-mod} \times N_{mp} \quad \text{Ec. 7}$$

$$P_{m-gen} = P_{m-mod} \times N_{mp} \times N_{ms} \quad \text{Ec. 8}$$

Siendo:

- I_{sc} = Intensidad en cortocircuito
- V_{oc} = Tensión a circuito abierto
- V_m = Tensión máxima
- I_m = Intensidad máxima
- $P_m = V_m \times I_m$ = Potencia máxima

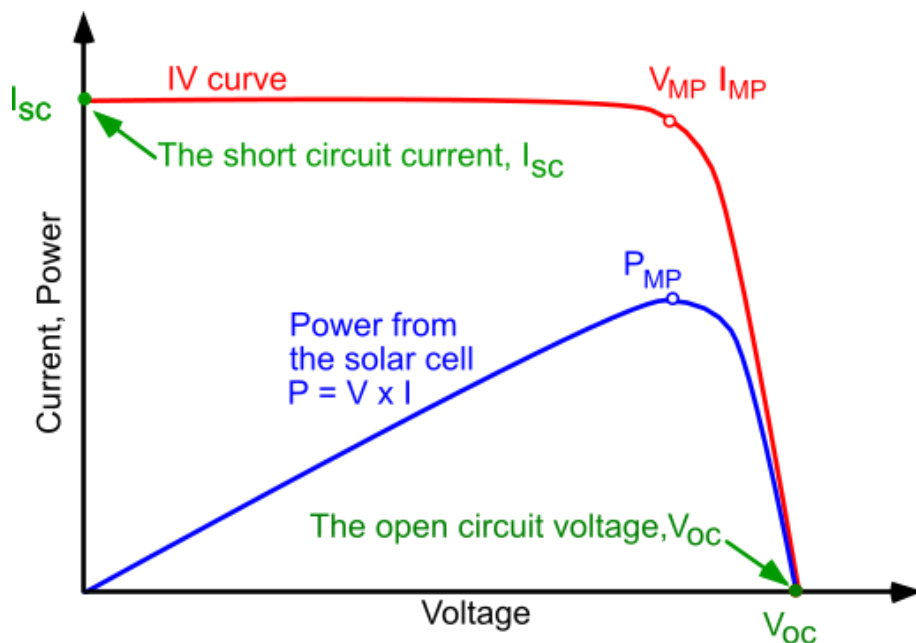


Figura 3.1.3. Curva V-I de módulo fotovoltaico y parámetros característicos. Fuente: PVEducation.org

La curva característica del panel, o curva intensidad/voltaje presenta la misma forma que en el caso de las células, y varía poco de unos paneles a otros. Esta se ve reflejada en la figura 3.1.3. El estándar internacionalmente adoptado para medir respuestas de los paneles fotovoltaicos es una irradiancia de 1000 W/m^2 , que se conoce como una intensidad radiante de un sol perpendicular a la superficie terrestre y a una temperatura de célula de 25° Celsius . Así, la potencia nominal pico de un panel, es la proporcionada por el mismo al recibir una irradiancia de 1000 W/m^2 cuando la temperatura es de 25° Celsius . Los paneles adoptan casi siempre una forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde 1 m^2 hasta 5 m^2 . El grueso total, sin incluir el marco protector, no suele superar los 3 cm. Son relativamente ligeros y, aunque rígidos en apariencia, son capaces de sufrir ligeras deformaciones para adaptarse a los esfuerzos mecánicos a que pudieran verse sometidos. Los contactos eléctricos exteriores deben asegurar una perfecta estanqueidad cuando se efectúe la unión con el conductor exterior o con los paneles.

2.1.3. Inclinación de los módulos

La radiación solar que incide sobre una superficie variará con el ángulo que forme la misma con los rayos de luz incidentes. La captación de energía solar será máxima cuando la posición de la superficie sea perpendicular a la dirección de propagación de los rayos solares.

La inclinación de los rayos del Sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año (máxima en verano y mínima en invierno), y variable incluso a lo largo de las horas del día (máxima a las 12 horas, medio día solar). Por tanto, en aquellas instalaciones cuyos paneles estén fijos, será imposible mantener siempre una incidencia perpendicular de los rayos del sol sobre el panel.

Se utiliza un ángulo de inclinación de los módulos respecto de la superficie horizontal, que optimice la captación de energía sobre una base anual, lo que se conoce como inclinación óptima. Dicho ángulo de inclinación con respecto a la superficie horizontal será aquel, que haga máxima la potencia anual recibida. En la mayoría de los casos, este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación.

Mediante la anterior utilización del programa “OrientSol”, o bien mediante el procedimiento teórico también empleado, para esta instalación se considera un

ángulo de inclinación de 30° , referente al ángulo de inclinación óptimo y que concuerda con la inclinación óptima dentro de la provincia de Jaén.

2.1.4. Orientación de los módulos

La orientación preferida para los colectores en el hemisferio norte, es hacia el sur, debido a que la trayectoria del Sol en movimiento este a oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al medio día, ya que precisamente es en este momento cuando la captación de energía solar es máxima. En el hemisferio sur ocurre precisamente lo contrario, siendo la orientación preferida de los colectores hacia el norte.

El ángulo de Acimut, es el ángulo de desviación respecto al sur (acimut 0).

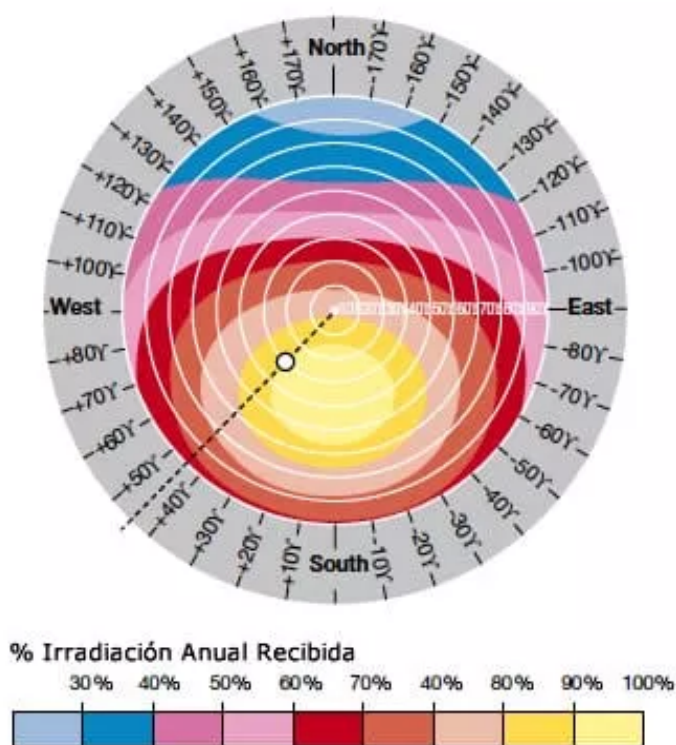


Figura 3.1.4. Irradiación frente a acimut e inclinación del panel. Fuente [SunFields Europe](http://SunFieldsEurope.com)

En la figura 3.1.4 se puede apreciar cómo varía la irradiación en función del ángulo de Acimut (α), y de la inclinación del módulo respecto a la superficie horizontal (β).

Mientras que la orientación del módulo sea de 30° hacia el este o hacia el oeste con respecto al sur (acimut 0), y la inclinación del módulo con respecto al horizontal

esté comprendida entre los 25 y 55 grados, la irradiancia recibida por éste será prácticamente constante, y las pérdidas poco significativas.

En el caso bajo estudio, la instalación se encuentra orientada al sur y 30° este, con un ángulo de inclinación de los módulos respecto a la horizontal de 35°.

2.1.5. Emplazamiento de los módulos

En cuanto a la situación de los paneles fotovoltaicos existen las siguientes posibilidades generales: suelo, poste, pared y tejado.

El tejado como forma de instalación es una de las más usuales, al disponer de suficiente espacio. Sin embargo, presenta problemas por cubrimiento de nieve, menor facilidad de orientación al sur, e impermeabilizado de las sujeciones del techo. La instalación en cuestión estará ubicada sobre un tejado.

Es importante evitar la fijación del panel sobre, o cerca de una superficie metálica negra expuesta de lleno a la luz solar. Se logra normalmente una temperatura de funcionamiento no superior a los 10 °C por encima de la temperatura ambiental. La temperatura de funcionamiento es un factor a tener en cuenta al instalar un panel solar. El rechazo al calor se favorece con una aireación y convección natural.

2.1.6. El inversor

El inversor será el encargado de convertir la corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna para ser inyectada en la red. Constituye en definitiva el enlace complejo entre los paneles solares y la red eléctrica pública de transporte.

El inversor ha de cumplir las siguientes características de funcionamiento:

- Asegurar una separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia.
- Las maniobras de conexión/desconexión serán realizadas por el inversor de forma automática (debe evitarse el funcionamiento en isla).
- Además de todo esto, tendrá que adaptarse a las características eléctricas del generador fotovoltaico.
- Tensión solar (rango de tensiones en las que trabaja el generador fotovoltaico).

Tal y como se ha explicado en el apartado 1- Potencia a instalar, el GFV tendrá una potencia instalada de 50 kWp aproximadamente. Teniendo en cuenta la ecuación 1 y que para el sur de Europa la relación entre la potencia producida y la potencia instalada se considera entre el 85% y el 100%, se obtiene que la potencia del inversor debe ser al menos:

$$P_{inv} = F_s \times P_{gfv} \rightarrow P_{inv} = 0'85 \times 50000 \text{ W} = 42500 \text{ W}$$

Elección del inversor.

Considerando las especificaciones anteriores se presentan elecciones en lo que al inversor se refiere con distintas configuraciones:

- Un inversor de 50 kW (trifásico).
- Dos inversores de 25 kW (trifásico).

En primer lugar, se puede optar por un inversor de 50 kW. Con este tipo de inversor se podría abaratar costes (pues un inversor de 50 kW es en torno a un 30% más barato que dos de 25 kW). Sin embargo, en caso de fallo, no se dispondría de un sistema en paralelo con el que pudiera seguir funcionando la instalación, por lo que la planta generadora se “caería” de la red.

Optar por dos inversores de 25 kW solucionaría el problema ante posibles fallos en la instalación. Se dispondría de un sistema en paralelo totalmente independiente y en caso de fallo de uno de ellos, el otro podría seguir trabajando.

Estudiando las dos opciones se ha optado finalmente por un inversor trifásico de 50 kW. Aunque la posibilidad de fallo fatal y con ello la desconexión del generador fotovoltaico no es desechable, lo cierto es que la fiabilidad de estos equipos y de la marca elegida está más que contrastada. Además, el diseño modular del equipo permite la sustitución de la etapa de potencia del mismo en caso de avería sin tener que adquirir uno nuevo. El inversor elegido es de la marca FRONIUS, modelo TAURO ECO 50-3-D. En la figura 3.1.5 se pueden apreciar algunas de sus características más destacadas.

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

			Tauro ECO	
			50-3-D	
Datos de entrada	Número de seguidores MPP		1	
	Máxima corriente de entrada (I_{dc} máx)	A	87,5	
	Máx. corriente de entrada de la serie fotovoltaica (I_{dc} máx, string)	A	14,5	
	Máxima corriente de cortocircuito (I_{sc} máx, inversor)	A	178	
	Rango de tensión de entrada CC (U_{cc} mín - U_{cc} máx)	V	580 - 1000	
	Tensión de puesta en servicio (U_{dc} arranque)	V	650	
	Rango de tensión MPP (U_{mpp} mín - U_{mpp} máx)	V	580 - 930	
	Máxima potencia del generador FV (P_{cc} máx)	kWp	75	
			FV1	FV2
	Máxima corriente de entrada por campo de módulo	A	75	75
	Máxima corriente de cortocircuito	A	125	125
	Número de entradas CC		7	7
Datos de salida	Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	W	50 000	
	Máxima corriente de salida	VA	50 000	
	Corriente de salida CA (I_{ac} máx)	A	76	
	Acoplamiento a la red ($U_{ac,r}$)	V	3~ NPE 400/230; 3~ NPE 380/220	
	Frecuencia (rango de frecuencia $f_{mín}$ - $f_{máx}$)	Hz	50 / 60 (45 - 65)	
	Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0 - 1 ind. / cap.	
Datos generales	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	mm	755 × 1109 × 346 mm	
	Peso	kg	74	
	Tipo de protección		IP 65	
	Clase de protección		1	
	Consumo nocturno	W	< 16	
	Refrigeración		Tecnología de Ventilación Activa y sistema de doble capa	
	Instalación		Interior y exterior ¹	
	Rango de temperatura ambiente	°C	-40 bis +65 °C ²	
	Certificados y cumplimiento de normas ³		AS/NZS 4777.2:2020 IEC62109-1/-2 VDE-AR-N 4105:2018 IEC62116 EN50549-1:2019 & EN50549-2:2019 VDE-AR-N 4110:2018 CEI 0-16:2019 CEI 0-21:2019	
Rendimiento	Máx. rendimiento		98,5	
	Rendimiento europeo (η_{EU})		98,2	
	Rendimiento de adaptación MPP		> 99,9	

Figura 3.1.5. Datasheet Fronius Tauro ECO 50-3-D

2.1.7. Configuración del generador

Partiendo de los datos característicos de tensión e intensidad del módulo fotovoltaico, así como los del inversor y considerando el número total de módulos calculado en apartado anterior, se obtiene la configuración del generador fotovoltaico. Se definirá el número de módulos que se colocarán en serie formando ramas, así

como el número de estas ramas en paralelo que dispondrán mediante la aplicación de las fórmulas definidas en el apartado 2.1.2.

Como se ha mencionado en apartados anteriores del presente proyecto, se ha optado por utilizar el módulo LONGI Mono PERC 540Wp 72HPH, cuyas características eléctricas y físicas en condiciones estándar ($G=1000 \text{ W/m}^2$; $T_c=25^\circ\text{C}$) se muestran en la figura 3.1.2. Para el inversor elegido, y mediante la ecuación 9 es posible conocer el número máximo de módulos en serie que puede soportar el equipo:

$$N_{\text{mód-serie}}^{\circ} = \frac{V_{\text{máx, mpp, inv}}}{V_{\text{máx, mpp, stc, mód}}} \quad \text{Ec. 9}$$

$$N_{\text{mód-serie}}^{\circ} = \frac{930\text{V}}{41'65\text{V}} = 22'33 \cong 22 \text{ módulos en serie}$$

Para el cálculo del número de módulos en serie se ha escogido el criterio del límite superior de máxima tensión del inversor elegido en función del punto de máxima potencia en condiciones estándares del módulo también elegido; de manera que el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie sin que ponga en peligro la instalación es de 22 módulos en serie.

Con una tensión de entrada al inversor de 916'3 V (22 módulos en serie x 41'65 V), por debajo de la tensión admisible del aparato (930V).

Sin embargo, el criterio anterior no es el único a tener en cuenta. Hay otros parámetros del inversor y del módulo los cuales presentan limitaciones debido a la temperatura de funcionamiento y que deben ser considerados ya que afectan a este cálculo. Estudiando los casos más extremos (-5°C y 70°C , como temperaturas extremas del módulos en la zona de Jaén); así como por la tensión máxima de entrada a éste en función de las características del inversor elegido.

Para establecer finalmente el número de módulos en serie, se realiza el cálculo de nuevo de ese número de módulos en serie, mediante el cálculo de tensión de los módulos en función de la temperatura de operación del módulo, estudiando los casos más extremos, así como por la tensión máxima de entrada a éste; tanto a partir del inversor escogido como por los módulos escogidos considerando ese número de módulos en serie.

- Número de módulos en serie en función de la tensión máxima de entrada (para $V_{max,dc,inv}$ y $V_{oc(Tmin=-5^{\circ}C),mód}$):

Para determinar la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico a $-5^{\circ}C$ ($V_{oc(-5^{\circ}C), mod}$) a partir de la tensión a circuito abierto en condiciones estándar (STC), se emplea la ecuación 10:

$$V_{oc(Tmin),mód} = V_{oc(-5^{\circ}C),mód} = \frac{V_{máx,dc,inv}}{N_{ms}} \quad \text{Ec. 10}$$

Una vez conocido este valor, la limitación del número de módulos en serie surge de la relación entre la tensión máxima de entrada al inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a una temperatura de $-5^{\circ}C$, despejando esta incógnita de la ecuación 10.

$$N_{ms} = \frac{V_{máx,dc,inv}}{V_{oc(-5^{\circ}C),mód}}$$

Donde:

- N_{ms} = Número máximo de módulos por rama conectados en serie.
- $V_{max, dc, inv}$ = Tensión máxima de entrada de corriente continua en el inversor = 1000V.
- $V_{oc(Tmin), mod} = V_{oc(-5^{\circ}C), mod}$ = Tensión a circuito abierto del módulo para temperatura de $-5^{\circ}C$, V. Este valor se calcula mediante la ecuación 11:

$$V_{oc(Tmin),mód} = V_{oc(-5^{\circ}C),mód} = \left(1 + \frac{\Delta V}{100}(T_{mód} - 25^{\circ}C)\right) \times V_{oc,stc,mód} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

- $V_{oc(Tmin), mod} = V_{oc(-5^{\circ}C), mod}$ = Tensión a circuito abierto del módulo para temperatura mínima, V.
- ΔV = Variación de la tensión a circuito abierto con la temperatura = $-0,265\% / ^{\circ}C$.
- $V_{oc, stc, mod}$ = Tensión de circuito abierto del módulo en condiciones estándar = 49,5 V.
- $T_{mód}$ = temperatura del módulo fotovoltaico = $-5^{\circ}C$.

$$V_{oc(-5^{\circ}C),mód} = \left(1 + \frac{-0.265}{100}(-5^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right) \times 49.5V = 53.44V$$

$$N_{ms} = \frac{V_{máx,dc,inv}}{V_{oc(-5^{\circ}C),mód}} = \frac{1000V}{53.44V} = 18.71 \approx 18 \text{ módulos}$$

El resultado anterior muestra que el número máximo de módulos que se pueden conectar al inversor en serie cuando la temperatura del módulo es de -5 °C es 18.

- Número de módulos en serie en función del límite inferior de tensión a la entrada mpp (para $V_{min,mpp,inv}$ y $V_{m(Tmáx=70^{\circ}C),mód}$):

Para determinar la tensión nominal del módulo fotovoltaico a 70°C ($V_{m(70^{\circ}C), mod}$) a partir de la tensión a circuito abierto en condiciones estándar (STC), se pueden emplear las ecuaciones 12 y 13:

$$V_{m(Tmáx),mód} = V_{m(70^{\circ}C),mód} = \frac{V_{min,mpp,inv}}{N_{ms}} \quad \text{Ec. 12}$$

Una vez conocido este valor, la limitación del número de módulos en serie surge de la relación entre la tensión mínima de entrada al inversor en el punto de máxima potencia y la tensión nominal del módulo a una temperatura de 70 °C.

$$N_{ms} = \frac{V_{min,mpp,inv}}{V_{m(70^{\circ}C),mód}}$$

Donde:

- N_{ms} = Número máximo de módulos por rama conectados en serie.
- $V_{min, mpp, inv}$ = Tensión mínima de entrada en el inversor = 580V.
- $V_{m(Tmáx), mod} = V_{m(70^{\circ}C), mod}$ = Tensión de punto de máxima potencia del módulo para temperatura de 70°C, V.

$$V_{m(Tmáx),mód} = V_{m(70^{\circ}C),mód} = \left(1 + \frac{\Delta V}{100}(T_{mód} - 25^{\circ}C)\right) \times V_{m,stc,mód} \quad \text{Ec. 13}$$

Donde:

- $V_{m(Tmáx), mod} = V_{m(70^{\circ}C), mod}$ = Tensión de punto de máxima potencia del módulo para temperatura de 70°C, V.

- ΔV = Variación de la tensión con la temperatura = $-0,265\%/^{\circ}\text{C}$. Normalmente suelen dar la variación de tensión con la temperatura, expresada en $\%/^{\circ}\text{C}$ ó en $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$. Aunque esta es la ΔV_{oc} , se considera como ΔV_m ya que el fabricante no la proporciona.
- $V_{m, stc, mod}$ = Tensión nominal del módulo en condiciones estándar = $41,65\text{V}$.
- T_{mod} = temperatura del módulo fotovoltaico = 70°C .

$$V_{m(70^{\circ}\text{C}),mód} = \left(1 + \frac{(-0.265\%/^{\circ}\text{C})}{100}(70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})\right) \times 41.65 \text{ V} = 36.68 \text{ V}$$

$$N_{ms} = \frac{V_{mín,mpp,inv}}{V_{m(70^{\circ}\text{C}),mód}} = \frac{580 \text{ V}}{36.68 \text{ V}} = 15.8 \approx 16 \text{ módulos}$$

El resultado anterior muestra que el número mínimo de módulos que se pueden conectar al inversor para alcanzar el valor mínimo de tensión en el punto de máxima potencia es 16.

- Número de módulos en serie en función del límite superior de tensión a la entrada mpp (para $V_{máx,mpp,inv}$ y $V_{m(Tmín=-5^{\circ}\text{C}),mód}$):

Para determinar la tensión nominal del módulo fotovoltaico a -5°C ($V_{m(-5^{\circ}\text{C})}$) a partir de la tensión a circuito abierto en condiciones estándar (STC), se pueden emplear las fórmulas 14 y 15:

$$V_{m(Tmín),mód} = V_{m(-5^{\circ}\text{C}),mód} = \frac{V_{máx,mpp,inv}}{N_{ms}} \quad \text{Ec. 14}$$

$$N_{ms} = \frac{V_{máx,mpp,inv}}{V_{m(Tmín),mód}}$$

Donde:

- N_{ms} = Número máximo de módulos por rama conectados en serie = 22 módulos.
- $V_{máx, mpp, inv}$ = Tensión máxima de entrada en el inversor = 930V .
- $V_{m(Tmín), mod} = V_{m(-5^{\circ}\text{C}), mod}$ = Tensión en el punto de máxima potencia del módulo para temperatura de -5°C , V.

$$V_{m(T_{\min}),mód} = V_{m(-5^{\circ}C),mód} = \left(1 + \frac{\Delta V}{100}(T_{mód} - 25^{\circ}C)\right) \times V_{m,stc,mód} \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

- $V_{m(T_{\min}), mod} = V_{m(-5^{\circ}C), mod}$ = Tensión en el punto de máxima potencia del módulo para temperatura de $-5^{\circ}C$, V .
- ΔV = Variación de la tensión con la temperatura = $-0,265\%/^{\circ}C$. Aunque esta es la ΔV_{oc} , se considera como ΔV_m ya que el fabricante no la proporciona.
- $V_{m, stc, mod}$ = Tensión nominal del módulo en condiciones estándar = $41,65 V$.
- T_{mod} = temperatura del módulo fotovoltaico = $- 5^{\circ}C$.

$$V_{m(-5^{\circ}C),mód} = \left(1 + \frac{-0.265\%/^{\circ}C}{100}(- 5^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right) \times 41.65 V = 44.96 V$$

$$N_{ms} = \frac{V_{máx,mpp,inv}}{V_{m(T_{\min}),mód}} = \frac{930 V}{44.96 V} = 20.69 \approx 20 \text{ módulos}$$

Mediante los cálculos y comprobaciones anteriores, vemos que la opción de colocación de 22 módulos en serie calculada primeramente no es válida ya que ésta supera los márgenes permitidos para el inversor escogido. De hecho el número de módulos a conectar debe oscilar entre 16 para alcanzar el valor mínimo de tensión para el punto de máxima potencia y 20 para no superar el valor máximo de tensión en dicho punto. Se opta por asociar en serie:

16 módulos

Se calcula ahora el número de ramas en paralelo, una vez conocido el número de módulos totales a utilizar, así como el número de módulos en serie a colocar empleando la ecuación 16:

$$N_{\text{ramas paralelo}}^{\circ} = \frac{N_{\text{total mód}}^{\circ}}{N_{\text{mód serie}}^{\circ}} \quad \text{Ec. 16}$$

$$N_{\text{ramas paralelo}}^{\circ} = \frac{92}{16} = 5,75 \approx 5 \text{ ramas en paralelo}$$

Por lo visto en el apartado 1 de este anexo, el inversor podría gestionar un generador de hasta 58,8 kWp considerando $F_s=0,85$. Por lo tanto, el número total de módulos obtenido de dividir 50 kWp del inversor entre la potencia nominal del módulo, podría subir hasta 96 resultando así la potencia instalada en 51,84 kWp. El número 96 no es al azar, sino que resulta de multiplicar 16 módulos en serie por 6 ramas en paralelo.

De igual modo, se debe comprobar ese número de ramas en paralelo obtenido. Para ello haciendo uso de la ecuación 17, pero considerando que el valor obtenido debe de ser igual o mayor al número de ramas en paralelo calculado anteriormente:

$$N_{rp} = \frac{I_{máx,dc,inv}}{I_{sc,stc,mód}} \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

- $I_{máx, dc, inv}$ = Intensidad máxima en la entrada = 87,5 A.
- $I_{sc, stc, mod}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo en condiciones estándar = 13,85 A.

$$N_{rp} = \frac{87.5 A}{13.85 A} = 6.32 \approx 6 \text{ ramas en paralelo como máximo}$$

Puesto que este valor de ramas en paralelo máximo calculado es mayor al obtenido a partir del número total de módulos a instalar, es correcto considerar como número de ramas en paralelo a instalar:

6 ramas en paralelo

De esta manera, el número total de módulos es de 96, con una configuración de 16 módulos en serie, repartidos en 6 ramas en paralelo.

Cálculos para el generador:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}) = 13.85 A x 6 ramas paralelo = **83,1 A**.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}) = 49.5 V x 16 mód. Serie = **792 V**
- Potencia máxima del generador = 540 Wp x 96 módulos totales = **51,84 kWp**
- Tensión de máxima potencia ($V_{pmáx}$) = 41.65 V x 16 mód. Serie = **666,4 V**
- Corriente de máxima potencia ($I_{pmáx}$) = 12.97 A x 6 ramas paralelo = **77,82 A**

3. Dimensionado de la estructura soporte. Cálculo de sombras

Para la colocación de los módulos fotovoltaicos se va a utilizar una estructura soporte coplanar con respecto al tejado del edificio donde va ubicada la instalación. En este caso la orientación es de 30° sureste y una inclinación de 35° respecto a la horizontal. De esta forma se evita cualquier posible sombra producida entre los propios módulos. Sin embargo, la orientación no es la óptima, por tanto, se calculan las pérdidas por orientación en el Anexo 3 - Estudio de viabilidad energética.

La superficie total del tejado es de 342 m² tal y como muestra la figura 3.1.6, pudiendo configurar de diversas formas la disposición de los módulos con el fin de encontrar la mejor solución. Las dimensiones de la cubierta son 54,71 x 6,25 m.

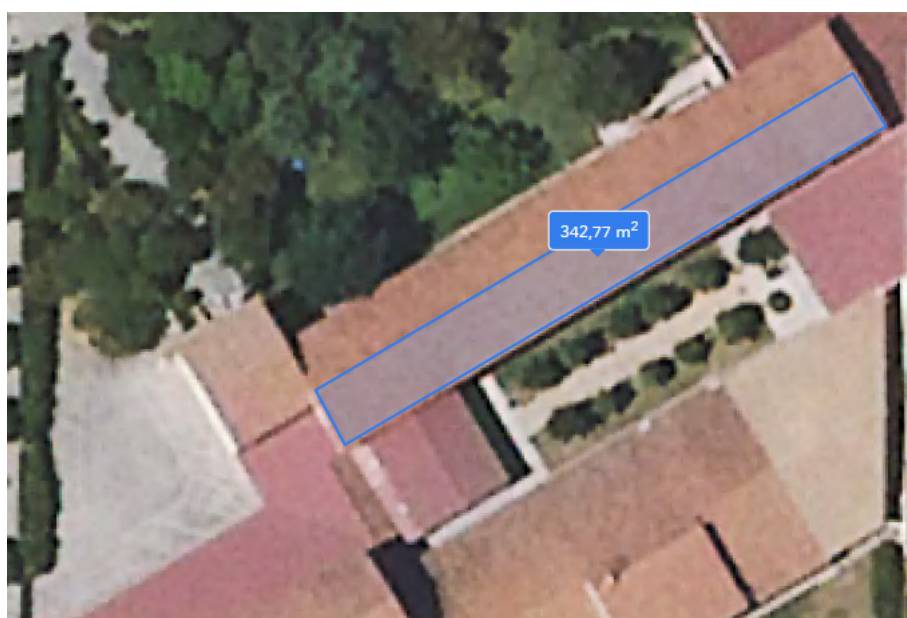


Figura 3.1.6. Superficie disponible en el tejado

Con objeto de obtener una disposición lo más uniforme posible se plantean las siguientes opciones.

3.1. Opción A

Consiste en la colocación vertical de los módulos sobre la estructura soporte con el lado corto de los módulos paralelo a la horizontal. Se colocarían 2 módulos, uno situado por encima del otro. Sería una configuración similar a una matriz de 2 filas por 48 columnas, teniendo así los 96 módulos totales. Dispuestos así ocupan una superficie total de 255,2 m². En la figura 3.1.7 se muestra esta disposición y lo que ocupa sobre la cubierta:

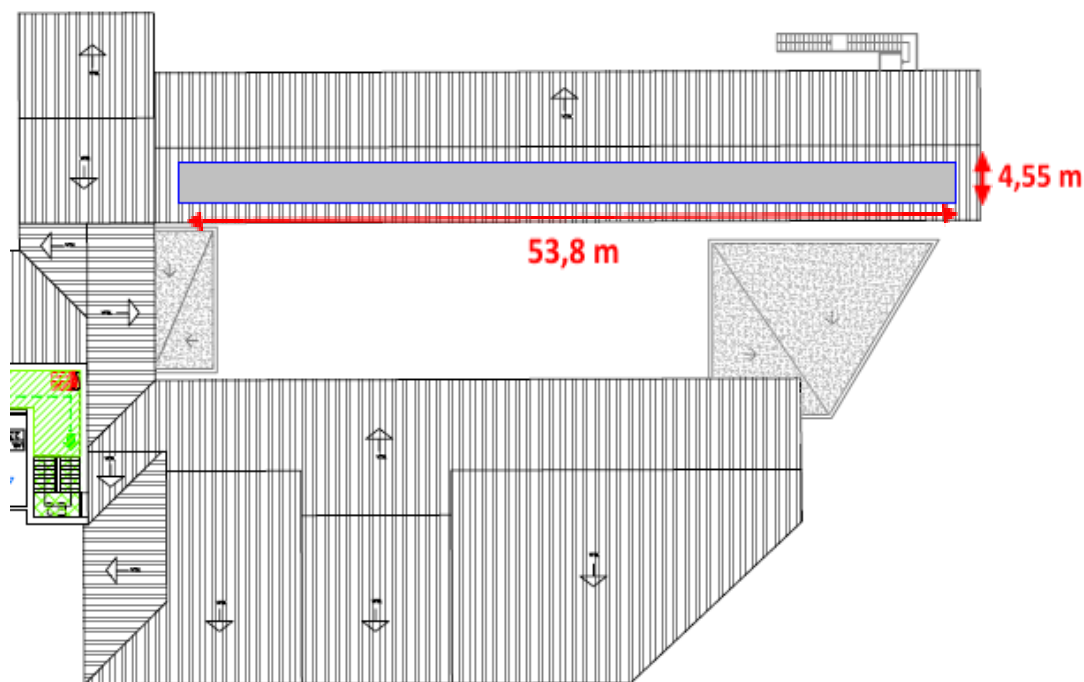


Figura 3.1.7. Superficie de la instalación sobre cubierta (2 x 48 módulos)

Observando las dimensiones del conjunto de módulos y comparándolas con las de la cubierta se comprueba que esta opción no es viable. Los 56,1 metros de longitud superan los 54,71 metros de longitud de la cubierta. Respecto a la anchura, los 4,55m que ocupan los módulos están por debajo de los 6,25 m de la cubierta en esta dimensión. Para fijar los módulos al tejado se emplea un sistema coplanario continuo atornillado para cubierta de teja como el que muestra la figura 3.1.8.

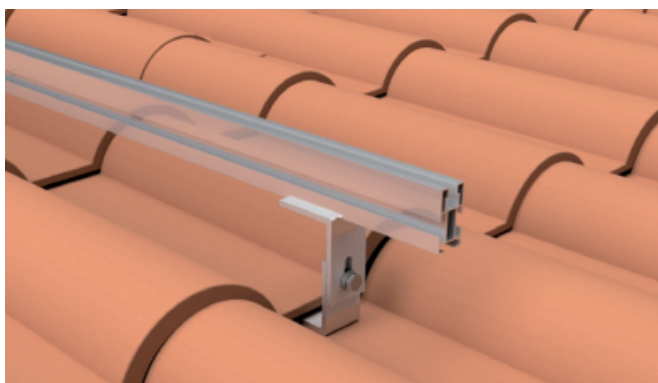


Figura 3.1.8. Sistema coplanario continuo atornillado para cubierta de teja. Fuente: Atersa

Sobre el perfil de aluminio de la figura anterior se apoyan los módulos. El perfil para esta solución se dispone como refleja la figura 3.1.9. Por cada fila de módulos se emplean 2 hileras de perfil de aluminio. En esta solución hay 2 filas de módulos, por tanto, serán necesarias 4 hileras de perfil de aluminio.

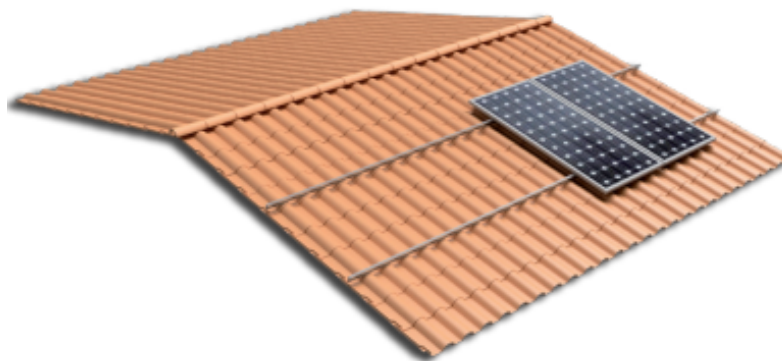


Figura 3.1.9. Disposición longitudinal sistema coplanario continuo atornillado para cubierta de teja. Fuente: Atersa

Puesto que se sobrepasa la longitud disponible sobre la cubierta, en esta solución se plantea reducir en 4 los módulos dispuestos longitudinalmente, ubicándolos estos últimos de la forma que se refleja en amarillo en la figura 3.1.10:

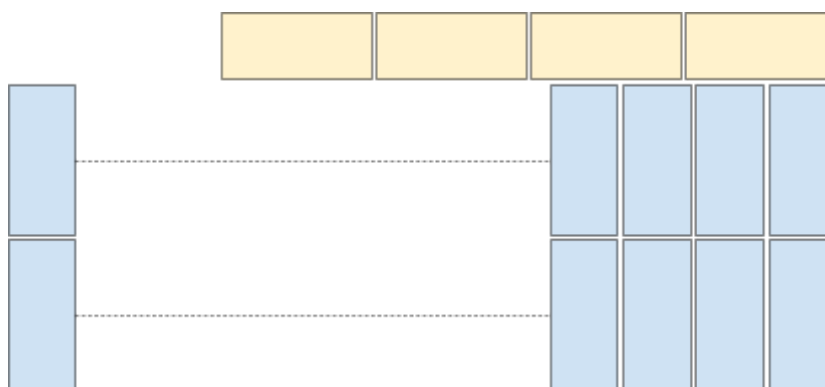


Figura 3.1.10. Modificación disposición módulos en solución A ($2 \times 46 + 4$ módulos)

De esta forma la longitud total se reduce de 56,1 m a 53,8 m y la anchura pasa de 4,55m a 5,72 m sólo en la parte mínima para alojar 4 módulos. Para sustentar el conjunto de 96 módulos se dividirá la estructura soporte en 2 ramas, una superior y otra inferior. Así pues, el material necesario para la estructura soporte global es:

- 240 m de perfil de montaje (cortado en tramos de 6 m). Equivale a 20 kits de estructura coplanaria para 6 módulos y montaje sobre teja.
- Soportes salvateja regulables en altura (incluidos en kit de estructura).
- 200 bridas de sujeción para módulos.

3.2. Opción B

Consiste en la colocación horizontal de los módulos sobre la estructura soporte con el lado largo de éstos paralelo a la horizontal, como muestra la figura 3.1.11. Se colocarían 5 módulos, uno situado encima de otro. Sería una configuración similar a

una matriz de 5 filas por 19 columnas, teniendo así 95 módulos. El módulo restante se pondría, a continuación, siguiendo el patrón. Para más detalle sobre la disposición, ver la figura 3.1.13. Con esta configuración la instalación ocupará una superficie de 259 m². En la figura 3.1.12 se aprecian las dimensiones que ocupa el conjunto de módulos fotovoltaicos dispuestos de este modo.

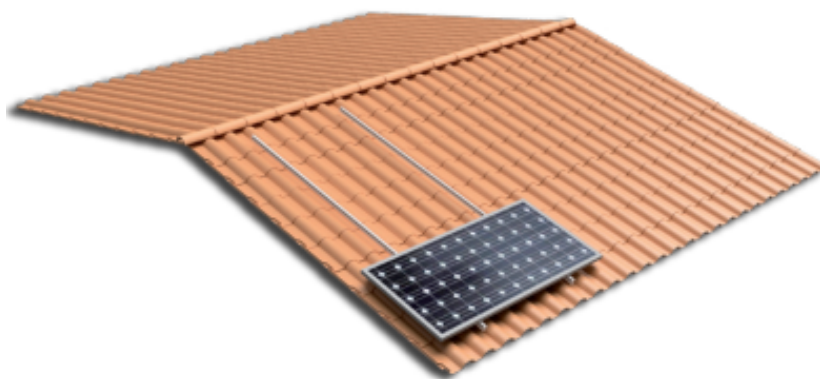


Figura 3.1.11. Disposición transversal sistema coplanar continuo atornillado para cubierta de teja. Fuente: Atersa

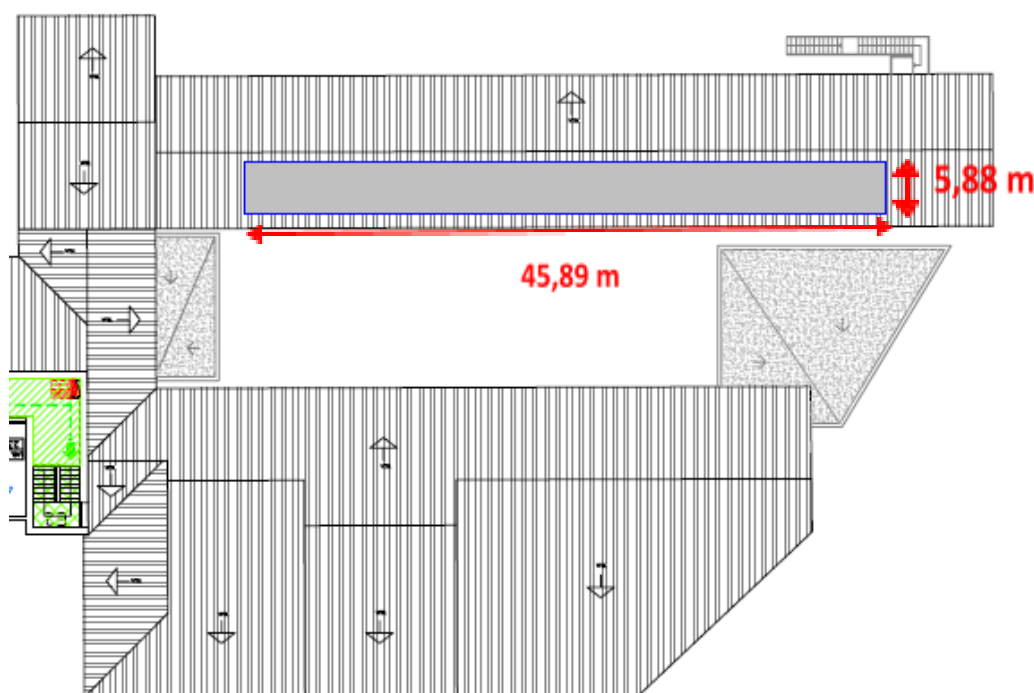


Figura 3.1.12. Superficie de la instalación sobre cubierta (5 x 19 + 1 módulos)

Si se observan las dimensiones que ocupa la instalación dispuesta así se puede apreciar que ahora la longitud del conjunto no supera la longitud total de la cubierta. En cambio, mirando la cota de la anchura se está más próximo de los 6,25 m que mide la cubierta.

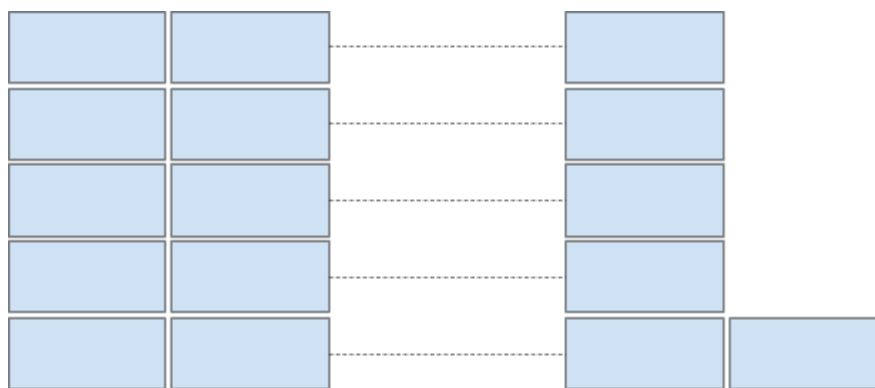


Figura 3.1.13. Disposición de módulos en solución B ($5 \times 19 + 1$ módulos)

Para sustentar el conjunto de 96 módulos se dividirá la estructura soporte en 20 ramas dispuestas como columnas, con la salvedad de que la última columna estará compuesta únicamente por un módulo solar. Así pues, el material necesario para la estructura soporte global es:

- 240 m de perfil de montaje (cortado en tramos de 6 m). Equivale a 20 kits de estructura coplanaria para 6 módulos y montaje sobre teja.
- Soportes regulables en altura salvateja (incluidos en kit de estructura).
- 232 bridas de sujeción para módulos.

3.3. Conclusión

Independientemente de la disposición de los módulos sobre la cubierta, el material necesario para la estructura soporte de ambas opciones es prácticamente el mismo no suponiendo una clara diferencia a nivel técnico y económico. La superficie restante no ocupada por módulos en ambos casos también es igual. Sin embargo, la posibilidad de aprovechamiento de esta superficie restante, no. Con la opción A, la superficie libre queda situada en la parte superior, al igual que los módulos coloreados en amarillo de la figura 3.1.10. En los 54,71 m de longitud de la cubierta se podría instalar una fila de hasta 24 módulos, pero al haber ubicados ya 4, sólo se podrían instalar 20. Por otra parte, con la opción B se pueden instalar 24 módulos más.

Ante esta situación, cualquiera de las dos opciones es igual de válida desde un punto de vista técnico y económico para el presente proyecto. Sin embargo, ante una futura ampliación, la opción B es mejor, y por ello será la elegida.

4. CÁLCULO DE INTENSIDADES

Se distinguen dos partes, una destinada al cálculo para la red de corriente continua, y otra para la red de alterna; y dentro de esas dos partes también se encuentran otras dos zonas o tramos en cada una, tal cual podemos ver en el siguiente dibujo:



Figura 3.1.14. Configuración general del sistema

En los siguientes apartados se divide el cálculo de las intensidades y las secciones de cada uno de los tramos mencionados.

4.1. Intensidad nominal DC

4.1.1. Tramo 1: Interconexión de los módulos hasta la caja de conexión

La intensidad nominal que circula por esta línea (una rama) será:

$$I_{tramo-1} = I_{stc, mpp, mód} = 12,97 A$$

La correspondiente a la intensidad en el punto de máxima potencia del módulo elegido.

4.1.2. Tramo 2: conexión de la caja de conexión hasta el inversor

La corriente por esta línea resulta del producto de la intensidad de una de las ramas por el número total de ramas:

$$I_{tramo-2} = I_{rama} \times n_{ramas}^o = 12,97 A \times 6 ramas = 77,82 A$$

4.2. Intensidad nominal AC

El generador fotovoltaico consta de 96 módulos y una potencia de 51,84 kWp. Éste se divide en 6 ramas de 16 módulos en serie que van unidos a un inversor trifásico. De esta forma se obtiene 1 línea independiente que une el inversor y la caja

general de protección con una potencia de 51,84 kW. Destacar que este dato de potencia no se desarrolla plenamente, sino que se ha dimensionado el generador teniendo en cuenta lo explicado en el apartado 1.

4.2.1. Tramo 3: Conexión del inversor hasta la caja general de protección

Desde el inversor saldrán 3 líneas paralelas hasta la Caja General de Protección, con la misma intensidad. Se realiza, por tanto, el cálculo para una sola línea, siendo éste aplicable a las demás. La potencia de este tramo independiente es la que genera el generador multiplicada por el rendimiento del inversor (FS), valor obtenido de las hojas de características del inversor. Empleando la ecuación 1:

$$P_{inv} = FS \times P_{gfv}$$

Este inversor posee una potencia nominal de salida de 50.000 W y una tensión de salida del inversor de 400 V. Considerando también que el factor de potencia del inversor es cercano a la unidad ($\cos\phi = 1$), lo que implica que la potencia aparente es, de acuerdo a la ecuación 18:

$$S_{tramo-3} = \frac{P_{tramo-3}}{\cos\phi} = \frac{50 \text{ kW}}{1} = 50 \text{ kVA}$$

Sin embargo, por lo establecido en el apartado 1, el inversor de 50 kWp puede gestionar un generador de 51,84 kWp. Por este motivo, se va a considerar que la potencia de salida del inversor será igual a la potencia del generador multiplicado por el rendimiento del inversor. En base a esto, la intensidad de la línea que une el inversor con el CGBT se puede obtener por las expresiones 18 y 19:

$$S_{inv-CGBT} = 51840 \text{ VA} \times 0,985 = 51062,4 \text{ VA} \quad \text{Ec. 18}$$

$$I_{tramo-3} = \frac{S_{inv-CGBT}}{U_c \times \sqrt{3}} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

- $S_{tramo-3}$: potencia aparente de la red que sale del inversor
- U_c : tensión de servicio.

- $I_{\text{tramo-3}}$: corriente de línea

$$I_{\text{tramo-3}} = \frac{51062,4 \text{ VA}}{400 \text{ V} \times \sqrt{3}} = 73,7 \text{ A}$$

Con respecto al rendimiento aplicado anteriormente, se debe de comprobar de acuerdo a la diferencia de corrientes debidas a las pérdidas en el inversor (rendimiento del inversor = FS = 98,5%), aplicando la igualdad de la expresión 20 y desarrollándose como sigue:

$$P_{\text{LIN-DC}} = P_{\text{LIN-AC}} \quad \text{Ec. 20}$$

$$V_{\text{DC}} \times I_{\text{DC}} = V_{\text{AC}} \times I_{\text{AC}}$$

$$\frac{V_{\text{DC}}}{V_{\text{AC}}} = \frac{I_{\text{AC}}}{I_{\text{DC}}} \rightarrow I_{\text{AC}} = I_{\text{DC}} \times \frac{V_{\text{DC}}}{V_{\text{AC}}}$$

$$I_{\text{AC}} = 77,82 \times \frac{666,4 \text{ V}}{400 \times \sqrt{3}} = 74,85 \text{ A}$$

$$FC = \frac{73,7 \text{ A}}{74,85 \text{ A}} \times 100 = 98,46 \% \approx 98,5\%$$

4.2.2. Tramo 4: Conexión de la caja general de protección hasta el contador de salida

Al cuadro general de protecciones (CGP) llega la línea del inversor para llevar al contador de salida una única línea compuesta por 3P+N+T, es decir la línea de salida es una línea trifásica con tierra y neutro. La línea es directa, por lo que la misma corriente que circula por el tramo 3 lo hace por este tramo 4.

$$I_{\text{tramo-4}} = \frac{51062,4 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 400 \text{ V}} = 73,7 \text{ A}$$

4.3. Intensidad cortocircuito

En este apartado se va a proceder al cálculo de las corrientes máximas que circulan por cada tramo.

4.3.1. Intensidad de cortocircuito en la parte DC

Se considera para el cálculo de la intensidad de cortocircuito de la parte de corriente continua que va desde el generador fotovoltaico con el interconexión de los módulos hasta el inversor. Considerando el tramo que une el Cuadro de Conexión y el Inversor, para el cual, la corriente por esta línea será el producto de la intensidad de cortocircuito de una de las ramas, determinada por la corriente de cortocircuito específica del módulo ($I_{sc, stc, mod.}$), por el número total de ramas, de acuerdo a la ecuación 4:

$$I_{cc}(C.C.) = I_{sc, mód} \times n^{ºramas} = 13,85 A \times 6 ramas = 83,1 A$$

4.3.2. Intensidad de cortocircuito en la parte de AC

4.3.2.1. Intensidad de cortocircuito en tramo 3

Para el cálculo de esta intensidad se aplicará un factor de sobredimensionamiento de 1,5 a la intensidad de este tramo 3, que comprende la salida del inversor hasta el cuadro general de protecciones, cuyo valor es:

$$I_{tramo-3} = 73,7 A$$

$$I_{cc}(AC) = I_{tramo-3} \times 1,5 = 73,7 \times 1,5 = 110,55 A$$

4.3.2.2. Intensidad de cortocircuito en tramo 4

Para el cálculo de esta intensidad se aplica un factor de sobredimensionamiento de 1,5, a la intensidad de este tramo 4, que comprende la salida del cuadro general de protección hasta la caja de conexión, cuyo valor es:

$$I_{tramo-4} = 73,7 A$$

$$I_{cc}(AC) = I_{tramo-4} \times 1,5 = 73,7 \times 1,5 = 110,55 A$$

En el circuito de corriente alterna el valor de la corriente de cortocircuito debe ser indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, ante la falta de este dato, se estimará un valor según la guía técnica de aplicación de BT del Ministerio de Ciencia y Tecnología. Se estimará una intensidad máxima de cortocircuito trifásico de

25 kA. Como se observa, la intensidad de cortocircuito de esta instalación es menor a la marcada por la empresa distribuidora que es de 25 kA.

5. CÁLCULO DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES

Como se mencionó anteriormente, se distinguen dos partes, una destinada al cálculo para la red de corriente continua, y otra para la red de alterna; y dentro de esas dos partes también se encuentran otras dos zonas o tramos en cada una, tal cual se observa en la figura 3.1.14.

La sección para cada uno de los tramos, depende del tipo de conductor, longitud, corriente que ha de soportar, si se trata de c.c. o de c.a. También depende de la tolerancia que se considera cuando se acepta una determinada caída de tensión entre sus extremos, lo que ocasiona unas pérdidas determinadas.

Según el REBT-2002, la ITC-BT40 asume que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la tensión nominal.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

A. *Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.*

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70° C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90° C para cables con aislamientos termoestables. Se aplicará un factor de seguridad de un 25 %.

B. *Criterio de la caída de tensión.*

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia de tensiones en el origen y extremo de canalización. Esta caída de tensión debe de ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación (en el caso de CC inferior al 1,5%, a repartir en los tramos de los que se componga y en CA inferior al 2%, aunque en este caso se considera 1,5%, también a repartir en los tramos en los que se componga), con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser determinante cuando las líneas son de larga longitud.

También se ha de tener en cuenta la caída de tensión aplicable a cada uno de los tramos de la parte de corriente continua; parte para la cual tiene fijado un 1,5% de caída de tensión, pero repartiéndose en los dos tramos que la componen; al igual que para los dos tramos presentes en la parte de corriente alterna; se toma el criterio:

- 1% de caída de tensión para el Tramo 1: Interconexión de módulos con la caja de conexión.
- 0,5% de caída de tensión para el Tramo 2: Interconexión de la caja de conexión con el inversor.
- 0,75% de caída de tensión para el Tramo 3: Interconexión del inversor con la caja general de protecciones.
- 0,75% de caída de tensión para el Tramo 4: Interconexión de la caja general de protecciones con el contador de salida.

Se ha escogido el cable de aislante XLPE (polietileno reticulado). Esta información es imprescindible para poder interpolar en las tablas del REBT-2002 para obtener las intensidades admisibles. Siguiendo los dos criterios descritos se realizan los siguientes cálculos:

5.1. Parte de corriente continua

Esta parte de corriente continua comprende el tramo 1, de conexión de los módulos hasta la caja de conexión, y el tramo 2 de conexión del cuadro de conexión del generador hasta el inversor.

5.1.1. Tramo 1: Interconexión de módulos hasta la caja de conexión

Como se ha descrito anteriormente, el generador fotovoltaico consta de 96 módulos agrupados en 6 ramas de 16 módulos en serie cada una. La longitud de interconexión entre paneles es de 1,25 m, a la que habrá que sumar la distancia del módulo más alejado hasta la caja de conexión. Así pues, existen las siguientes longitudes de cable para las distintas ramas (**ver en plano nº 6**):

- Rama 1: Total=95000 mm
 - 47500 mm (polo +)
 - 47500 mm (polo -)
- Rama 2: Total = 72500 mm
 - 36250 mm (polo +)
 - 36250 mm (polo -)
- Rama 3: Total = 60000 mm
 - 30000 mm (polo +)
 - 30000 mm (polo -)
- Rama 4: Total = 60000 mm
 - 30000 mm (polo +)
 - 30000 mm (polo -)
- Rama 5: Total = 72500 mm
 - 36250 mm (polo +)
 - 36250 mm (polo -)
- Rama 6: Total = 95000 mm
 - 47500 mm (polo +)
 - 47500 mm (polo -)

En este tramo 1 se empleará un cable unipolar al aire con aislamiento de XLPE y con una sujeción directamente sobre la pared trasera de los módulos. Teniendo en cuenta la distribución en planta de la instalación y el hecho de que el fabricante de los módulos fotovoltaicos incorpore en los mismos cables solares con una sección de 4 mm², se debe comprobar para esta sección que cumple los dos criterios de obligado cumplimiento mencionados anteriormente.

Comprobación por intensidad máxima admisible

De acuerdo con la intensidad máxima del módulo establecida por el fabricante, la corriente por cada rama es:

$$I_{m\acute{a}x, tramo-1} = I_{stc, mpp, m\acute{o}d} = 12,97 A$$

Aplicando el factor de seguridad de 1,25 veces a la intensidad máxima de este tramo:

$$I'_{m\acute{a}x, tramo-1} = 1,25 \times I_{m\acute{a}x, tramo-1} = 1,25 \times 12,97 = 16,21 A$$

Se debe comprobar si esta intensidad satisface el criterio de intensidad máxima admisible, para ello, consultando en la tabla 3.1.2 de la EA 0038 de AENOR, tenemos que para redes aéreas sobre fachada la intensidad máxima admisible para cables de circuitos fotovoltaicos en función de la sección del conductor y T^a ambiente 60°C , $I_{adm} = 55 A$.

(mm ²)	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla 3.1.2. Intensidades admisibles (A) al aire 60 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

Por tanto,, se observa que en este tramo la intensidad máxima admisible es muy superior a la intensidad que circulará por el conductor. Comparando ambas intensidades:

$$I'_{m\acute{a}x, tramo-1} = 16,21 A < I_{adm} = 55 A$$

Por tanto, la primera condición de máxima intensidad admisible se satisface con el cable de 4 mm² de sección definido por el fabricante del módulo.

Comprobación por máxima caída de tensión:

De acuerdo con el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), así como de las recomendaciones del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), para las instalaciones conectadas a la red, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en condiciones STC en la parte de continua no supere el 1,5%; siendo ésta para este tramo específico del 1%.

La comprobación se hará teniendo en cuenta el tramo más desfavorable con la longitud total de los conductores, compuesta por:

- L= 1,25 m entre módulos por 12 módulos que se encuentran en la misma columna, más 2,5 m entre módulos por 3 módulos que se encuentran en una columna diferente, más 25 m de distancia desde la caja de conexiones del generador con respecto al último módulo. El resultado de la suma anterior es 47,5 m, al que habría que sumar otro tanto para el otro polo del módulo, haciendo un total de 95 m.

La ecuación 21 determina la caída de tensión en DC:

$$\Delta V = \frac{2 \times L \times I_d}{\sigma \times S} \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

- ΔV : caída de tensión máxima permitida (V).
- S: sección del cable (mm²).
- I_d : intensidad de diseño (A).
- L: longitud total de conductores (m).
- σ : coeficiente de conductividad del cobre a 60 °C. Se sobredimensiona el conductor calculándolo con un coeficiente del cobre inferior al habitual empleado que es $\sigma=56$, que corresponde a una temperatura de trabajo del conductor de 20 °C, ya que se considera que en la ubicación de los conductores se puede sobrepasar dicha temperatura de 20 °C. Por esto, $\sigma(60\text{ °C})= 48$ que equivale a conductor de cobre a una temperatura de 60 °C.

$$\Delta V_1 = \frac{2 \times 95 \text{ m} \times 16,21 \text{ A}}{48 \times 4} = 16,04 \text{ V}$$

La caída de tensión en % para este tramo tiene un valor de:

$$\Delta V_1 = \frac{16,04 \text{ V}}{666,4 \text{ V}} \times 100 = 2,41 \%$$

(Considerando que la tensión de la rama es 41,65V/módulo x 16 módulos = 666,4 V). Se comprueba que esta caída de tensión calculada, $e_1=2,41\%$, es mayor a la caída del 1% permitida y establecida para este tramo, escogiendo por lo tanto un conductor de mayor sección. Se probará con $S=10\text{mm}^2$.

$$\Delta V_1 = \frac{2 \times 95 \times 16,21}{48 \times 10} = 6,42V$$

$$\Delta V_1 = \frac{6,42V}{666,4V} \times 100 = 0,96\%$$

Comprobándose también el criterio de la intensidad máxima admisible ya que se observa que en este tramo la intensidad máxima admisible es muy superior a la intensidad que circulará por el conductor. Comparando ambas intensidades:

$$I'_{m\acute{a}x, tramo-1} = 16,21 A < I_{adm} = 98 A$$

De acuerdo con los cálculos y comprobaciones anteriores, **la sección para este tramo o Zona 1 es de 10mm²**, para así cumplir con los criterios de máxima intensidad admisible y máxima caída de tensión.

5.1.2. Tramo 2: Conexión de la caja de conexión hasta el inversor

Desde la Caja de Conexión saldrá 1 línea hasta el inversor siendo la distancia de 5m. En este tramo 2, al igual que en el tramo 1, se emplea un cable unipolar al aire con aislamiento de XLPE.

Comprobación por intensidad máxima admisible:

La intensidad máxima que circulará por la línea, será la corriente máxima que circula por los 16 módulos en serie multiplicada por seis (6 líneas en paralelo), por lo que la intensidad que circula por esta línea es según la ecuación 7:

$$I_{m\acute{a}x, tramo-2} = I_{stc, mpp, m\acute{o}d} \times 6 \text{ ramas} = 12,97A \times 6 = 77,82 A$$

Aplicando el factor de seguridad de 1,25 veces a la intensidad máxima de este tramo:

$$I'_{m\acute{a}x, tramo-2} = 1,25 \times I_{m\acute{a}x, tramo-2} = 1,25 \times 77,82 A = 97,275 A$$

Se debe comprobar si esta intensidad satisface el criterio de intensidad máxima admisible. Para ello, consultando en la tabla 3.1.2 de la EA 0038 de AENOR, se tiene que para redes aéreas sobre fachada, la intensidad máxima admisible para cables de circuitos fotovoltaicos en función de la sección del conductor y T^a ambiente 60 °C, I_{adm}=55 A. Por tanto, se observa que en este tramo la intensidad máxima admisible

(para $S=4 \text{ mm}^2$) es inferior a la intensidad que circulará por el conductor. Comparando ambas intensidades:

$$I'_{\text{máx, tramo-2}} = 97,275 \text{ A} > I_{\text{adm}} = 55 \text{ A}$$

Así pues, la primera condición de máxima intensidad admisible no se satisface con el cable solar de 4 mm^2 de sección definido por el fabricante del módulo. Para ello hay que coger un cable de 10 mm^2 con una corriente máxima admisible de 98 A.

Comprobación por máxima caída de tensión:

De acuerdo con el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), así como de las recomendaciones del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), para las instalaciones conectadas a la red, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en condiciones STC en la parte de continua no supere el 1,5%; siendo esta para este tramo específico del 0,5%. La comprobación se hará teniendo en cuenta el tramo más desfavorable con la longitud total de los conductores; compuesta por la distancia desde la Caja de Conexiones del Generador hasta el inversor correspondiente es de 5 m, $L=5\text{m}$.

Tomando nuevamente la ecuación 21:

$$\Delta V = \frac{2 \times 5 \text{ m} \times 97,275 \text{ A}}{48 \times 10} = 2,02 \text{ V}$$

$$\Delta V = \frac{2,02 \text{ V}}{666,4 \text{ V}} \times 100 = 0,304 \%$$

De acuerdo con los cálculos y comprobaciones anteriores, **la sección para este tramo o Zona 2 es de 10 mm^2** , para así cumplir con los criterios de máxima intensidad admisible y máxima caída de tensión.

Resumiendo, se ha elegido un conductor de 10 mm^2 para la conexión de los paneles y de 10 mm^2 para el conductor que va desde la caja de conexiones del generador hasta el inversor.

Descripción del cable conductor:

- Metal: cobre.
- Flexibilidad: clase 5 según UNE 21022.

- Aislamiento: R. Polietileno Reticulado (XLPE).
- Cubierta exterior: Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible).
- Tensión: 0,6/1 kV.
- Normativa:
 - UNE 21123-2 Norma Constructiva.
 - UNE-EN 60332-1 No propagador de la llama.
 - IEC 60332-1 No propagador de la llama.

5.2. Parte de corriente alterna

Esta parte de corriente alterna comprende al tramo 3, de conexión del inversor con el cuadro de protecciones; y el tramo 4 de conexión del cuadro de protecciones con el contador de salida.

5.2.1. Tramo 3: Conexión del inversor hasta la caja general de protección

Desde el inversor sale 1 línea hasta la Caja General de protección siendo la distancia de esta línea de 5m. En este tramo 3 se empleará un cable tetrapolar al aire con aislamiento de XLPE.

Comprobación por intensidad máxima admisible:

Del apartado 4.2.1., se obtiene la intensidad que circula por esta línea:

$$I_{m\acute{a}x, tramo-3} = 73,7 A$$

Aplicando el factor de seguridad de 1,25 veces a la intensidad máxima de este tramo:

$$I'_{m\acute{a}x, tramo-3} = 1,25 \times I_{m\acute{a}x, tramo-3} = 1,25 \times 73,7 A = 92,125 A$$

Se debe comprobar si esta intensidad satisface el criterio de intensidad máxima admisible, para ello, consultando en la tabla 3.1.2 de la EA 0038 de AENOR, se tiene que para redes aéreas sobre fachada la intensidad máxima admisible para cables de circuitos fotovoltaicos en función de la sección del conductor y de Tª ambiente 60 °C, $I_{adm} = 55 A$. Por tanto, se observa que en este tramo la intensidad máxima admisible no

es superior a la intensidad que circulará por el conductor. Comparando ambas intensidades:

$$I'_{m\acute{a}x, tramo-3} = 92,125A > I_{adm} = 55A$$

Luego, la primera condición de máxima intensidad admisible no se satisface con el cable solar de 4mm² de sección definido por el fabricante del módulo. Se propone, por tanto, un cable de 10mm² de sección cuya intensidad máxima admisible es 98 A.

Comprobación por máxima caída de tensión:

De acuerdo con el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), así como de las recomendaciones del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), para las instalaciones conectadas a la red, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en condiciones STC en la parte de alterna no supere el 1,5%; siendo esta para este tramo específico del 0,75%. La comprobación se hará teniendo en cuenta el tramo más desfavorable con la longitud total de los conductores; compuesta por la distancia desde el inversor y el cuadro de protección correspondiente es de 5m, L=5m. La ecuación 22 determina la caída de tensión en AC (trifásica):

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 2 \times L \times I_d}{\sigma \times S} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde:

- ΔV : caída de tensión máxima (V).
- S: sección del cable (mm²).
- I_d : intensidad de diseño (A).
- L: longitud total de conductores (m).
- σ : coeficiente de conductividad del cobre a 60 °C. Se sobredimensiona el conductor calculándolo con un coeficiente del cobre inferior al habitual empleado que es $\sigma=56$, que corresponde a una temperatura de trabajo del conductor de 20 °C, ya que se considera que en la ubicación de los conductores se puede sobrepasar dicha temperatura de 20 °C.

Sustituyendo valores:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 2 \times 5 \text{ m} \times 92,125 \text{ A}}{48 \times 10} = 3,32 \text{ V}$$

$$\Delta V = \frac{3,32 \text{ V}}{400 \text{ V}} \times 100 = 0,83 \%$$

Se comprueba que esta caída de tensión calculada, $\Delta V = 0,83\%$ es mayor a la caída de tensión del 0,75% permitida y establecida para este tramo, escogiendo por lo tanto un conductor de sección 16 mm^2 . La caída de tensión para esta sección es:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 2 \times 5 \text{ m} \times 92,125 \text{ A}}{48 \times 16} = 2,08 \text{ V}$$

$$\Delta V = \frac{2,08 \text{ V}}{400 \text{ V}} \times 100 = 0,52 \%$$

De acuerdo los cálculos y comprobaciones anteriores, **la sección para este tramo o Zona 3 es de 16 mm^2** , para así cumplir con los criterios de máxima intensidad admisible y máxima caída de tensión.

5.2.2. Tramo 4: Conexión de la caja general de protección hasta el contador de salida

El tramo 4 es un caso similar al tramo 3. La corriente que circula es la misma y la longitud hasta el contador de salida es igual. Por tanto, **la sección para este tramo o Zona 4 es de 16 mm^2** , para así cumplir con los criterios de máxima intensidad admisible y máxima caída de tensión.

En la tabla 3.1.3 se ofrece un resumen de las secciones de cada tramo.

PARTE DC	SECCIÓN (mm^2)
Tramo 1: Interconexión de módulos hasta la caja de conexión.	10
Tramo 2: Interconexión de la caja de conexión hasta el inversor.	10
PARTE AC	SECCIÓN (mm^2)
Tramo 3: Interconexión del inversor con la caja general de protección.	16
Tramo 4: Interconexión de la caja general de protección con el contador de salida.	16

Tabla 3.1.3. Resumen de secciones de conductores

6. PROTECCIONES Y APARAMENTA

Fundamentalmente, se van a instalar los componentes que aparecen en la siguiente figura, distinguiendo la parte DC de la parte AC.

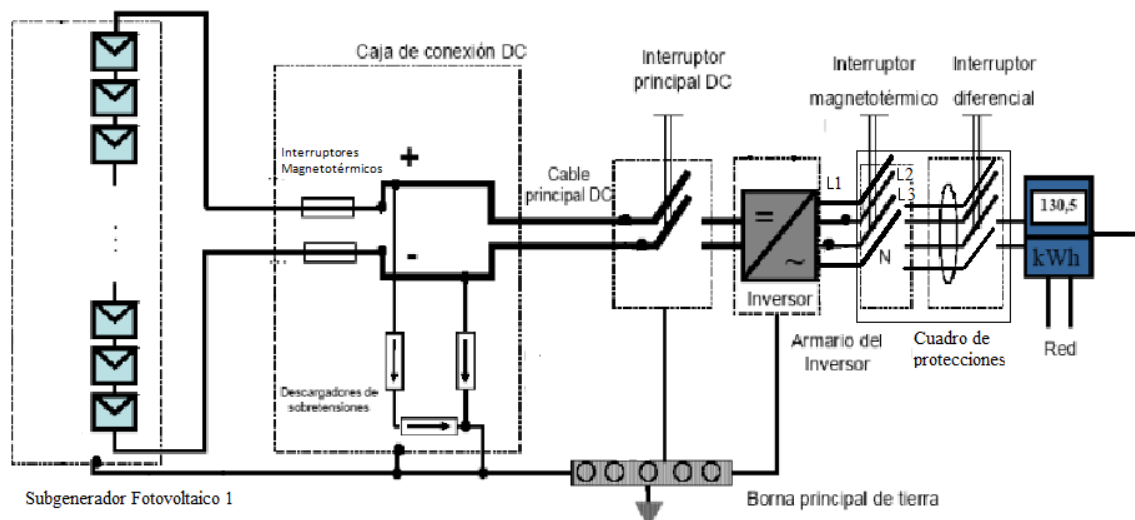


Figura 3.1.15. Protecciones y aparamenta de la instalación

6.1. Dimensionado de aparamenta y protecciones de DC

En la figura 3.1.16 se presenta el esquema general de conexión de todos los elementos que constituyen un sistema FV para la parte de DC.

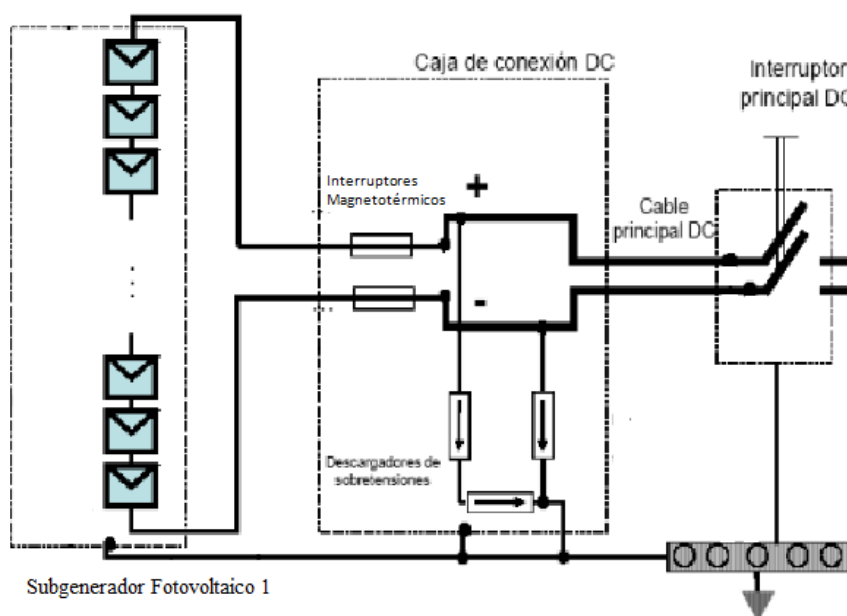


Figura 3.1.16. Configuración de las protecciones de DC

Como se observa, se ha prescindido de la instalación de diodos de bloqueo en cada rama usados para proteger contra corrientes inversas, siguiendo la tendencia actual de no instalarlos debido a su posibilidad de pérdidas asociadas y a la alta probabilidad de fallo; pero instalando interruptores automáticos magnetotérmicos, en vez de diodos de bloqueo para que puedan desempeñar su función de manera más efectiva. También se ha prescindido de la utilización de fusibles, por dichos

interruptores automáticos magnetotérmicos mencionados anteriormente, ya que ofrecen mejores posibilidades como:

- No necesitan ser repuestos en caso de que actúen.
- Señalizan el estado del interruptor de forma fácil y rápida.
- Permiten reparar, incluso bajo carga, y aislar fácilmente las ramas correspondientes para realizar trabajos de reparación o mantenimiento.
- Ahorran las pérdidas de energía que se producen por la caída de tensión en los fusibles (desde 0,5 a 1 %)

En esta instalación se dispondrá de una caja de conexión y protección de corriente continua. También se ha escogido la configuración de generador flotante por sus mayores medidas de seguridad frente a la de generador puesto a tierra.

- En situaciones normales el generador flotante no presenta riesgo para las personas frente a los contactos directos. Una persona que toque accidentalmente un conductor activo del generador estará protegida por la propia configuración.
- Un defecto de aislamiento no eleva el potencial de las masas metálicas, protegiendo a la persona frente a contactos indirectos.
- Al conectar en el mismo electrodo todas las masas metálicas de la instalación, se asegura que ante un segundo fallo de aislamiento tampoco adquieran potencial las masas metálicas, manteniéndose la protección frente a contactos indirectos.

Los elementos de que consta esta instalación son:

- Diodos de paso integrados por el fabricante en los módulos fotovoltaicos.
- 1 descargador de sobretensión o varistor.
- 1 caja o cuadro de conexionado o protecciones de DC.
- 6 interruptores magnetotérmicos automáticos.
- 1 caja o cuadro de conexionado o protección del inversor.
- 1 interruptor seccionador o de mando para aislamiento de DC.

6.1.1. Dimensionado de los descargadores de sobretensión o varistores

Las sobretensiones constituyen uno de los mayores riesgos para las instalaciones fotovoltaicas. Las sobretensiones más importantes tienen su origen en descargas de rayos o en sobretensiones generadas en la propia red eléctrica (conexión y desconexión de interruptores, transitorios, cortocircuitos, pérdidas de carga, resonancias, etc.) y que pueden llegar a la instalación a través de los cables de conexión.

Los descargadores son elementos que actúan como un interruptor controlado por tensión. Si la tensión en el dispositivo es mayor que un determinado nivel, pasa a un valor de baja impedancia y deriva a tierra. En estado de tensión nominal el dispositivo presenta una alta impedancia y se comporta como un circuito abierto.

En la parte de continua debe protegerse tanto los módulos como el inversor, por tanto, los varistores se dispondrán ubicados en la caja o cuadro de conexionado y protección de corriente continua que conecta el generador FV al inversor. La protección será más efectiva cuanto más próximo se encuentre el descargador al equipo a proteger.

La tensión nominal del descargador U_n debe cumplir la ecuación 23:

$$U_n \geq N_{ms} \times V_{oc, stc, mód} \quad \text{Ec. 23}$$

En este caso:

$$U_n \geq 16 \times 49,5 \text{ V} = 792 \text{ V}$$

Asimismo, dado que no se dispone de pararrayos, la corriente nominal de descarga I_{sn} deberá ser:

$$I_{sn} \geq 10 \text{ kA}$$

Del catálogo específico para instalaciones fotovoltaicas de ABB se selecciona el modelo OVR PV T2 40 1000 PTS, cuyas especificaciones técnicas aparecen en la figura 3.1.17. El nivel de protección U_p que proporciona este descargador es de 4 kV entre un polo positivo y tierra; polo negativo y tierra; y entre polo positivo y polo negativo.

Electrical performances

Total Impulse discharge current	$I_{total} (10/350\mu s)$	-	
Impulse discharge current	$I_{imp} (10/350\mu s)$	-	kA
Maximal discharge current	$I_{max} (8/20\mu s)$	40	kA
Nominal discharge current	$I_n (8/20\mu s)$	20	kA
Maximal continuous operating voltage	UCPV	1000	VDC
Intended power system application (UL)	VPVDC	1000	VDC
Voltage protection level	$U_p (DC+ to DC- / DC+ to G / DC- to G)$	4	kV
Voltage protection rating (UL)	VPR	3	kV
Surge circuit current rating	I_{scpv}	10	kA
Surge circuit current rating (UL)	SCCR	10	kA
Back up protection		Not needed up to I_{scpv}	
Leakage current	I_{cpv}, I_{pc}	Check Installation Leaflet	μA
Response time		< 25	ns

Figura 3.1.17. Características técnicas del descargador OVR PV T2 40 1000 PTS del fabricante ABB.

Varistor tipo OVR PV T2 40 1000 PTS de ABB, con $I_{m\acute{a}x} = 40$ kA, $U_p \leq 4$ kV y $U_c = 1000$ V.

6.1.2. Dimensionado de los interruptores automáticos magnetotérmicos

Los interruptores automáticos magnetotérmicos de corriente continua van intercalados entre los cables principales procedentes de la caja de conexión de DC y el inversor. De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, estos interruptores han de ser capaces de soportar, tanto la tensión del generador para una temperatura de célula mínima ($-5^\circ C$), como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones STC del generador FV. Para ello, haciendo uso nuevamente de la ecuación 11:

$$U_e = V_{oc(T_{mín}),mód} = V_{oc(-5^\circ C),mód} = \frac{V_{m\acute{a}x,dc,inv}}{N_{ms}}$$

$$V_{oc(-5^\circ C),mód} = \left(1 + \frac{-0,265}{100}(-5^\circ C - 25^\circ C)\right) \times 49,5V = 53,44V$$

Obtenido este dato, la tensión nominal máxima a la que puede trabajar el dispositivo tendrá que cumplir la condición impuesta por la ecuación 24:

$$U_e > N_{ms} \times V_{oc(-5^\circ C),mód} \quad \text{Ec. 24}$$

$$U_e > 16 \times 53,44V = 855,04V$$

Por otra parte, la corriente nominal máxima que debe soportar el equipo antes de dispararse y teniendo en cuenta un factor de seguridad de 1,25 ha de ser:

$$I_e > 1,25 \times I_{mod,sc, stc}$$

$$I_e > 1,25 \times 13,85 A = 17,31 A$$

Los interruptores magnetotérmicos automáticos para protección de instalaciones fotovoltaicas de SCHNEIDER, que son capaces de cumplir los diversos requisitos de aplicación, están disponibles en las siguientes gamas:

U _{dc max}	I _e	I _{SCTC MAX} (T _{min} = -25°)	kWc (Indicative)	Range	Product	Required Series connection	Prefabricated series connection	U _{sp}	Degree of pollution	Utilization category
400 V	32	25,6	4	Interpact	INS PV1	2x2p	No	8 kV	III	DC21B
500 V	25	20	4	Interpact	INS PV1	2x2p	No	8 kV	III	DC21B
600 V	10	8	2	Interpact	INS PV1	2x2p	No	8 kV	III	DC21B
700 V	50	40	12	Acti 9	C60NA-DC	2x2p	included	6 kV	II	DC21B
800 V	32	25,6	9	Acti 9	C60NA-DC	2x2p	included	6 kV	II	DC21B
1000 V	20	16	7	Acti 9	C60NA-DC	2x2p	included	6 kV	II	DC21A
1000 V	50	40	18	Acti 9	SW60	2x2p	included	6 kV	II	DC21A
1000 V	100	80	36	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	160	128	60	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	200	160	75	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	400	320	150	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	500	400	180	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	2000	1600	700	Masterpact	NW20 HA DCD-PV 3P	2+1P	included	12 kV	IV	DC23A
1000 V	4000	3200	1400	Masterpact	NW20 HA DCD-PV 3P	2+1P	included	12 kV	IV	DC23A

Figura 3.1.18. Gama de interruptores automáticos magnetotérmicos.

Se selecciona, por tanto, el interruptor automático magnetotérmico C60NA-DC de parámetros nominales:

$$U_e(DC) = 1000 V$$

$$I_e = 20 A$$

Interruptor automático magnetotérmico tipo C60NA-DC de 2 polos, categoría DC21B de SCHNEIDER, U_e (DC) = 1000V y I_e = 20A.

6.1.3. Dimensionado del cuadro de conexionado y protección de DC

La caja Caja o Cuadro de Conexionado y Protección de Corriente Continua se aloja en un armario bajo un cobertizo ubicado en el exterior del edificio; siendo el elemento empleado para dicho fin:

Caja de pared Rittal AE de Acero inoxidable 304, 300 x 380 x 210mm, IP66

En el interior del armario se conectan los cables, los descargadores de sobretensión y los interruptores automáticos magnetotérmicos.

6.1.4. Dimensionado de los interruptores seccionadores para DC

Estos interruptores realizan el control y la desconexión de los circuitos para que se puedan realizar tareas de mantenimiento sobre los inversores sin desconectarlos del generador FV, los interruptores de aislamiento de corriente continua se alojarán en el mismo armario que el inversor.

Para el dimensionado de estos interruptores se aplicará el mismo procedimiento que para el de los interruptores magnetotérmicos automáticos, de manera que, de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, estos interruptores han de ser capaces de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de célula mínima, como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones STC del generador FV.

Siendo U_e (ec. 11) e I_e la tensión e intensidad nominal de estos interruptores automáticos.

$$U_e = V_{oc(T_{\min}),mód} = V_{oc(-5^{\circ}C),mód} = \frac{V_{máx,dc,inv}}{N_{ms}}$$

$$V_{oc(-5^{\circ}C),mód} = \left(1 + \frac{-0.265}{100}(-5^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right) \times 49.5 V = 53.44 V$$

$$U_e > N_{ms} \times V_{oc(-5^{\circ}C),mód}$$

$$U_e > 16 \times 53,44 V = 855,04 V$$

$$I_e > 1,25 \times N_{mp} \times I_{mod,sc,stc}$$

$$I_e > 1,25 \times 6 \times 13,85 A = 103,875 A$$

Los interruptores seccionadores para protección de instalaciones fotovoltaicas de SCHNEIDER, que son capaces de cumplir los diversos requisitos de aplicación, están disponibles en las siguientes gamas:

U _{dc max}	I _e	I _{SCDC-MAX} (T _{min} = -25°)	kWc (Indicative)	Range	Product	Required Series connection	Prefabricated series connection	U _{mp}	Degree of pollution	Utilization category
400 V	32	25,6	4	Interpact	INS PV1	2x2p	No	8 kV	III	DC21B
500 V	25	20	4	Interpact	INS PV1	2x2p	No	8 kV	III	DC21B
600 V	10	8	2	Interpact	INS PV1	2x2p	No	8 kV	III	DC21B
700 V	50	40	12	Acti 9	C60NA-DC	2x2p	included	6 kV	II	DC21B
800 V	32	25,6	9	Acti 9	C60NA-DC	2x2p	included	6 kV	II	DC21B
1000 V	20	16	7	Acti 9	C60NA-DC	2x2p	included	6 kV	II	DC21A
1000 V	50	40	18	Acti 9	SW60	2x2p	included	6 kV	II	DC21A
1000 V	100	80	36	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	160	128	60	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	200	160	75	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	400	320	150	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	500	400	180	Compact	NSX100NA DC PV	2x2p	0	8 kV	III	DC22A
1000 V	2000	1600	700	Masterpact	NW20 HA DCD-PV 3P	2+1P	included	12 kV	IV	DC23A
1000 V	4000	3200	1400	Masterpact	NW20 HA DCD-PV 3P	2+1P	included	12 kV	IV	DC23A

Figura 3.1.19. Gama de interruptores seccionadores.

Interruptor seccionador NSX100NA DC PV de 2 polos, categoría DC22A, de SCHNEIDER, U_e (DC) = 1000V, I_e = 160 A

6.1.5. Dimensionado de la puesta a tierra

Como se ha mencionado anteriormente, la puesta a tierra se realizará mediante configuración flotante, de manera que sólo se conectará a tierra las partes no activas eléctricamente de la instalación, es decir, el marco y la estructura metálica de los módulos; así como la caja de conexión y el armario donde irá ubicado el inversor.

La puesta a tierra se hará mediante cable de cable desnudo de sección 16 mm² y pica de tierra de longitud 1,5 m siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones, es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora. Para ello, haciendo uso de la ecuación 25 y considerando que la resistencia del anillo se asocia en paralelo con las picas, ecuación 26, se obtiene:

- Resistencia deseada 20 Ω.
- Resistividad del terreno $\rho=500 \Omega m$.
- Planta de anillo de 25 m.

$$R_{t-anillo} = \frac{2 \times \rho}{l} = \frac{2 \times 500 \Omega m}{25 m} = 40 \Omega \quad \text{Ec. 25}$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{t-anillo}} + \frac{1}{R_{t-picas}} \quad \text{Ec. 26}$$

$$R_{t-picas} = \frac{1}{\frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_{t-anillo}}} = \frac{1}{\frac{1}{20\Omega} - \frac{1}{40\Omega}} = 40 \Omega$$

$$R_{t-picas} = \frac{\rho}{n \times l} = \frac{500\Omega m}{n \times 1,5m} \rightarrow \frac{\rho}{R_{t-picas} \times l} = \frac{500\Omega m}{40\Omega \times 1,5m} = 8,33 \cong 8 \text{ picas}$$

Por lo que se colocarán 8 picas de 1,5 metros de longitud, separadas al menos por el doble de la longitud de la pica, es decir, separadas entre sí por unos 3 metros y unidas mediante cable de cobre desnudo de 16 mm² de sección.

6.2. Dimensionado de aparamenta y protecciones de AC

En la siguiente figura se presenta el esquema general de conexionado de todos los elementos que constituyen un sistema FV para la parte de AC.

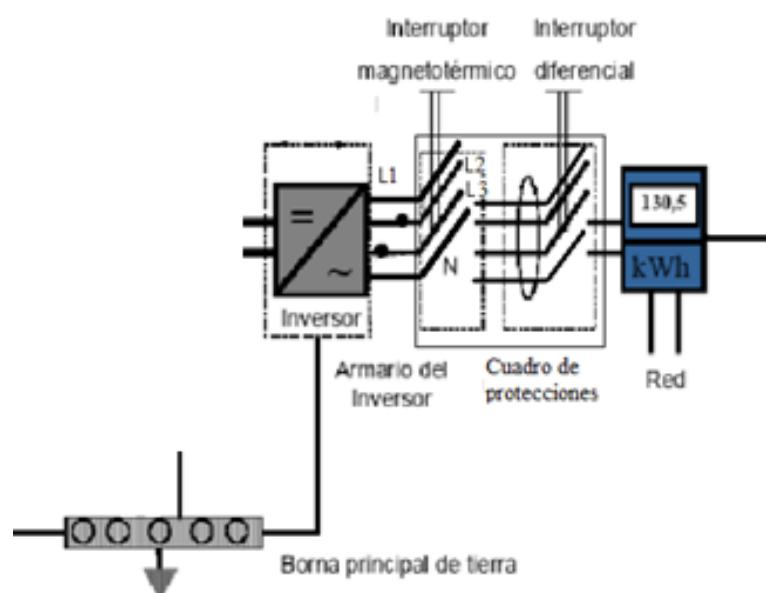


Figura 3.1.20. Configuración de las protecciones de la parte AC.

Los elementos de que consta esta instalación son:

- Inversor.
- Cuadro general de protección
 - 1 interruptor de aislamiento diferencial de AC para inversor.
 - 1 interruptor de aislamiento magnetotérmico de AC para inversor.

6.2.1. Dimensionado del inversor

No constituye una protección por sí mismo, sino que está construido y diseñado con una serie de protecciones, en cumplimiento con el RD 1699/2011, como pueden ser:

- Protección contra sobrecargas mediante el desplazamiento del punto de trabajo como limitación de potencia.
- Protección contra polaridad invertida integrada.
- Aislamiento galvánico: para mantener efectiva la protección frente a contactos directos es necesario controlar la resistencia de aislamiento de la instalación con objeto de limitar la corriente que podría circular por la persona a un valor máximo de 100 mA. Para esta función se utiliza un controlador permanente de aislamiento que vigilará que la resistencia de aislamiento sea superior a 0,6 MΩ. En este caso ese controlador irá incorporado en los propios inversores.
- Protección frente a funcionamiento en isla:
 - Vigilante por variación de tensión y sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas, mediante rango de tensión máxima y mínima de 1,1 Um a 0,85 Um.
 - Vigilante por variación de frecuencia: tensión soportada a impulsos mediante un rango de frecuencia de 45-65 Hz.

Por tanto, el inversor empleado, FRONIUS TAURO ECO 50-3-D, incorpora internamente sus propias protecciones, prescindiendo así de cálculo alguno de las mismas.

6.2.2. Dimensionado cuadro de conexionado y protección del inversor

Para recoger y proteger al inversor, además del interruptor seccionador de mando para aislamiento de DC y atendiendo a las dimensiones de éstos, se elige para dicho fin:

Armario individual de 2 puertas Schneider Electric serie NSYPLA de color Gris, 1500 x 1250 x 420mm, IP65

6.2.3. Dimensionado cuadro de conexionado y protección de CA (CCP-AC)

En la caja o cuadro de conexionado y protección de corriente alterna se instalará un interruptor automático magnetotérmico y un diferencial para la protección contra

contactos directos y, contra sobrecargas o sobreintensidades y cortocircuitos; careciendo así este cuadro de descargadores de tensión o varistores u otras protecciones, estando ya cubiertas las necesidades por las protecciones implementadas en el inversor.

En lo referente a las normas y condiciones que dichas protecciones contra sobrecargas o sobreintensidades, cortocircuitos y contactos directos e indirectos, se debe cumplir:

Sobrecargas o sobreintensidades:

Para la protección contra sobrecargas o sobreintensidades se va a instalar un grupo magnetotérmico diferencial en el C.G.P. El sistema de protección debe cumplir simultáneamente (según norma UNE 20460 parte 4-43), por lo que las características del equipo de protección contra sobrecarga deberán cumplir con las siguientes dos condiciones (ecuaciones 27 y 28):

$$I_{sc} \leq I_n \leq I_{ca} \quad \text{Ec. 27}$$

- I_{sc} : intensidad de dimensionamiento del circuito.
- I_n : intensidad nominal del interruptor automático.
- I_{ca} : intensidad de carga admisible del cable.

$$I_{cd} \leq 1,45 \times I_{ca} \quad \text{Ec. 28}$$

- I_{cd} : intensidad de desconexión.

Cortocircuitos:

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible durante un cortocircuito en un cable, en función de la sección del mismo y de la duración del cortocircuito, se emplea la ecuación 29 (para aislamientos no termoestables).

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{143}{\sqrt{t_{cc}}} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

- I_{cc} : intensidad máxima que soporta el cable durante el cortocircuito.
- S : sección del conductor.
- t_{cc} : tiempo que dura el cortocircuito

Contactos directos e indirectos:

Para el cálculo de protección contra contactos indirectos, se va a emplear un interruptor diferencial, el cual tiene que tener una sensibilidad de:

$$I_s < \frac{V_l}{R_b}$$

Donde:

- I_s : sensibilidad del equipo de protección.
- V_l : tensión límite de seguridad (50 V según RBT ITC-BT-18).
- R_b : resistencia de la toma de tierra.

La caja o cuadro de conexionado y protecciones de AC protege el inversor, de tal forma, que el inversor posee en dicho cuadro:

- **Interruptor automático diferencial:** protege a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores activos y tierra o masa de los aparatos, es decir, protección de contactos directos. Para ello se ha elegido un dispositivo cuya sensibilidad será de 30 mA y 40 A.
- **Interruptor automático magnetotérmico:** protege la instalación contra sobrecargas o sobreintensidades y cortocircuitos. Para ello se ha elegido un dispositivo cuyas características son 50 A y 1000 V.

6.2.4. Dimensionado del interruptor automático diferencial de AC

Los interruptores diferenciales automáticos de aislamiento de AC se intercalarán entre los cables principales procedentes de cada inversor y la caja o cuadro de conexionado y protección de AC. Para la elección de este dispositivo, consideramos el mismo procedimiento de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, estos interruptores han de ser capaces de soportar 1,25 veces la intensidad máxima de salida del inversor.

Siendo I_e la intensidad nominal de estos interruptores automáticos, según los cálculos realizados anteriormente:

$$I_e > 1,25 \times I_{tramo-3}$$

$$I_e > 1,25 \times 73,7 A = 92,125 A$$

Interruptor automático diferencial tipo RCD ABB, 100 A, Tipo AC, 4P, 30 mA, System M Pro, de ABB, $I_e = 100A$ y Sensibilidad = 30mA.

6.2.5. Dimensionado del interruptor automático magnetotérmico AC

Los interruptores automáticos magnetotérmicos de corriente alterna, al igual que los diferenciales y a continuación de estos, se intercalarán entre los cables principales procedentes del inversor y la caja o cuadro de conexionado y protección de corriente alterna. Para la elección de este dispositivo, se considera el mismo procedimiento de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712. Estos interruptores han de ser capaces de soportar, tanto la tensión máxima de salida del inversor, cómo 1,25 veces la intensidad máxima de salida del mismo.

Siendo U_e e I_e la tensión e intensidad nominal de estos interruptores automáticos, según los cálculos realizados anteriormente:

$$U_e = U_{sal,inv}$$

$$U_e = 400 V$$

$$I_e > 1,25 \times I_{tramo-3}$$

$$I_e > 1,25 \times 73,7 A = 92,125 A$$

Se selecciona, por tanto, el interruptor automático magnetotérmico NG125 de parámetros nominales:

$$I_e = 100 A$$

Interruptor automático magnetotérmico tipo NG125, de 4 polos, curva C, de SCHNEIDER, $I_e = 100A$.

Con los interruptores elegidos, así como las características de los mismos, se cumplen normas y condiciones que dichas protecciones contra sobrecargas o sobreintensidades, cortocircuitos y contactos directos e indirectos que se debe cumplir, además de proporcionar las protecciones idóneas y adecuadas.

6.2.6. Cuadro eléctrico de conexionado y protección de AC

De acuerdo al número de elementos de protección que irán alojados en él, así como las dimensiones de los mismos, embarrado y cableado; cumpliendo también con las protecciones específicas de sí mismo, se elige para dicho fin:

Armario individual de 1 puerta Schneider Electric serie NSYS, de Acero de color Gris, 658 x 600 x 330mm, IP66

6.2.7. Contador de salida y equipo de medida

Para contabilizar la energía producida y poder verterla a la red de la compañía distribuidora es necesario empleo de estos elementos para lo cual se debe considerar la potencia producida por el generador fotovoltaico y acorde a ésta elegir el mismo. El contador que ya posee la instalación actual ya permite la medición bidireccional de la energía, por lo que no es necesaria la instalación de uno nuevo.

ANEXO 2:

ESTUDIO DE VIABILIDAD

ENERGÉTICA

ÍNDICE

1. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	136
1.1. Radiación solar	136
1.2. Potencia a instalar	141
1.3. Parámetros de rendimiento	141
1.3.1. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica	142
1.3.2. Pérdidas en corriente continua	145
1.3.2.1. Pérdidas por inclinación y acimut	145
1.3.2.2. Pérdidas por degradación fotónica	148
1.3.2.3. Pérdidas por dispersión de potencia	148
1.3.2.4. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos	148
1.3.2.5. Pérdidas eléctricas	148
1.3.2.6. Pérdidas por reflectancia	148
1.3.3. Pérdidas por rendimiento del inversor	149
1.3.4. Pérdidas en corriente alterna	149
1.3.4.1. Pérdidas por sombras	149
1.3.4.2. Pérdidas por baja irradiancia, desconexiones y otras causas	149
1.4. Factor PR. Performance Ratio	149
1.5. Energía generada	150
1.6. Simulación mediante PVGIS	151

1. Estudio de producción energética

Este persigue conocer cuánta energía puede producir la instalación fotovoltaica que se está diseñando en este proyecto, conociendo previamente los siguientes aspectos:

- Radiación Solar
- Potencia a instalar

1.1. Radiación solar

Como es sabido, la Tierra gira alrededor del Sol describiendo una órbita elíptica como se aprecia en la figura 3.2.1. En ella es posible identificar cuatro puntos imaginarios de gran importancia:

- Dos puntos de solsticio (solsticio de invierno y solsticio de verano).
- Dos puntos de equinoccio (equinoccio de primavera y equinoccio de otoño).

Cuando la Tierra se encuentra en uno de los puntos de equinoccio, los rayos solares inciden de forma directa sobre el ecuador. Tanto el día como la noche tienen igual duración en cualquier punto del planeta. Cuando se encuentra en uno de los solsticios, los rayos solares inciden de forma directa sobre los trópicos (de Cáncer en el hemisferio norte y de Capricornio en el hemisferio sur). Esto provoca que el día y la noche difieran en duración en los puntos que no se encuentren en el trópico, donde los rayos inciden oblicuamente. Esto se produce por la inclinación del eje de rotación de la Tierra. Además, en el caso extremo provoca que en los polos se tengan días y noches de 24 horas en verano y en invierno, respectivamente.

En resumen, los cuatro puntos significativos en la órbita de la Tierra son:

- Solsticio de verano (21/22 de junio).
- Equinoccio de primavera (20/21 de marzo).
- Solsticio de invierno (21/22 de diciembre).
- Equinoccio de otoño (22/23 de septiembre).

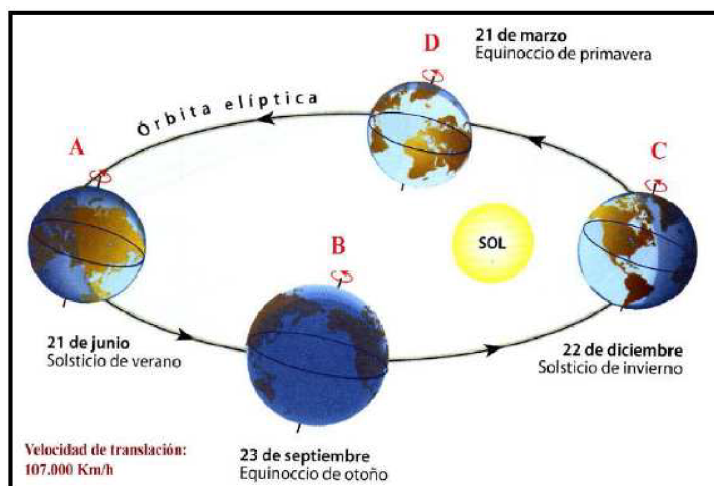


Figura 3.2.1. Movimiento Sol -Tierra. Disponible en: https://quaix.fis.ucm.es/~ncl/lucia_crespo/ElSol.html

Sin embargo, la irradiancia es mayor en verano que en invierno, y con un valor intermedio entre ambos en primavera y otoño. Esto es debido a que los rayos del Sol inciden más perpendicularmente sobre la superficie, a medida que aumenta la distancia Tierra-Sol (mayor altura). Este fenómeno se puede apreciar en la figura 3.2.2.

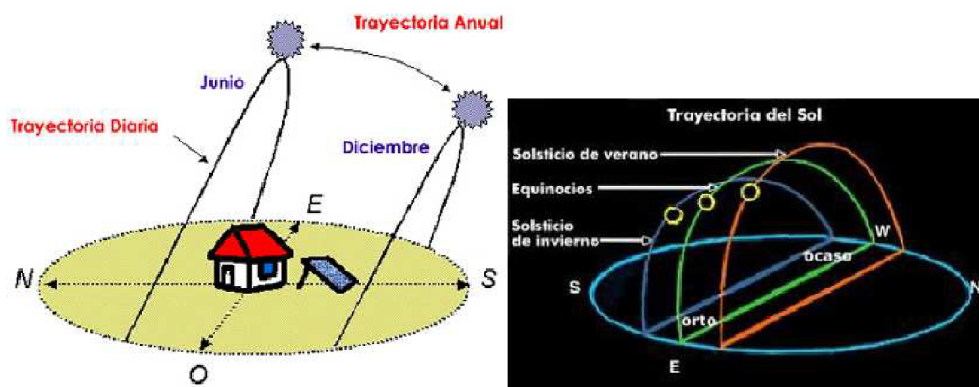


Figura 3.2.2. Incidencia de la radiación solar.

La provincia de Jaén es una de las provincias españolas que posee una radiación diaria media mensual mayor a lo largo del año. Mediante “PGVIS” es posible la obtención de radiación solar, en forma de radiación media diaria mensual y la media anual para distintas inclinaciones del módulo; en comparativa con el programa “OrientSol” para la obtención de los mismos datos requeridos. En la figura 3.2.3 se recogen los resultados de radiación media diaria mensual, media anual (distintas inclinaciones del módulo) y las pérdidas por inclinación respecto al plano horizontal:

Inclinación Óptima Anual												Pérdidas (%)	
Radiación Global (kWh / m^2 / día)											Jaén	Inclinación Óptima (°)	Sobre Plano Horizontal
	Gdm (0 °)	Gdm (10 °)	Gdm (20 °)	Gdm (30 °)	Gdm (40 °)	Gdm (50 °)	Gdm (60 °)	Gdm (70 °)	Gdm (80 °)	Gdm (90 °)	30		
Enero	2.47	2.84	3.22	3.53	3.75	3.88	3.91	3.84	3.68	3.43	3.53	29.96	
Febrero	3.18	3.58	3.92	4.18	4.33	4.39	4.34	4.18	3.93	3.59	4.18	23.85	
Marzo	4.72	5.01	5.31	5.49	5.53	5.44	5.23	4.89	4.44	3.89	5.49	13.96	
Abril	5.34	5.49	5.57	5.53	5.19	4.93	4.57	4.11	3.58	2.97	5.53	3.43	
Mayo	6.62	6.58	6.51	6.3	5.71	5.28	4.74	4.09	3.13	2.44	6.3	-5.11	
Junio	7.18	7.01	6.86	6.55	5.85	5.32	4.69	3.65	2.95	1.89	6.55	-9.65	
Julio	7.04	6.93	6.81	6.54	5.88	5.39	4.78	4.07	3.06	1.99	6.54	-7.64	
Agosto	6.22	6.33	6.37	6.26	5.81	5.46	4.99	4.42	3.75	2.81	6.26	0.71	
Septiembre	4.98	5.29	5.52	5.61	5.44	5.29	5.01	4.62	4.13	3.56	5.61	11.3	
Octubre	3.77	4.19	4.56	4.83	4.98	5.01	4.91	4.7	4.38	3.96	4.83	21.91	
Noviembre	2.5	2.79	3.12	3.38	3.56	3.65	3.65	3.57	3.4	3.15	3.38	26.03	
Diciembre	2.1	2.45	2.79	3.06	3.27	3.39	3.43	3.39	3.26	3.06	3.06	31.47	
MEDIA	4.68	4.87	5.05	5.1	4.94	4.79	4.52	4.13	3.64	3.06	5.1	11.68	

Figura 3.2.3. Irradiación diaria media mensual para Jaén obtenida mediante OrientSol 2.0.

Según los resultados de OrientSol (figura 3.2.3), el ángulo de inclinación óptimo para esta zona sería el de 30°. En la tabla 3.2.1 se refleja las pérdidas que sufriría la instalación si la inclinación de los módulos es de 0° vs. inclinación óptima.

	Gdm(0°) (kWh/m ² /día)	Gdm(Ópt.) (kWh/m ² /día)	Pérdidas (kWh/m ² /día)	Pérdidas(%)
Ene	2,47	3,53	1,06	29,96
Feb	3,18	4,18	1,00	23,85
Mar	4,72	5,49	0,77	13,96
Abr	5,34	5,53	0,19	3,43
May	6,62	6,30	-0,32	-5,11
Jun	7,18	6,55	-0,63	-9,65
Jul	7,04	6,54	-0,50	-7,64
Ago	6,22	6,26	0,04	0,71
Sep	4,98	5,61	0,63	11,30
Oct	3,77	4,83	1,06	21,91
Nov	2,50	3,38	0,88	26,03
Dic	2,10	3,06	0,96	31,47
MEDIA	4,68	5,10	0,43	11,68

Tabla 3.2.1. Pérdidas de radiación sobre plano horizontal respecto de la radiación para el ángulo óptimo.
Elaboración propia. Fuente: OrientSol

Teóricamente, el procedimiento de cálculo de este ángulo óptimo se realiza de la siguiente manera empleando la ecuación 1:

$$\beta_{\text{ópt}} = 3,7 + 0,69\Phi \quad \text{Ec. 1}$$

Siendo:

- Φ : latitud del lugar. Para Andújar $\rightarrow 38.035$

$$\beta_{\text{ópt}} = 3,7 + (0,69 \times 38,035) = 29,94^\circ \cong 30^\circ$$

Este resultado coincide con el obtenido de la base de datos PVGIS, por tanto será la inclinación considerada en los cálculos.

La irradiación media anual para Jaén con una inclinación de módulo de 30° con respecto a la horizontal (ángulo óptimo) y orientación hacia el sur es de: 5,1 kWh/m²/día. El programa “PVGIS” al igual que el programa “OrientSol” es un programa gratuito y se puede encontrar en el siguiente enlace:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

La edificación donde se va a llevar a cabo la instalación fotovoltaica posee una localización: $38^\circ 2' 8''$ Norte, Longitud $4^\circ 2' 48''$ Oeste, con una altitud de 212 metros sobre el nivel del mar. Localidad: Andújar. Capital de provincia: Jaén, España. En la tabla 3.2.2 se recogen los datos ofrecidos por PVGIS para diferentes inclinaciones de módulo fotovoltaico en las coordenadas indicadas.

	Gdm(0°) (kWh/m2)	Gdm(15°) (kWh/m2)	Gdm(25°) (kWh/m2)	Gdm(40°) (kWh/m2)	Gdm(90°) (kWh/m2)	Gdm(Ópt. 35°) (kWh/m2)
Ene	79,56	108,27	124,25	142,18	138,26	137,15
Feb	96,94	120,67	133,06	145,41	125,43	142,22
Mar	143,2	163,25	172,05	177,54	127,15	176,79
Abr	173,48	184,26	186,36	181,6	102,68	184,23
May	216,05	219,23	215,16	200,19	88,32	206,05
Jun	235,71	234,05	226,3	205,43	75,61	213,41
Jul	249,72	250,28	243,33	222,83	85,19	230,97
Ago	221,29	231,89	232,05	222,12	109,39	226,82
Sep	167,09	186,68	194,32	196,85	128,76	197,24
Oct	125,91	152,35	165,61	177,75	144,32	174,84
Nov	84,01	110,38	124,81	140,49	131,34	136,18
Dic	73,71	103,87	120,93	140,57	141,71	134,96
MEDIA DIARIA	5,11	5,66	5,86	5,90	3,83	5,92
Irradiación diaria con inclinación (kWh/m2/día)						

Tabla 3.2.2. Irradiación diaria media mensual para Andújar. Elaboración propia a partir de datos de PVGIS

En las figuras 3.2.4 a 3.2.9 se representan las curvas de irradiación para diferentes ángulos de orientación de los módulos fotovoltaicos.

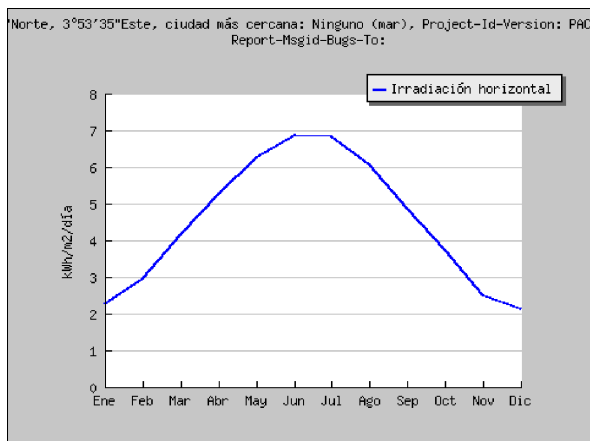


Figura 3.2.4. Inclinación de 0°.

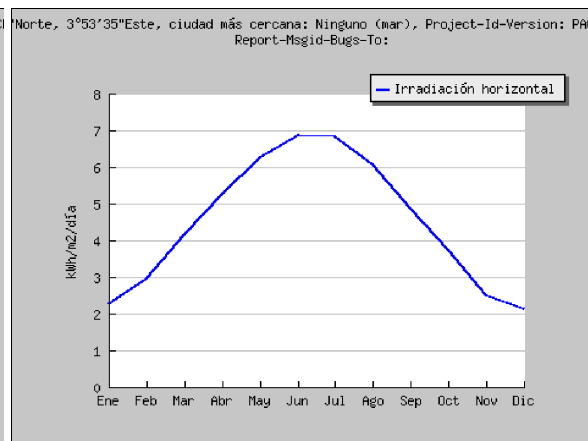


Figura 3.2.5. Inclinación de 15°.

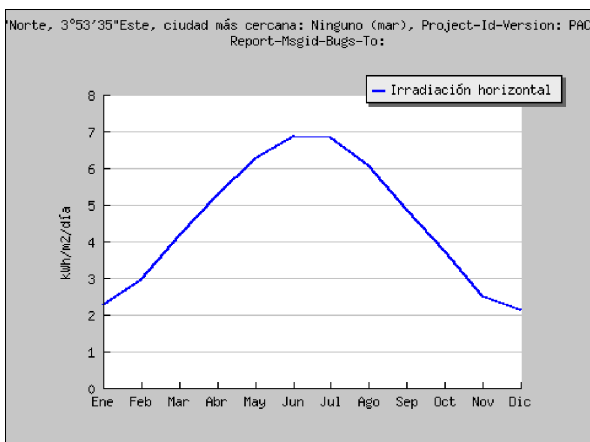


Figura 3.2.6. Inclinación de 25°.

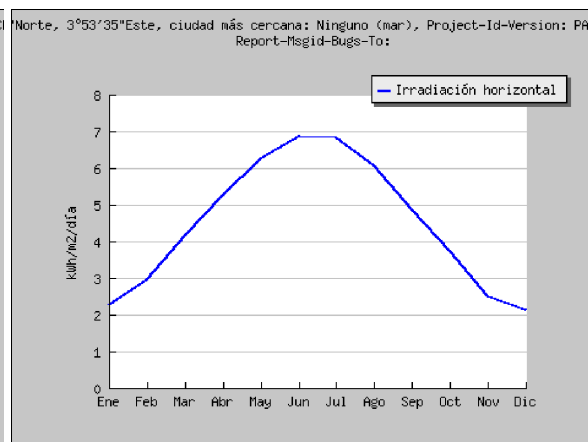


Figura 3.2.7. Inclinación de 40°.

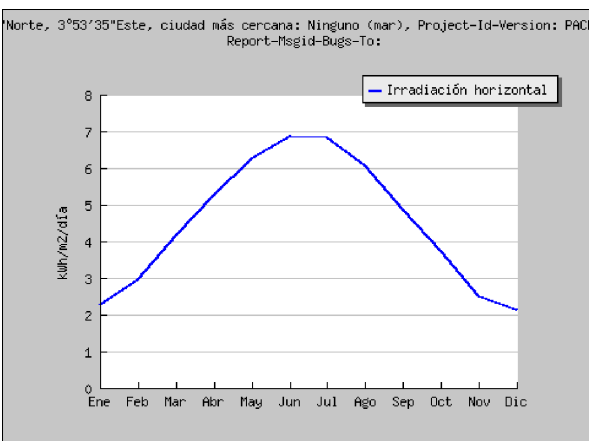


Figura 3.2.8. Inclinación de 90°.

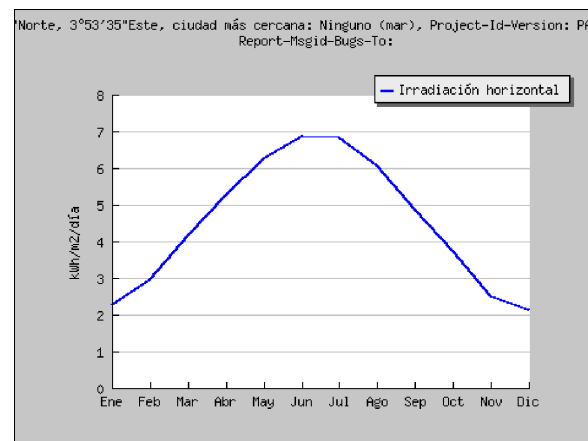


Figura 3.2.9. Inclinación de 35° (óptima).

Con los datos ofrecidos por PVGIS, las pérdidas de irradiación del ángulo óptimo de 35° con respecto a la horizontal de 0° son del 12,15%, tal y como refleja la tabla 3.2.3:

	Gdm(0°) (kWh/m2)	Gdm(Ópt. 35°) (kWh/m2)	Pérdidas (kWh/m2)	Pérdidas (%)
Ene	79,56	137,15	57,59	41,99%
Feb	96,94	142,22	45,28	31,84%
Mar	143,2	176,79	33,59	19,00%
Abr	173,48	184,23	10,75	5,84%
May	216,05	206,05	-10	-4,85%
Jun	235,71	213,41	-22,3	-10,45%
Jul	249,72	230,97	-18,75	-8,12%
Ago	221,29	226,82	5,53	2,44%
Sep	167,09	197,24	30,15	15,29%
Oct	125,91	174,84	48,93	27,99%
Nov	84,01	136,18	52,17	38,31%
Dic	73,71	134,96	61,25	45,38%
MEDIA DIARIA	5,11	5,92	0,81	13,61%
Irradiación diaria con inclinación (kWh/m2/día)				

Tabla 3.2.3. Pérdidas sobre plano horizontal respecto a la inclinación óptima.

Estos resultados de radiación media diaria mensual y la media anual para distintas inclinaciones del módulo; además del ángulo óptimo de inclinación obtenidos mediante el programa "PVGIS" son más exactos a la hora de realizar el dimensionado de dicha instalación fotovoltaica ya que en dicho programa podemos introducir las coordenadas exactas de la ubicación de la instalación fotovoltaica. Resumiendo, para la ubicación considerada de la planta, obtenemos unos resultados de inclinación o ángulo óptimo de 35° y orientación al sur (0°), así como una irradiancia media de 5.92 kWh/m²/día para dicho ángulo.

1.2. Potencia a instalar

Como ya se ha desarrollado en el Anexo 1 - Memoria de Cálculo, el objeto del proyecto es diseñar un generador fotovoltaico cuya potencia nominal instalada es de 51,84 kWp., aproximadamente, mediante la utilización de un inversor FRONIUS TAURO ECO 50-3-D, el cual posee una potencia máxima de corriente continua de 50 kWp, y un módulo fotovoltaico LONGI Mono PERC 540 Wp 72 HPH.

1.3. Parámetros de rendimiento

La eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, tiene en cuenta pérdidas por dispersión de potencia, pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica, pérdidas por suciedad sobre los módulos fotovoltaicos, pérdidas por

inclinación y acimut, pérdidas por sombras, pérdidas por degradación fotónica, pérdidas eléctricas y pérdidas por reflectancia.

1.3.1. Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos se ve afectado de forma negativa con el aumento de la temperatura de trabajo. Se trata de un elemento continuamente expuesto a la radiación solar, por lo que es necesario que exista una buena refrigeración. Por ello, el incremento de temperatura que pueda tener lugar ha de ser tenido en cuenta para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura.

Andújar es una ciudad de veranos con altas temperaturas, escasas lluvias y cielos mayormente despejados. Los inviernos son fríos, parcialmente nublados y poco lluviosos. La temperatura a lo largo del año oscila entre 3 °C y 37 °C de media, superando en algunas ocasiones los 41 °C o alcanzando temperaturas inferiores a -2 °C. En la figura 3.2.10 se puede observar las temperaturas promedio máximas y mínimas de cada mes en Andújar en los últimos años, así como en la tabla que acompaña a la gráfica de dicha figura, el valor de la temperatura promedio mensual.

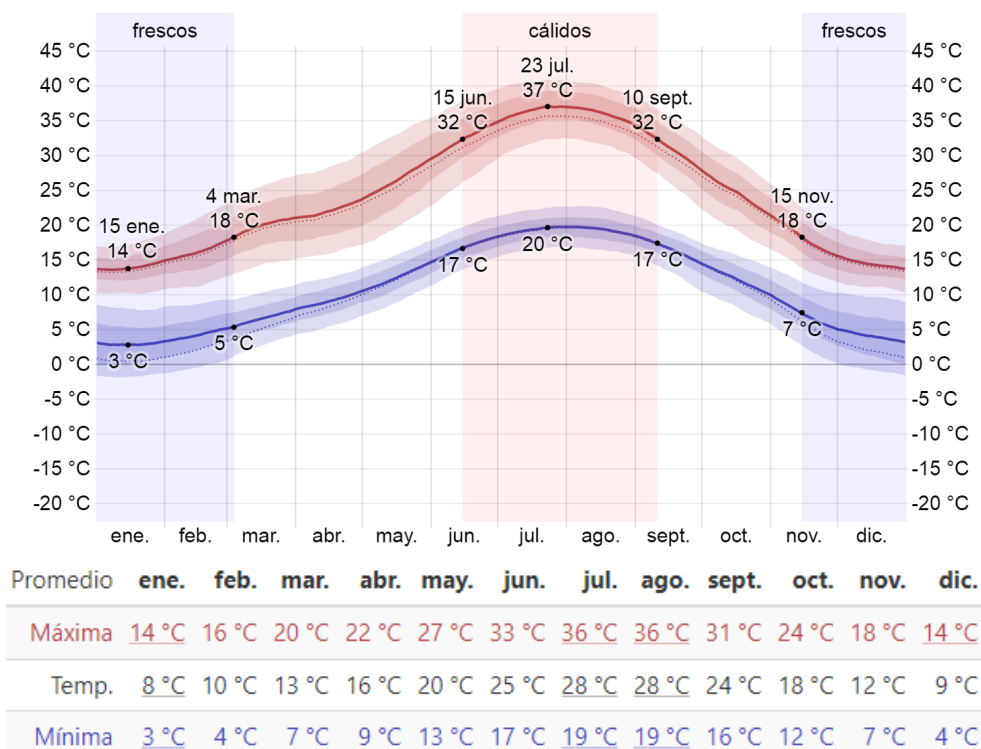


Figura 3.2.10. La temperatura máxima (línea roja) y la temperatura mínima (línea azul) promedio diaria. Fuente

© WeatherSpark.com

Sin embargo, hay que destacar que el valor promedio de la temperatura diaria se calcula normalmente teniendo en cuenta la temperatura a lo largo de las 24 horas del día. En consecuencia, el valor de la temperatura promedio diaria será inferior al valor promedio de temperatura a la que va a trabajar el generador fotovoltaico durante las horas de sol. Es decir, para el generador fotovoltaico es despreciable que durante las horas de noche la temperatura sea de 0°C si durante el periodo de funcionamiento de día la temperatura promedio es de 40 °C. Aunque este caso extremo no es el que tiene lugar en este estudio, sí hay que tener en cuenta la posible desviación que tendrán las pérdidas por temperatura si el promedio que se emplea es el de las 24 horas y no el de las horas de luz solar.

De una forma gráfica y codificada por colores, en la figura 3.2.11 se puede observar la temperatura promedio registrada por hora en Andújar. La zona sombreada corresponde a las horas nocturnas, por lo que es lógico pensar que el promedio de temperatura en horas diurnas será mayor que en el cómputo de las 24 horas.

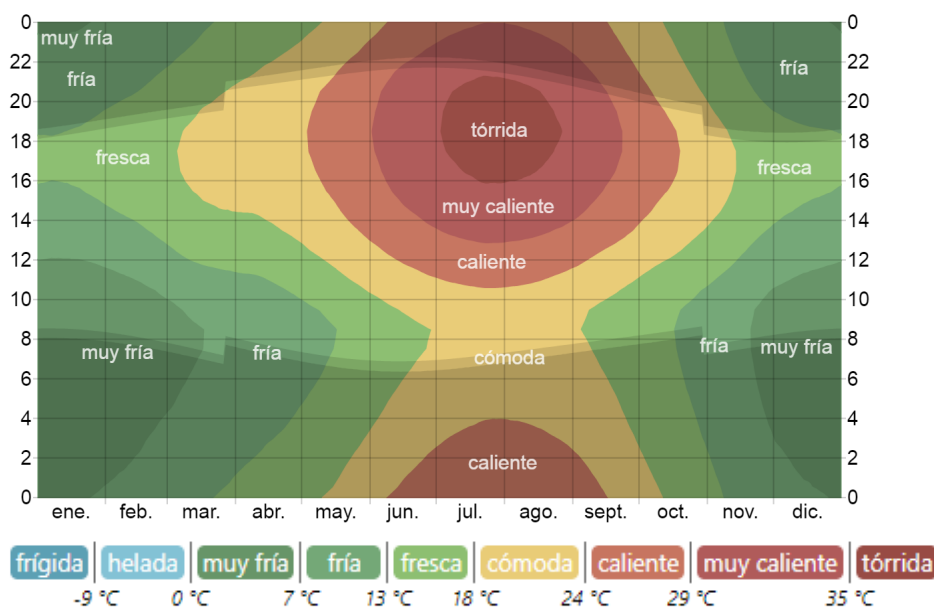


Figura 3.2.11. La temperatura reportada por hora, codificada por colores en bandas. Las áreas sombreadas superpuestas indican la noche y el crepúsculo civil. Fuente © WeatherSpark.com

Por otra parte, como fuente de información alternativa y complementaria se emplea la base de datos de la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) tal y como muestra la figura 3.2.12 y 3.2.13. En ella se pueden obtener, entre otros, datos relativos a radiación solar para un plano fijo (inclinación y

azimut determinados) o un plano con seguimiento, así como perfil de temperatura diario para unas coordenadas geográficas concretas.

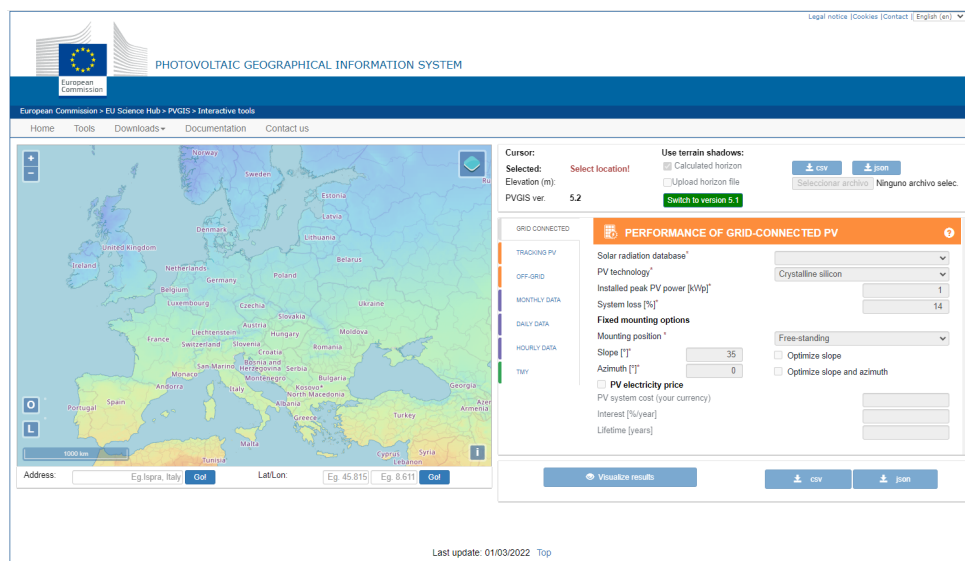


Figura 3.2.12. Herramienta PVGIS. Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Para el caso que se está estudiando, se han obtenido los datos de irradiancia para un plano con una inclinación de 35° y un azimut de -30°, así como el perfil de temperatura media horaria mensual.

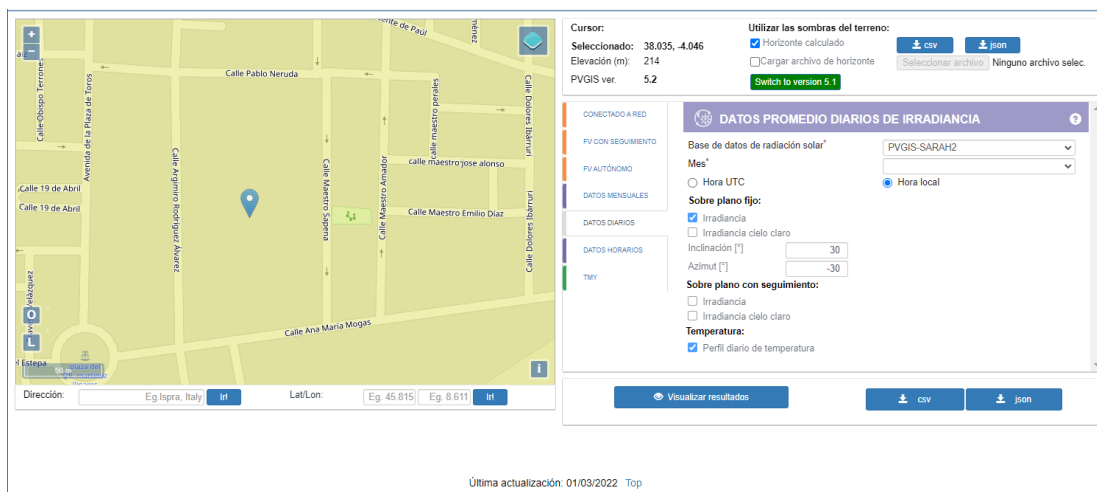


Figura 3.2.13. Herramienta PVGIS para el caso en estudio. Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

En base a lo anteriormente expuesto, se ha elaborado la tabla 3.2.4 que recoge la temperatura ambiente promedio mensual. Ésta se ha elaborado con los datos recabados en el Anexo 5 - Datos meteorológicos. Además, se han incluido diferentes cálculos para la temperatura de célula suponiendo los extremos de la $TONC = 45 \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$, así como el incremento de temperatura respecto a las

condiciones estándar de 25 °C. Por último, se ha incluido las pérdidas de potencia por efecto de la temperatura.

MES	Tamb (°C)	Tc (TONC=43°C)	Tc (TONC=47°C)	ΔT (°C) (TONC=43°C)	ΔT (°C) (TONC=47°C)	Ptemp (%)	
ENERO	10,03	22,71	24,91	-2,29	-0,09	0,78%	0,03%
FEBRERO	11,89	25,24	27,56	0,24	2,56	-0,08%	-0,87%
MARZO	14,48	28,75	31,23	3,75	6,23	-1,28%	-2,12%
ABRIL	17,50	30,97	33,31	5,97	8,31	-2,03%	-2,83%
MAYO	22,56	37,59	40,21	12,59	15,21	-4,28%	-5,17%
JUNIO	27,81	43,00	45,64	18,00	20,64	-6,12%	-7,02%
JULIO	31,71	47,52	50,28	22,52	25,28	-7,66%	-8,60%
AGOSTO	31,21	47,45	50,27	22,45	25,27	-7,63%	-8,59%
SEPTIEMBRE	26,47	42,95	45,81	17,95	20,81	-6,10%	-7,08%
OCTUBRE	21,20	34,96	37,35	9,96	12,35	-3,39%	-4,20%
NOVIEMBRE	13,88	25,63	27,68	0,63	2,68	-0,21%	-0,91%
DICIEMBRE	11,08	23,38	25,52	-1,62	0,52	0,55%	-0,18%
MEDIA	19,99	34,18	36,65	9,18	11,65	-3,12%	-3,96%

Tabla 3.2.4. Pérdidas por temperatura calculadas mensualmente

El cálculo de las pérdidas de potencia por temperatura se ha realizado teniendo en cuenta el coeficiente que ofrece el fabricante del módulo para este caso. Se trata de un -0.34 %/ °C. Esto, multiplicado por el incremento de temperatura que sufre la célula respecto a las condiciones estándar a 25 °C, ΔT (°C), da lugar a las pérdidas por este factor. Se puede concluir que la instalación fotovoltaica verá disminuida de forma promedio su potencia de generación entre un 3,12% y un **3,96%**, tomando este último valor por ser el más restrictivo.

1.3.2. Pérdidas en corriente continua

1.3.2.1. Pérdidas por inclinación y acimut

Según lo dispuesto en el Código Técnico de la Edificación (CTE)-HE5 a través de la tabla 3.2.5, las pérdidas asociadas a la inclinación y acimut, además de sombras (pero en este caso son nulas ya que no existen elementos alrededor que puedan producir sombras) de esta instalación deben ser inferiores a los límites:

Caso	Orientac./inclin.	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración archit.	40%	20%	50%

Tabla 3.2.5. Límites de pérdidas por orientación e inclinación.

Para este tipo de instalación se suponen unas pérdidas por orientación e inclinación para el caso general del 10%. De acuerdo a dicho código la comprobación de la tabla anterior se puede obtener de manera gráfica y analítica.

Gráfica:

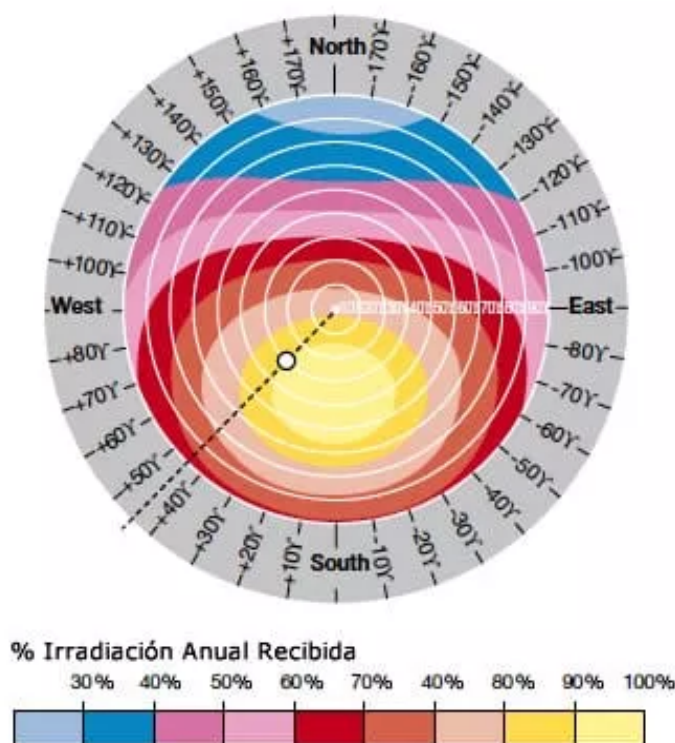


Figura 3.2.14.. Irradiación frente a acimut e inclinación del panel. Fuente [SunFields Europe](http://SunFieldsEurope.com)

Puesto que la orientación del lugar es hacia el sur, con un ángulo de acimut (α) de -30° y una inclinación de 35° respecto de la horizontal, se observa en el gráfico de la figura 3.2.14 que la eficiencia está comprendida entre el 95-100%.

Analítica:

El cálculo de estas pérdidas se realiza de a partir de la ecuación 2:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times \left[1, 2 \times 10^{-4} \times (\beta - \Phi + 10)^2 + 3, 5 \times 10^{-5} \times \alpha^2 \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times \left[1,2 \times 10^{-4} \times (30 - 38 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times (-30)^2 \right] = 3,198 \%$$

Donde:

- β = inclinación del generador fotovoltaico = 30° .
- α = orientación o acimut del generador fotovoltaico = -30°
- Φ = latitud del lugar = 38° aproximadamente.

Nota: α , β , Φ se expresan en grados sexagesimales.

Las pérdidas por este concepto, las cuales se van a considerar en el cálculo de esta instalación fotovoltaica, son del **3,198%**.

También se puede obtener la irradiación diaria incidente en esta instalación para los valores de latitud, inclinación y orientación escogidos, ya que considerando esta irradiación para la misma latitud, una inclinación de 0° y orientación también de 0° ; se considera aproximadamente de $H_a(\alpha = 0^\circ, \alpha = 0^\circ) = 5 \text{ kWh/m}^2$, como se observa en la figura 3.2.15, para la zona V, donde se ubica la instalación:

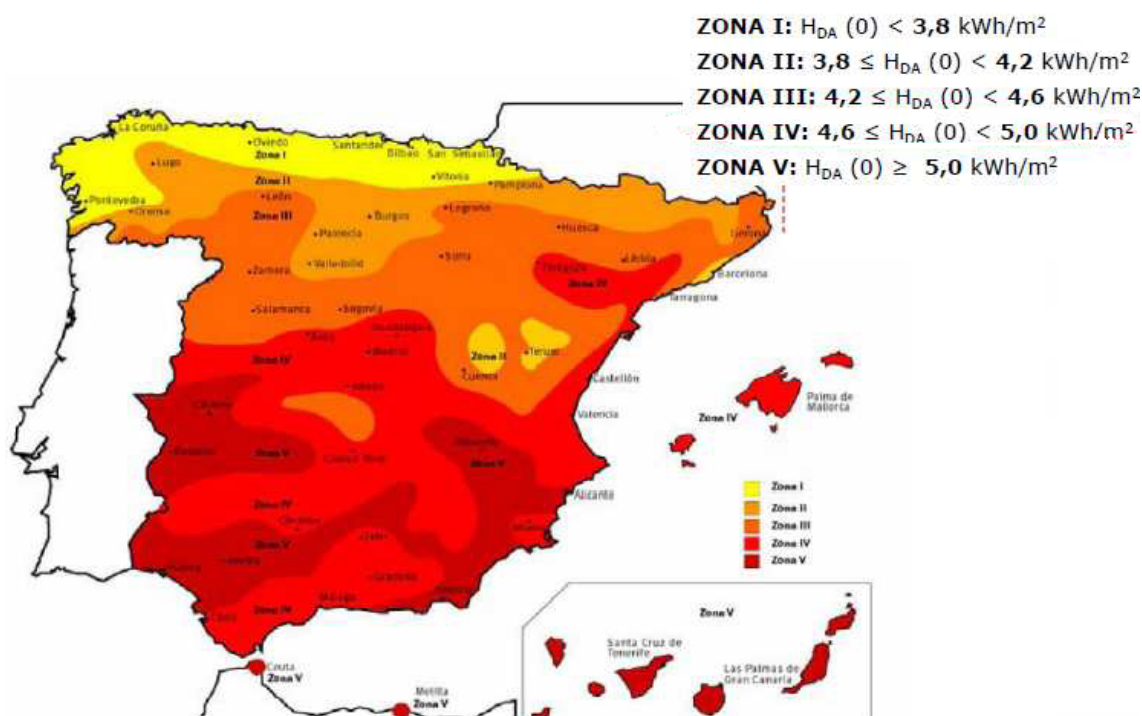


Figura 3.2.15.. Mapa de zonas climáticas y radiación solar. Fuente: INM. Generado a partir de isólinas de radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal

Considerando el porcentaje de eficiencia de 96,802% (100% menos el 3,198% de pérdidas por orientación e inclinación) de efectividad y aplicando:

$$Ha_{(\alpha, \beta)} = \frac{Ha_{(\alpha=0^\circ, \beta=0^\circ)}}{0,96802} = \frac{5 \text{ kWh/m}^2}{0,96802} = 5,165 \text{ kWh/m}^2$$

1.3.2.2. Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al Sol. El fabricante indica que la degradación de potencia es inferior al 2% el primer año y del 0,55% a partir del segundo hasta los 25 años. Se admite como valor promedio anual el **0,61%**.

1.3.2.3. Pérdidas por dispersión de potencia

El fabricante de los paneles garantiza que su potencia está siempre dentro de un rango de $0 \pm 3\%$, por lo que se estiman las posibles pérdidas por dispersión de potencia en un **3%**.

1.3.2.4. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos

En condiciones normales de situación y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes, los paneles fotovoltaicos no tienen porqué superar unas pérdidas del **1%**.

1.3.2.5. Pérdidas eléctricas

Estas pérdidas se producen por la caída de tensión en los conductores de la instalación. De los cálculos realizados en el Anexo 1 - Memoria de cálculo se obtiene que en los conductores de CC las pérdidas serán de un 1,264% y las pérdidas en conductores de CA de un 1,04%, por lo que las pérdidas eléctricas totales serán de un **2,304%**.

1.3.2.6. Pérdidas por reflectancia

Las pérdidas que hacen referencia a los efectos angulares de reflexión y espectrales, cuyo calor se estiman en un **1%**.

Teniendo en cuenta todas las pérdidas obtenidas anteriormente, se considera un porcentaje de pérdidas en corriente continua del 11'052% **≈11,1%**.

1.3.3. Pérdidas por rendimiento del inversor

Estas son las pérdidas del inversor debido al rendimiento del mismo, cuyo valor es $\eta=98,5\%$. Las pérdidas por este concepto son, por tanto, del **1,5%**.

1.3.4. Pérdidas en corriente alterna

1.3.4.1. Pérdidas por sombras

En esta instalación fotovoltaica no existen pérdidas debidas a este concepto, puesto que se ha realizado el dimensionado salvando todas las posibles sombras circundantes del lugar, por lo que las pérdidas por este concepto son del 0%.

1.3.4.2. Pérdidas por baja irradiancia, desconexiones y otras causas

La herramienta PVGIS ofrece un valor conjunto para las pérdidas por temperatura y baja irradiancia. Puesto que el valor para el primer concepto se ha calculado a parte, se obtiene el valor del segundo por diferencia. De este modo se considera unas pérdidas por este término del **5,62 %**.

Teniendo en cuenta todas las pérdidas obtenidas anteriormente, se considera un porcentaje de pérdidas en corriente alterna del **5,62%**.

RESUMEN

- P_{temp} = pérdidas por temperatura = 3,96%.
- P_{dc} = pérdidas en corriente continua = 11,1%.
- η_{inv} = rendimiento del inversor = 98,5%.
- P_{ac} = pérdidas por corriente alterna = 5,62%

1.4. Factor PR. Performance ratio

El factor PR es un factor descrito en la norma UNE IEC 61724, el cual depende de las pérdidas producidas a lo largo de toda la instalación fotovoltaica y el cual se obtiene mediante la ecuación 3:

$$PR = (1 - P_{temp}) \times (1 - P_{dc}) \times \eta_{inv} \times (1 - P_{ac}) \approx 0,65 - 0,8 \quad \text{Ec.3}$$

Cada uno de los parámetros de esta fórmula son las distintas pérdidas en la instalación como se observa en la figura 3.2.16:

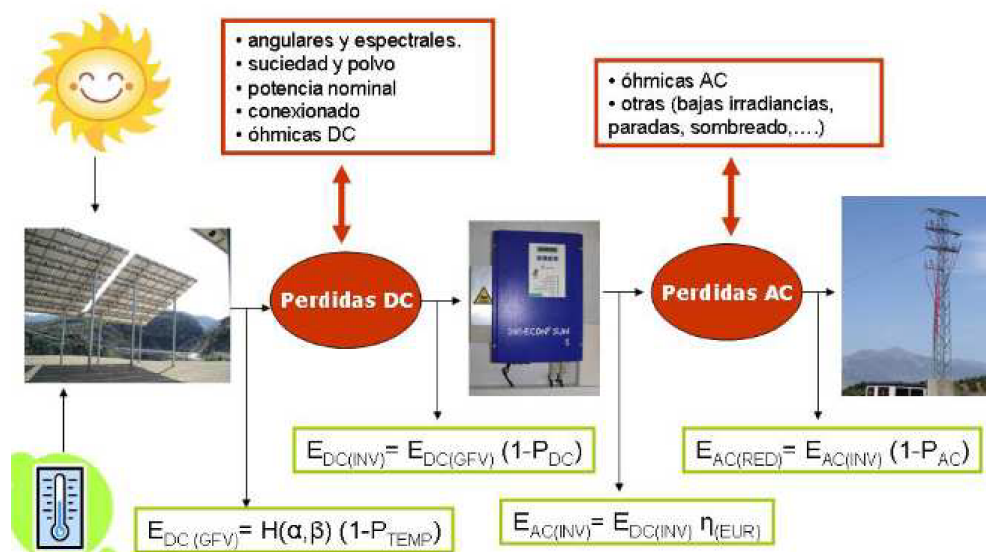


Figura 3.2.16. Pérdidas en instalaciones fotovoltaicas. Adaptado de “Tema 7 Balance energético de un SFCR”, de Jiménez Ramiro J.A., 2016. Fuente: [YouTube](#)

Donde para realizar el cálculo del factor PR se considera:

- P_{temp} = pérdidas por temperatura = 3,96%.
- P_{dc} = pérdidas en corriente continua = 11,1%.
- η_{inv} = rendimiento del inversor = 98,5%.
- P_{ac} = pérdidas por corriente alterna = 5,62%

$$PR = (1 - 0,0396) \times (1 - 0,111) \times 0,985 \times (1 - 0,0562) = 0,7937 \approx 0,8$$

Estando dentro del margen 0,65-0,8 establecido, por lo tanto, el **PR = 0,8**.

1.5. Energía generada

A continuación se realiza una aproximación de la energía generada durante un año, teniendo en cuenta la potencia instalada de 51,84 kWp, la irradiación sobre la superficie con inclinación de 35° y orientada hacia el sur-este (30°) es de 5,16 kWp/m2 y un factor de eficiencia PR de 0'8.

Conocidos estos datos, se está en condiciones de calcular la producción de energía eléctrica anual del sistema fotovoltaico, siguiendo la ecuación 4:

$$E = G \times P_{gfv} \times PR \times 365 \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

- E: producción de energía eléctrica anual (kWh/año).
- G: valor medio anual de irradiación diaria sobre una superficie (kWh/m²).
- P_{gfv}: potencia del generador fotovoltaico en condiciones estándar (kWp)
- PR: performance ratio=0,8

Por lo tanto:

$$E = 5,16 \times 51,84 \times 0,8 \times 365 = 78108,37 \frac{kWh}{año}$$

La energía producida de manera aproximada es de **78,11 MWh/año**.

1.6. Simulación mediante PVGIS

Introduciendo los valores característicos de nuestra instalación necesarios para realizar el cálculo de manera:

- 51,84 kWp de potencia instalada.
- Pérdidas debidas a factores como dispersión de potencia, cableado, suciedad, orientación e inclinación: 18,22%.
- Inclinación = 35°.
- Acimut = -30°.

Tras realizar los cálculos, se obtienen los siguientes resultados:

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.035,-4.046
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	51.84
Pérdidas sistema [%]:	18.22
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	35
Ángulo de azimut [°]:	-30
Producción anual FV [kWh]:	78674.13
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2097.74
Variación interanual [kWh]:	2251.81
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.62
Efectos espectrales [%]:	0.44
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.56
Pérdidas totales [%]:	-27.65

Figura 3.2.17.. Resultados con programa PVGIS.

Esta herramienta aplica una pérdidas tal que en función de los datos de radiación solar almacenados por el programa:

- Pérdidas estimadas debido a la temperatura y baja irradiancia = 9,56%.
- Pérdidas debido a efectos angulares de reflectancia = 0,44%.
- Otras pérdidas (cables, inversor....) = 18,22%.
- Pérdidas combinadas = 27,65%.

Como se puede observar el resultado de la energía total producida anualmente difiere en poco del valor calculado anteriormente, **78,67 MWh**.

ANEXO 3:

ESTUDIO DE VIABILIDAD

ECONÓMICA

ÍNDICE

1. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	157
1.1. Precio del kWh	157
1.2. Posibles subvenciones y beneficios fiscales	159
1.3. Coste de la instalación	160
1.4. Consumo energético del usuario	160
1.5. Vida útil del sistema fotovoltaico	160
1.6. Criterios de rentabilidad	160
2. ESTUDIO ECONÓMICO	162

1. Estudio de viabilidad económica

Este estudio tiene la finalidad de ver la rentabilidad de la instalación fotovoltaica diseñada, bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada. Esta modalidad implica que la energía no autoconsumida puede verse a la red, pero no puede ser vendida. En este caso, según se explica en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico dedicado al autoconsumo, el mecanismo de compensación simplificado permite al consumidor compensar en su factura la energía consumida con la energía excedentaria. Esto se traduce en que la energía excedentaria es retribuida al cliente, pero a un precio menor que la energía consumida, no pudiendo nunca suponer un beneficio neto, sino reducciones en la facturación.

Para el estudio previo de viabilidad económica, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Precio del KW/h consumido y excedentario.
- Posibles subvenciones y beneficios fiscales.
- Coste de la instalación.
- Consumo energético del usuario.
- Vida útil del sistema fotovoltaico.
- Criterios de rentabilidad.

1.1. Precio del kWh

Establecer un valor para el kWh tanto consumido como excedentario para este estudio de viabilidad económica puede resultar poco representativo dada la elevada volatilidad que está experimentando el mercado energético por la actual situación socioeconómica y geopolítica.

Se va a realizar un análisis del precio medio tanto del kWh consumido con tarifa regulada (PVPC) como del kWh excedentario del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC). Para ello, se recurre a ESIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema), perteneciente a Red Eléctrica de España y disponible en <https://www.esios.ree.es/?locale=es>. A través del mismo, es posible obtener la información requerida organizándose en diferentes periodos.

En la figura 3.3.1 se puede apreciar la evolución histórica del precio de la energía (kWh consumido) desde junio de 2021, momento en el que se modificó la legislación que definía la forma de tarifar la energía eléctrica regulada.

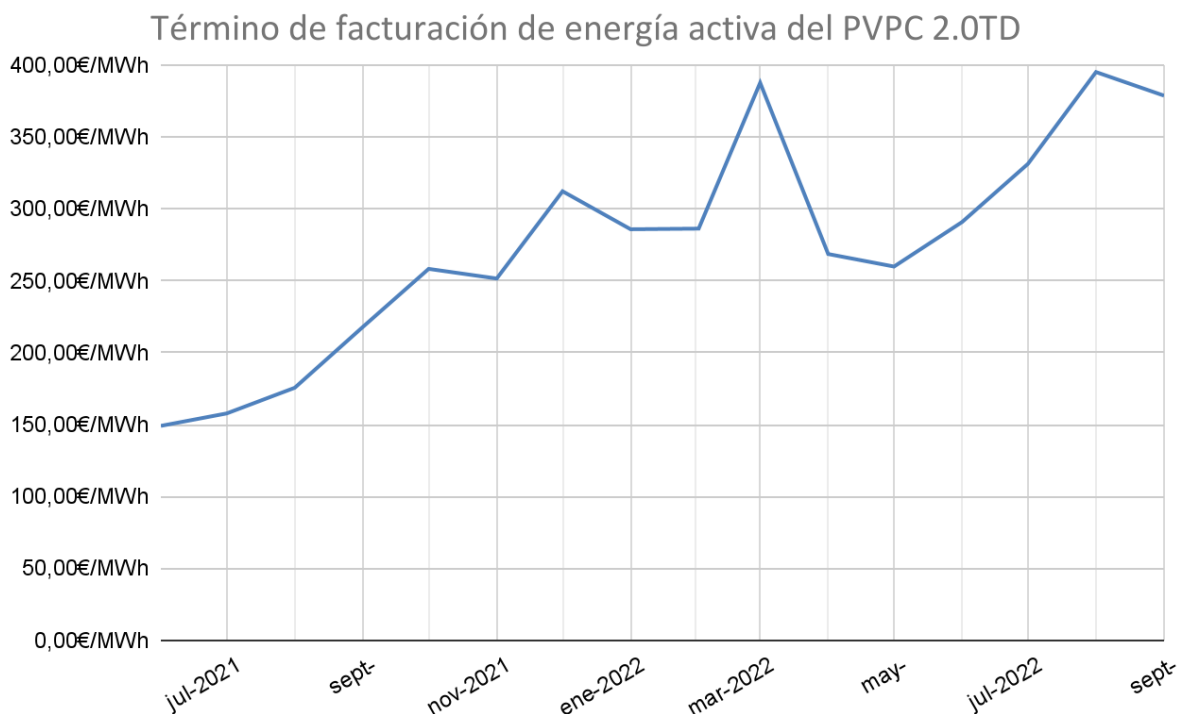


Figura 3.3.1. Histórico del precio de la energía desde junio-2021 a septiembre-2022. Elaboración propia. Fuente: [ESIOS](#)

Se puede observar cómo el precio ha pasado de unos 150 €/MWh (0,15 €/kWh) en junio de 2021 a casi 400 €/MWh (0,4 €/kWh) en septiembre de 2022. Se trata de un incremento en torno al 166% en 15 meses. Por otra parte, en la figura 3.3.2 se muestra la evolución del precio del kWh excedentario del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada. El periodo comprendido va desde abril de 2019, cuando entró en vigor el RD 244/2019, hasta la actualidad. Durante casi 2 años se mantuvo en torno a los 50 €/MWh (0.05 €/kWh), hasta que coincidiendo con la entrada en vigor del nuevo sistema de tarificación, el precio comenzó a aumentar notablemente.

Para concretar estos datos, el promedio del coste del término de facturación de energía desde junio de 2021 a septiembre de 2022 ha sido de **275 €/MWh (0,275 €/kWh)**. Por otra parte, el promedio del precio de la energía excedentaria en el mismo periodo ha sido de **172 €/MWh (0,172 €/kWh)**.

PRECIO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA DEL AUTOCONSUMO PARA EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (PVPC)

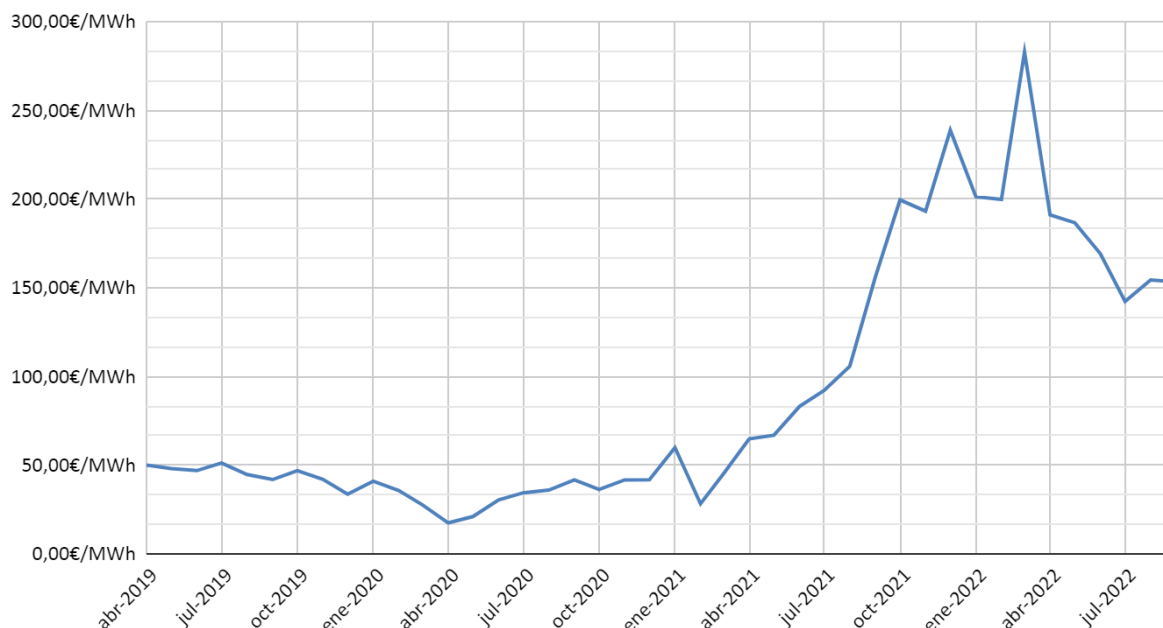


Figura 3.3.2. Histórico del precio de la energía excedentaria del autoconsumo desde abril-2019 a septiembre-2022. Elaboración propia. Fuente: [ESIOS](#)

Con estos datos se va a realizar el estudio económico, siendo conscientes de la volatilidad del mercado y la incertidumbre que esto genera.

1.2. Posibles subvenciones y beneficios fiscales

El caso bajo estudio se trata de un centro educativo público adscrito a la Consejería de Desarrollo Educativo y Formación Profesional de la Junta de Andalucía. Para este caso existen incentivos pertenecientes al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia financiado por la Unión Europea con los fondos NextGenerationEU y regulado en España por el Real Decreto 477/2021 y en Andalucía por la Resolución de 28 de septiembre de 2021.

Según se puede leer en el portal web de la Agencia Andaluza de la Energía, la realización de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en el sector de las Administraciones Públicas es una actuación incentivable. En este caso concreto, pertenecería al “Programa de incentivos 4” y la cuantía oscila entre los 500 y 1000 €/kWp. De esta forma, se estima una posible ayuda económica entre 25920€ y 51840€.

1.3. Coste de la instalación

De los resultados obtenidos en el presupuesto, se obtiene que el coste de la instalación es de 49022,18 € para una instalación de 51,84 kWp; de manera que el precio en este sistema fotovoltaico del Wp instalado es aproximadamente de 1,06 €, de los cuales, aproximadamente, el 50% corresponde a los costes del generador, un 18% al inversor y el 32% restante al resto de la instalación (cableado, aparamenta...).

1.4. Consumo energético del usuario

Tras analizar detenidamente la facturación desde el año 2010 hasta el año 2021, se obtiene que el consumo promedio anual es de **84794 kWh**.

1.5. Vida útil del sistema fotovoltaico

La vida útil de una instalación fotovoltaica, viene definida principalmente por la vida útil de los paneles solares. El mantenimiento es escaso, pero necesario para aumentar la durabilidad de los elementos, suponiendo un factor importante.

Los módulos empleados tienen una garantía de funcionamiento de 25 años, aunque tienen una vida útil esperada de 30 o 40 años. Aunque no se puede saber con exactitud. En cambio, la vida útil de los restantes elementos (inversor, cableado, aparamenta, etc...) tienen una vida útil típica de cualquier otro elemento y/o material eléctrico. Lo cual es compatible con la vida de los módulos fotovoltaicos.

La vida útil de los módulos viene avalada por el fabricante, asegurando su correcto funcionamiento y entregando su potencia correspondiente al menos de 20 a 25 años. Después de este periodo el fabricante garantiza un rendimiento de los módulos fotovoltaicos de más del 80%.

1.6. Criterios de rentabilidad

- Valor Actual Neto (VAN): Indica la ganancia o rentabilidad neta generada por el proyecto. Un $VAN > 0$, implica que la inversión es rentable. Un $VAN = 0$ indica que la inversión no generará beneficios ni pérdidas. Un $VAN < 0$ indica que la inversión producirá pérdidas.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{R_n}{(1+K)^t} - A \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

- Desembolso inicial (A): Dinero necesario para poner en marcha el proyecto.
- Vida Útil (n): Número de años que se estima que dure la instalación.
- Flujos de caja (Rn): Cobros menos gastos de cada periodo.
- Valor residual: Valor de la instalación al final de su vida útil.
- Tasa de descuento (K): La tasa de descuento de flujos de caja se obtiene a través del WACC (Weighted Average Cost of Capital) o CPPC (Coste Ponderado Promedio del Capital) . Tal y como indica la CNMC, el WACC es usado ampliamente entre analistas financieros, reguladores e inversores (CNMC, 2018a). Además, según indica el mismo organismo el valor oscila en el rango del 7,09% al 7,21% para la actividad de producción de energía eléctrica (CNMC, 2018b). En el mismo informe se indica que el valor más empleado es el inferior.

Para una instalación de una potencia instalada de **51,84 kWp**.

Inversión inicial: **49022,18 €**.

Producción anual de energía: **78108 kWh/año**.

Consumo anual de energía: **84794 kWh/año**.

Valor del Kwh consumido: **0,275 €/kWh**.

Valor del kWh excedentario: **0,172 €/kWh**.

Coste kWh sin autoconsumo: **23318,35 €/año**.

Coste de energía de red: **1838,65 €/año**. (No puede abastecer la instalación)

Ahorro neto: **21479,70 €/año**. Para obtener este ahorro neto, se considera como ingreso el coste que tendría la electricidad sin tener la instalación FV y se considera como coste la energía que no es capaz de cubrir la instalación y que se tiene que comprar de la red.

Vida útil de la instalación: + **25 años**.

Gastos de mantenimiento (0,1% inversión inicial): **50 €/año**.

2. Estudio económico

El estudio para comprobar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica ha sido llevado a cabo desde tres vertientes:

- Sin recibir ningún tipo de ayuda económica.
- Recibiendo la cantidad mínima del programa estatal de ayudas, 500 €/kWp.
- Recibiendo la cantidad máxima del programa estatal de ayudas, 1000 €/kWp.

Tal y como se ha descrito en el apartado de criterios de rentabilidad, para evaluar esta inversión se recurre al VAN (Valor Actualizado Neto). Se trata de un criterio de inversión que tiene en cuenta los flujos de caja del periodo bajo estudio. En la tabla 3.3.1 se muestra un resumen para el periodo de 25 años

	Año 0	Año 1	Año 2	Año ...	Año 24	Año 25
Coste energía de red		1.838,65 €	1.838,65 €	1.838,65 €	1.838,65 €	1.838,65 €
Coste kWh sin autoconsumo		23.318,35 €	23.318,35 €	23.318,35 €	23.318,35 €	23.318,35 €
Ahorro neto		21.479,70 €	21.479,70 €	21.479,70 €	21.479,70 €	21.479,70 €
Coste de la instalación	49.022,18 €					
Coste de mantenimiento		50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €

Flujos de caja	-49.022,18 €	21.429,70 €	21.429,70 €	21.429,70 €	21.429,70 €	21.429,70 €
----------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Tabla 3.3.1. Resumen de ingresos gastos y flujos de caja

Con estos datos y conociendo los términos A , K y R_n de la Ec. 1, se puede calcular el VAN. El resultado es:

$$VAN = 198.698'86 \text{ €}$$

En la tabla 3.3.2 se muestra el VAN anualizado, de forma que se puede comprobar a partir de qué momento la inversión es rentable. Entre el segundo y el tercer año, el valor del VAN pasa de negativo a positivo.

Años	VAN
1	-29.011,25 €
2	-10.325,17 €
3	7.123,78 €
4	23.417,51 €
5	38.632,49 €
6	52.840,15 €
7	66.107,18 €
8	78.495,85 €
9	90.064,32 €
10	100.866,88 €
11	110.954,25 €
12	120.373,78 €
13	129.169,68 €
14	137.383,23 €
15	145.053,00 €
16	152.214,99 €
17	158.902,81 €
18	165.147,85 €
19	170.979,44 €
20	176.424,94 €
21	181.509,91 €
22	186.258,23 €
23	190.692,18 €
24	194.832,58 €
25	198.698,86 €

Tabla 3.3.2. VAN anualizado

Exportando estos datos a un gráfico, como se muestra en la figura 3.3.3, se visualiza la evolución del VAN.

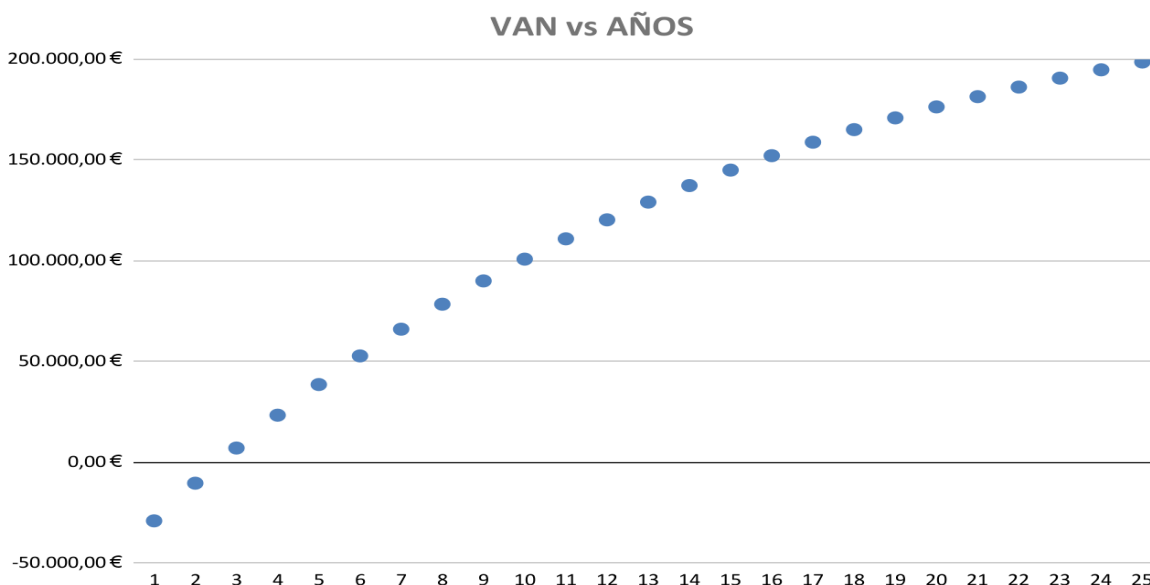


Figura 3.3.3. Evolución del VAN

Por último, la rentabilidad de la inversión se puede medir a través de la TIR (Tasa Interna de Retorno). Se trata de un indicador que muestra el porcentaje de beneficios o pérdidas que supondrá una inversión. La TIR es aquella que hace el VAN igual a cero. En este caso, se obtiene:

$$TIR = 43,71\%$$

El Payback, o periodo necesario para amortizar la inversión es:

$$Payback = \frac{A}{R_n} = \frac{49022,18 \text{ €}}{21429,70 \text{ €}} = 2,28 \text{ años}$$

Siendo la situación anterior la más desfavorable desde el punto de vista de un inversor, pues no se reciben ayudas, en caso de recibirlas, igualmente sería rentable. Sin embargo, se trata de un centro educativo público, cuya financiación es exclusivamente pública. Dichas ayudas, según se indica en la citada Resolución del 28 de septiembre de 2021 de la Junta de Andalucía, se encuentran recogidas dentro de la Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021. Por lo tanto, su origen es el mismo que los fondos que costearían la instalación fotovoltaica sin recibir ayudas. Básicamente, sería una cuestión contable.

ANEXO 4:

BALANCE

MEDIOAMBIENTAL

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	169
2. BALANCE MEDIOAMBIENTAL	172
3. CONCLUSIONES	174

1. Introducción

Aunque el cambio climático es un tema del que se lleva hablando varias décadas, recientemente se está intensificando el diálogo y las medidas políticas que van encaminadas a reducir el impacto de éste. Por ello, cada vez más se apuesta por energías con bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a la atmósfera. La tecnología fotovoltaica es una de ellas, la cual está viviendo un gran auge, sobre todo por el abaratamiento que ha experimentado en las últimas dos décadas y por una legislación que cada vez más impulsa su uso. Sin embargo, se tiene la falsa creencia de que es una tecnología limpia que no emite CO₂, ni contamina, apoyada en el argumento de que la energía eléctrica que produce sólo utiliza la radiación solar como fuente renovable y en el calificativo de “energía verde”.

No obstante, aunque la generación de electricidad mediante tecnología fotovoltaica no emite CO₂ de forma directa, sí lo hace indirectamente. A esto se suman otros hechos como que la fabricación de los módulos fotovoltaicos requiere de materiales costosos, escasos e incluso tóxicos. La extracción y transporte de estas materias primas genera contaminación. La obtención y purificación del silicio al nivel requerido implica un alto coste económico y energético. Además, normalmente, los países de origen donde se fabrican los módulos son bastante contaminantes. Por ejemplo, los módulos FV fabricados en China poseen una huella de carbono que duplica a los fabricados en Europa (Heath, G.A., et al., 2020 y Louwen, A. et al, 2016).

Sin embargo, que la tecnología no sea 100% limpia no implica que no sea una de las más limpias. Nuevamente, según Lowen, A. et al. (2016) en los últimos años se ha reducido drásticamente el payback time de la energía (EPBT) en los módulos fotovoltaicos. Observando la figura 3.4.1 se aprecia que el tiempo que transcurre hasta que un módulo FV genera la energía que se ha invertido en su fabricación caen desde los 10 años en 1980, a los 5 años en 1995, a prácticamente 1 año en 2015, tanto para silicio monocristalino como policristalino.

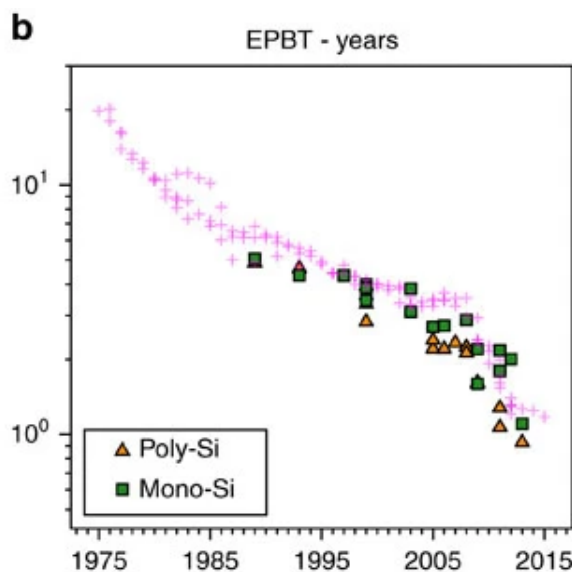


Figura 3.4.1. Tiempo de recuperación de energía en módulos FV. Fuente: Louwen A., et al. (2016)

Por otra parte, en dicho artículo se hace referencia a la huella de GEI que durante su vida útil dejan los paneles solares. En la figura 3.4.2 se puede observar cómo ha evolucionado, pasando de 400 gCO₂/kWh aproximadamente en 1985 para el silicio monocristalino, a 140 gCO₂/kWh aproximadamente en 1995 para el silicio poli-cristalino. A fecha de la publicación del artículo, estos valores bajaron hasta 20-25 gCO₂/kWh.

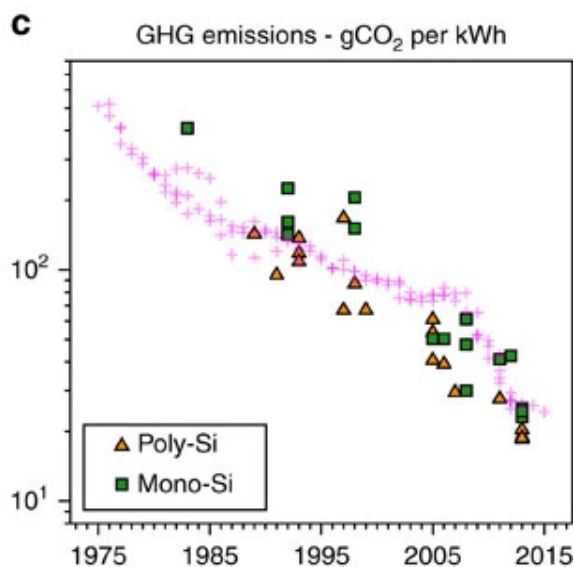


Figura 3.4.2. Emisiones de CO₂ en módulos FV. Fuente: Louwen A., et al. (2016)

Comparado con los factores de emisión de los combustibles fósiles, la tecnología FV está muy por debajo como se verá a continuación. Ejemplo de ello se aprecia en la figura 3.4.3 donde de forma comparativa V.M. Fthenakis & H.C. Kim

(2012) exponen de forma comparativa la emisión de CO₂ de plantas de generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles y nuclear frente a la fotovoltaica.

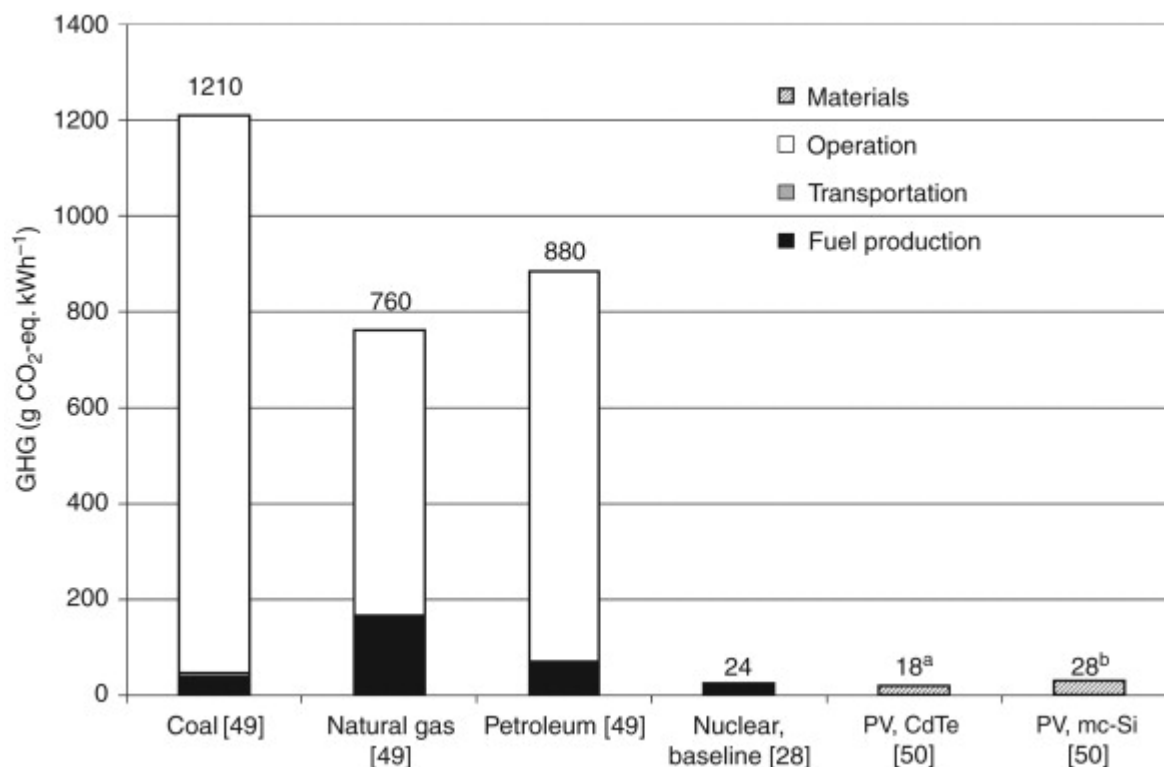


Figura 3.4.3. Comparativa de emisiones de tecnología FV con plantas convencionales de combustibles fósiles y nuclear. Fuente: V.M. Fthenakis & H.C. Kim (2012)

Debido a ello, el uso de sistemas fotovoltaicos ayuda a disminuir graves problemas medioambientales como el efecto invernadero provocado por las emisiones de CO₂ a la atmósfera o la lluvia ácida asociada a las emisiones de SO₂.

Sin embargo, existen publicaciones como “*The hidden cost of solar photovoltaic power*” publicado por el Centro de Excelencia en Seguridad Energética de la OTAN en 2021 y cuyo autor, Thomas Troszak, recopila una serie de estudios que reflejan toda la cadena de suministro desde la extracción de la materia prima hasta el fin de la vida útil de los componentes de una instalación FV. Concluye diciendo que la percepción pública de la energía fotovoltaica como fuente de “energía renovable” debe ser reexaminada para determinar su validez, pues, cada aspecto del desarrollo de la energía solar fotovoltaica requiere una entrada de combustibles fósiles y energía. Por lo tanto, deben reconsiderarse las políticas gubernamentales o institucionales que promueven la energía fotovoltaica como un sustituto “libre de carbono” de los combustibles fósiles.

2. Balance medioambiental

Comparando una planta fotovoltaica con una central de generación eléctrica convencional de carbón y una de ciclo combinado, el promedio de CO₂/kWh que se deja de emitir es el siguiente, según datos recabados de Red Eléctrica de España durante los años 2018 a 2022 y que se recogen en la tabla 3.4.1:

CARBÓN			
Año	Energía producida (GWh)	CO2 emitido (toneladas CO2 eq)	CO2 kg/kWh
2018	37.277	36.001.786	0,966
2019	12.671	12.384.273	0,977
2020	5.021	4.884.685	0,973
2021	4.986	4.866.500	0,976
2022	5.858	5.664.476	0,967
Promedio			0,972

CICLO COMBINADO (GAS NATURAL)			
Año	Energía producida (GWh)	CO2 emitido (toneladas CO2 eq)	CO2 kg/kWh
2018	30.044	11.841.921	0,394
2019	55.242	21.183.920	0,383
2020	44.023	17.133.424	0,389
2021	44.493	17.390.754	0,391
2022	46.403	17.840.249	0,384
Promedio			0,388

Tabla 3.4.1. Recopilación de energía producida y emisiones de CO₂ en los años 2018 a 2022 para carbón y ciclo combinado. Elaboración propia. Fuente: Red Eléctrica de España

- CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera: 0,972 kg CO₂/KWh para centrales térmicas de carbón.
- CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera: 0,388 kg CO₂/KWh para centrales térmicas de ciclo combinado.

En la tabla 3.4.2 se muestra las cantidades de CO₂ que se emiten a la atmósfera al producir electricidad mediante centrales de generación eléctrica que emplean carbón o gas natural o mediante una instalación fotovoltaica de forma indirecta en base a los datos de Louwen A., et al. (2016):

ENERGÍA (kWh/año)	CO ₂ (Tn) carbón	CO ₂ (Tn) ciclo combinado	CO ₂ (Tn) Fotovoltaica
78108	75,91	30,34	1,95

Tabla 3.4.2. Cantidades de CO₂ emitidas por centrales térmicas de carbón, ciclo combinado y fotovoltaica.

Los datos anteriores reflejan claramente que el uso de instalaciones fotovoltaicas supone una disminución drástica en las emisiones de dióxido de carbono. Si el consumo promedio anual del centro educativo, es decir, 84794 kWh/año se desglosa según el mix de producción energético del año 2021 que facilita Red Eléctrica de España y mostrado en la figura 3.4.3, donde el porcentaje de energía generado por centrales térmicas de carbón es del 1,9% y el 17,1% corresponde a energía generada mediante centrales térmicas de ciclo combinado; de esta forma se puede estimar que para el consumo promedio del centro en 2021:

- 1611 kWh fueron generados empleando carbón → Emisión de 1,57 Tn/año CO₂.
- 14500 kWh fueron generados empleando gas natural → Emisión de 5,63 Tn/año CO₂.
- 6870 kWh fueron generados empleando energía fotovoltaica.

2021

- Hidráulica: 11,4 %
- Turbinación bombeo: 1 %
- Nuclear: 20,8 %
- Carbón: 1,9 %
- Motores diésel: 1 %
- Turbina de gas: 0,2 %
- Turbina de vapor: 0,4 %
- Ciclo combinado: 17,1 %
- Hidroeléctrica: 0 %
- Eólica: 23,3 %
- Solar fotovoltaica: 8,1 %
- Solar térmica: 1,8 %
- Otras renovables: 1,8 %
- Cogeneración: 10 %
- Residuos no renovables: 0,9 %
- Residuos renovables: 0,3 %

Figura 3.4.4. Mix de generación de energía para 2021. Fuente: REE

De la energía que se espera producir anualmente y obtenida en el anexo 2, 78108 kWh/año, la tabla 3.4.4 muestra qué cantidad correspondería a energía obtenida mediante centrales térmicas de carbón y mediante ciclo combinado,

manteniendo el mix de producción de 2021 de la figura 3.4.4. Por otra parte, se calcula la cantidad de dióxido de carbono que de forma indirecta la instalación emite, tomando como factor de emisión el valor indicado por Louwen A., et al. (2016), de 25 g-CO₂/kWh.

	kWh/año	Tn/año CO ₂
1,9% ENERGÍA GENERADA MEDIANTE CARBÓN	1484	1,44
17,1% ENERGÍA GENERADA MEDIANTE GAS NATURAL	13356	5,19
100% ENERGÍA GENERADA MEDIANTE FOTOVOLTAICA	78108	1,95

Tabla 3.4.3. Equivalente de CO₂ por energía generada

Finalmente, se estima que la puesta en marcha de esta instalación fotovoltaica causaría que dejen de emitirse **4,68 toneladas de CO₂ anualmente**.

Un aspecto importante del que tampoco se suele hablar es la cantidad de residuos que genera esta tecnología y que en cierto modo oscurece el balance positivo en las emisiones. Actualmente, la apuesta por el reciclaje de los módulos solares es baja. Se estima que los equipos que llegarán al final de su vida útil para 2030 supondrán 8 millones de toneladas de residuos y para 2050 este valor se estima que aumente hasta el 10% de residuos de origen electrónico a nivel global (Heath, G.A., et al., 2020).

3. Conclusiones

El estudio realizado muestra unos resultados orientativos. A pesar de no ser un estudio pormenorizado, se hace evidente el beneficio medioambiental que ofrece la tecnología fotovoltaica frente a otras. Como demuestran numerosos estudios, algunos de los cuales se han mencionado aquí, la tecnología fotovoltaica implica un grado de emisiones de CO₂, alejándose del discurso que la califica como una energía sin emisiones, pero situándose como una de las más limpias en este aspecto. No obstante, aún hay aspectos a mejorar como el tratamiento de los residuos, en los que a día de hoy prima más la rentabilidad económica.

ANEXO 5:

DATOS

METEOROLÓGICOS

ÍNDICE

1. DATOS METEOROLÓGICOS	179
1.1. Datos de temperatura de Weatherspark	179
1.2. Datos de irradiancia y temperatura de PVGIS	188

1. DATOS METEOROLÓGICOS

En este anexo se han recogido todos los datos relativos a condiciones meteorológicas en las que trabajará la instalación fotovoltaica. Con ellos se han obtenido los valores medios de temperatura en las horas de sol así como la irradiancia media horaria.

1.1. DATOS DE TEMPERATURA DE WEATHERSPARK

En la siguiente tabla se han plasmado los datos de temperatura promedio de los últimos años por hora y día y acotados a las horas de sol. De esta forma se puede elaborar de una forma más certera la temperatura media ambiente a la que trabaja la instalación fotovoltaica. En la columna de la derecha se obtiene el valor promedio de la temperatura para cada día.

DÍA-MES	TEMPERATURA MEDIA HORARIA (°C)															Promedio
	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	
1-ENE		4,00	4,20	5,00	7,00	9,00	10,50	12,00	13,00	13,50	13,00	12,00				9,69
2-ENE		4,03	4,21	6,00	7,04	9,04	10,55	12,02	13,03	13,53	13,03	12,00				9,83
3-ENE		4,05	4,23	6,03	7,08	9,08	10,61	12,03	13,07	13,57	13,07	12,00				9,86
4-ENE		4,08	4,24	6,06	7,12	9,12	10,66	12,05	13,10	13,60	13,10	12,00				9,89
5-ENE		4,10	4,25	6,08	7,16	9,16	10,72	12,06	13,13	13,63	13,13	12,00				9,93
6-ENE		4,13	4,27	6,11	7,20	9,20	10,77	12,08	13,17	13,67	13,17	12,00				9,96
7-ENE		4,15	4,28	6,14	7,24	9,24	10,82	12,10	13,20	13,70	13,20	12,00				9,99
8-ENE		4,18	4,29	6,17	7,28	9,28	10,88	12,11	13,23	13,73	13,23	12,00				10,02
9-ENE		4,20	4,30	6,19	7,32	9,32	10,93	12,13	13,26	13,77	13,26	12,00				10,06
10-ENE		4,23	4,32	6,22	7,36	9,36	10,99	12,15	13,30	13,80	13,30	12,00				10,09
11-ENE		4,25	4,33	6,25	7,41	9,41	11,04	12,16	13,33	13,83	13,33	12,00				10,12
12-ENE		4,28	4,34	6,28	7,45	9,45	11,09	12,18	13,36	13,87	13,36	12,00				10,15
13-ENE		4,30	4,36	6,31	7,49	9,49	11,15	12,19	13,40	13,90	13,40	12,00				10,19
14-ENE		4,33	4,37	6,33	7,53	9,53	11,20	12,21	13,43	13,93	13,43	12,00				10,22
15-ENE		4,35	4,38	6,36	7,57	9,57	11,26	12,23	13,46	13,97	13,46	12,00				10,25
16-ENE		4,38	4,40	6,39	7,61	9,61	11,31	12,24	13,50	14,00	13,50	12,00				10,28
17-ENE		4,40	4,41	6,42	7,65	9,65	11,36	12,26	13,53	14,07	13,53	12,00				10,32
18-ENE		4,43	4,42	6,44	7,69	9,69	11,42	12,27	13,56	14,13	13,56	12,00				10,35
19-ENE		4,45	4,43	6,47	7,73	9,73	11,47	12,29	13,59	14,20	13,59	12,00				10,39
20-ENE		4,48	4,45	6,50	7,77	9,77	11,53	12,31	13,63	14,27	13,63	12,00				10,43
21-ENE		4,50	4,46	6,53	7,81	9,81	11,58	12,32	13,66	14,33	13,66	12,00				10,46

22-ENE	4,53	4,47	6,56	7,85	9,85	11,64	12,34	13,69	14,40	13,69	12,00				10,50
23-ENE	4,55	4,49	6,58	7,89	9,89	11,69	12,35	13,73	14,47	13,73	12,00				10,54
24-ENE	4,58	4,50	6,61	7,93	9,93	11,74	12,37	13,76	14,53	13,76	12,00				10,57
25-ENE	4,60	4,56	6,64	7,97	9,97	11,80	12,39	13,79	14,60	13,79	12,00				10,61
26-ENE	4,63	4,63	6,67	8,01	10,01	11,85	12,40	13,83	14,67	13,83	12,00				10,65
27-ENE	4,65	4,69	6,69	8,05	10,05	11,91	12,42	13,86	14,73	13,86	12,00				10,70
28-ENE	4,68	4,75	6,72	8,09	10,09	11,96	12,44	13,89	14,80	13,89	12,00				10,74
29-ENE	4,70	4,81	6,75	8,14	10,14	12,01	12,45	13,92	14,87	13,92	12,00				10,78
30-ENE	4,73	4,88	6,78	8,18	10,18	12,07	12,47	13,96	14,93	13,96	12,00				10,82
31-ENE	4,75	4,94	6,81	8,22	10,22	12,12	12,50	14,00	15,00	14,00	13,50				10,87
1-FEB	4,78	5,00	6,83	8,26	10,26	12,18	12,64	14,07	15,07	14,14	13,57				10,94
2-FEB	4,80	5,05	6,86	8,30	10,30	12,23	12,79	14,14	15,14	14,29	13,64				11,01
3-FEB	4,83	5,10	6,89	8,34	10,34	12,28	12,93	14,21	15,21	14,43	13,71				11,08
4-FEB	4,85	5,15	6,92	8,38	10,38	12,34	13,07	14,29	15,29	14,57	13,79				11,15
5-FEB	4,88	5,20	6,94	8,42	10,42	12,39	13,21	14,36	15,36	14,71	13,86				11,22
6-FEB	4,90	5,25	6,97	8,46	10,46	12,45	13,36	14,43	15,43	14,86	13,93				11,30
7-FEB	4,93	5,30	7,00	8,50	10,50	12,50	13,50	14,50	15,50	15,00	14,00				11,37
8-FEB	4,95	5,35	7,06	8,63	10,63	12,57	13,63	14,63	15,63	15,25	14,25				11,48
9-FEB	4,98	5,40	7,13	8,75	10,75	12,64	13,75	14,75	15,75	15,50	14,50				11,60
10-FEB	5,00	5,45	7,19	8,88	10,88	12,71	13,88	14,88	15,88	15,75	14,75				11,72
11-FEB	5,04	5,50	7,25	9,00	11,00	12,79	14,00	15,00	16,00	16,00	15,00				11,84
12-FEB	5,08	5,66	7,31	9,08	11,08	12,86	14,08	15,17	16,08	16,08	15,08				11,93
13-FEB	5,12	5,82	7,38	9,17	11,17	12,93	14,17	15,33	16,17	16,17	15,17				12,03
14-FEB	5,15	6,00	7,44	9,25	11,25	13,00	14,25	15,50	16,25	16,25	15,25	14,00			12,44
15-FEB	5,19	6,02	7,50	9,33	11,33	13,11	14,33	15,56	16,33	16,33	15,33	14,11			12,52
16-FEB	5,23	6,04	7,56	9,42	11,42	13,22	14,42	15,61	16,42	16,42	15,42	14,22			12,59
17-FEB	5,27	6,07	7,63	9,50	11,50	13,33	14,50	15,67	16,50	16,50	15,50	14,33			12,67
18-FEB	5,31	6,09	7,69	9,58	11,58	13,44	14,58	15,72	16,58	16,58	15,58	14,44			12,74
19-FEB	5,35	6,11	7,75	9,67	11,67	13,56	14,67	15,78	16,67	16,67	15,67	14,56			12,82
20-FEB	5,38	6,13	7,81	9,75	11,75	13,67	14,75	15,83	16,75	16,75	15,75	14,67			12,89
21-FEB	5,42	6,16	7,88	9,83	11,83	13,78	14,83	15,89	16,83	16,83	15,83	14,78			12,97
22-FEB	5,46	6,18	7,94	9,92	11,92	13,89	14,92	15,94	16,92	16,92	15,92	14,89			13,04
23-FEB	5,50	6,20	8,00	10,00	12,00	14,00	15,00	16,00	17,00	17,00	16,00	15,00			13,12
24-FEB	5,60	6,36	8,20	10,20	12,20	14,10	15,20	16,20	17,20	17,20	16,20	15,13			13,31
25-FEB	5,70	6,52	8,40	10,40	12,40	14,20	15,40	16,40	17,40	17,40	16,40	15,25			13,49
26-FEB	5,80	6,68	8,60	10,60	12,60	14,30	15,60	16,60	17,60	17,60	16,60	15,38			13,68
27-FEB	5,90	6,84	8,80	10,80	12,80	14,40	15,80	16,80	17,80	17,80	16,80	15,50			13,86
28-FEB	6,00	7,00	9,00	11,00	13,00	14,50	16,00	17,00	18,00	18,00	17,00	15,63			14,05
1-MAR	6,10	7,15	9,10	11,15	13,15	14,75	16,15	17,10	18,10	18,10	17,10	15,75			13,64
2-MAR	6,20	7,30	9,20	11,30	13,30	15,00	16,30	17,20	18,20	18,20	17,20	15,88			13,77
3-MAR	6,30	7,45	9,30	11,45	13,45	15,25	16,45	17,30	18,30	18,30	17,30	16,00			13,90
4-MAR	6,40	7,60	9,40	11,60	13,60	15,50	16,60	17,40	18,40	18,40	17,40	16,14			14,04
5-MAR	6,50	7,75	9,50	11,75	13,75	15,75	16,75	17,50	18,50	18,50	17,50	16,29			14,17
6-MAR	6,60	7,90	9,60	11,90	13,90	16,00	16,90	17,60	18,60	18,60	17,60	16,43			14,30

7-MAR	6,70	8,05	9,70	12,05	14,05	16,25	17,05	17,70	18,70	18,70	17,70	16,57			14,44
8-MAR	6,80	8,20	9,80	12,20	14,20	16,50	17,20	17,80	18,80	18,80	17,80	16,71			14,57
9-MAR	6,90	8,35	9,90	12,35	14,35	16,75	17,35	17,90	18,90	18,90	17,90	16,86			14,70
10-MAR	7,00	8,50	10,00	12,50	14,50	17,00	17,50	18,00	19,00	19,00	18,00	17,00			14,83
11-MAR	7,10	8,70	10,10	12,60	14,60	17,10	17,60	18,20	19,20	19,20	18,20	17,10			14,98
12-MAR	7,20	8,90	10,20	12,70	14,70	17,20	17,70	18,40	19,40	19,40	18,40	17,20			15,12
13-MAR	7,30	9,10	10,30	12,80	14,80	17,30	17,80	18,60	19,60	19,60	18,60	17,30			15,26
14-MAR	7,40	9,30	10,40	12,90	14,90	17,40	17,90	18,80	19,80	19,80	18,80	17,40			15,40
15-MAR	7,50	9,50	10,50	13,00	15,00	17,50	18,00	19,00	20,00	20,00	19,00	17,50			15,54
16-MAR	7,54	9,54	10,54	13,00	15,04	17,58	18,04	19,08	20,04	20,04	19,08	17,62			15,59
17-MAR	7,58	9,58	10,58	13,00	15,08	17,65	18,08	19,15	20,08	20,08	19,15	17,73			15,64
18-MAR	7,62	9,62	10,62	13,00	15,12	17,73	18,12	19,23	20,12	20,12	19,23	17,85			15,70
19-MAR	7,65	9,66	10,66	13,00	15,15	17,81	18,15	19,31	20,15	20,15	19,31	17,96			15,75
20-MAR	7,69	9,70	10,70	13,00	15,19	17,88	18,19	19,38	20,19	20,19	19,38	18,08			15,80
21-MAR	7,73	9,74	10,74	13,00	15,23	17,96	18,23	19,46	20,23	20,23	19,46	18,19			15,85
22-MAR	7,77	9,78	10,78	13,00	15,27	18,04	18,27	19,54	20,27	20,27	19,54	18,31			15,90
23-MAR	7,81	9,82	10,81	13,00	15,31	18,12	18,31	19,62	20,31	20,31	19,62	18,42			15,95
24-MAR	7,85	9,86	10,85	13,00	15,35	18,19	18,35	19,69	20,35	20,35	19,69	18,54			16,00
25-MAR	7,88	9,90	10,89	13,00	15,38	18,27	18,38	19,77	20,38	20,38	19,77	18,65			16,06
26-MAR	7,92	9,94	10,93	13,00	15,42	18,35	18,42	19,85	20,42	20,42	19,85	18,77			16,11
27-MAR	7,96	9,98	10,96	13,00	15,46	18,42	18,46	19,92	20,46	20,46	19,92	18,88			16,16
28-MAR	8,00	10,02	11,00	14,00	15,50	18,00	18,50	20,00	20,50	20,50	20,00	19,00	17,50		16,25
29-MAR	8,08	10,06	11,13	14,04	15,58	18,04	18,63	20,04	20,54	20,63	20,08	19,08	17,63		16,33
30-MAR	8,17	10,10	11,25	14,08	15,67	18,08	18,75	20,08	20,58	20,75	20,17	19,17	17,75		16,40
31-MAR	8,25	10,14	11,38	14,12	15,75	18,12	18,88	20,12	20,62	20,88	20,25	19,25	17,88		16,48
1-ABR	8,33	10,18	11,50	14,17	15,83	18,17	19,00	20,17	20,67	21,00	20,33	19,33	18,00		16,56
2-ABR	8,42	10,22	11,63	14,21	15,92	18,21	19,13	20,21	20,71	21,13	20,42	19,42	18,13		16,63
3-ABR	8,50	10,26	11,75	14,25	16,00	18,25	19,25	20,25	20,75	21,25	20,50	19,50	18,25		16,71
4-ABR	8,58	10,30	11,88	14,29	16,08	18,29	19,38	20,29	20,79	21,38	20,58	19,58	18,38		16,79
5-ABR	8,67	10,34	12,00	14,33	16,17	18,33	19,50	20,33	20,83	21,50	20,67	19,67	18,50		16,86
6-ABR	8,75	10,38	12,13	14,37	16,25	18,37	19,63	20,37	20,87	21,63	20,75	19,75	18,63		16,94
7-ABR	8,83	10,42	12,25	14,42	16,33	18,42	19,75	20,42	20,92	21,75	20,83	19,83	18,75		17,01
8-ABR	8,92	10,46	12,38	14,46	16,42	18,46	19,88	20,46	20,96	21,88	20,92	19,92	18,88		17,09
9-ABR	9,00	10,50	12,50	14,50	16,50	18,50	20,00	20,50	21,00	22,00	21,00	20,00	19,00		17,17
10-ABR	9,11	10,56	12,56	14,56	16,67	18,56	20,03	20,56	21,06	22,07	21,06	20,06	19,06		17,23
11-ABR	9,22	10,61	12,61	14,61	16,83	18,61	20,07	20,61	21,11	22,13	21,11	20,11	19,11		17,30
12-ABR	9,33	10,67	12,67	14,67	17,00	18,67	20,10	20,67	21,17	22,20	21,17	20,17	19,17		17,37
13-ABR	9,44	10,72	12,72	14,72	17,16	18,72	20,13	20,72	21,22	22,26	21,22	20,22	19,22		17,44
14-ABR	9,56	10,78	12,78	14,78	17,33	18,78	20,17	20,78	21,28	22,33	21,28	20,28	19,28		17,51
15-ABR	9,67	10,83	12,83	14,83	17,50	18,83	20,20	20,83	21,33	22,40	21,33	20,33	19,33		17,58
16-ABR	9,78	10,89	12,89	14,89	17,66	18,89	20,23	20,89	21,39	22,46	21,39	20,39	19,39		17,64
17-ABR	9,89	10,94	12,94	14,94	17,83	18,94	20,26	20,94	21,44	22,53	21,44	20,44	19,44		17,71
18-ABR	10,00	11,00	13,00	15,00	18,00	19,00	20,30	21,00	21,50	22,59	21,50	20,50	19,50		17,78
19-ABR	10,08	11,17	13,08	15,08	18,09	19,08	20,33	21,10	21,58	22,66	21,58	20,58	19,58		17,87

20-ABR		10,17	11,33	13,17	15,17	18,18	19,17	20,36	21,20	21,67	22,73	21,67	20,67	19,67		17,96
21-ABR		10,25	11,50	13,25	15,25	18,27	19,25	20,40	21,30	21,75	22,79	21,75	20,75	19,75		18,04
22-ABR		10,33	11,66	13,33	15,33	18,36	19,33	20,43	21,40	21,83	22,86	21,83	20,83	19,83		18,13
23-ABR		10,42	11,83	13,42	15,42	18,45	19,42	20,46	21,50	21,92	22,92	21,92	20,92	19,92		18,22
24-ABR		10,50	12,00	13,50	15,50	18,55	19,50	20,50	21,60	22,00	23,00	22,00	21,00	20,00		18,30
25-ABR		10,60	12,06	13,69	15,63	18,64	19,63	20,63	21,70	22,13	23,00	22,13	21,25	20,25		18,42
26-ABR		10,70	12,13	13,88	15,75	18,73	19,75	20,75	21,80	22,25	23,00	22,25	21,50	20,50		18,54
27-ABR		10,80	12,19	14,06	15,88	18,82	19,88	20,88	21,90	22,38	23,00	22,38	21,75	20,75		18,66
28-ABR		10,90	12,25	14,25	16,00	18,91	20,00	21,00	22,00	22,50	23,00	22,50	22,00	21,00		18,78
29-ABR		11,00	12,31	14,44	16,13	19,00	20,13	21,13	22,13	22,63	23,00	22,50	22,00	21,13		18,86
30-ABR		11,09	12,38	14,63	16,25	19,09	20,25	21,25	22,25	22,75	23,00	22,50	22,00	21,25		18,95
1-MAY		11,18	12,44	14,81	16,38	19,18	20,38	21,38	22,38	22,88	23,00	22,50	22,00	21,38		19,04
2-MAY		11,27	12,50	15,00	16,50	19,27	20,50	21,50	22,50	23,00	24,00	24,00	23,50	21,50		19,46
3-MAY		11,36	12,69	15,06	16,69	19,36	20,63	21,63	22,69	23,19	24,13	24,13	23,63	21,56		19,60
4-MAY		11,45	12,88	15,13	16,88	19,45	20,75	21,75	22,88	23,38	24,25	24,25	23,75	21,63		19,73
5-MAY		11,55	13,06	15,19	17,06	19,55	20,88	21,88	23,06	23,56	24,38	24,38	23,88	21,69		19,87
6-MAY		11,64	13,25	15,25	17,25	19,64	21,00	22,00	23,25	23,75	24,50	24,50	24,00	21,75		20,00
7-MAY		11,73	13,44	15,31	17,44	19,73	21,13	22,13	23,44	23,94	24,63	24,63	24,13	21,81		20,14
8-MAY		11,82	13,63	15,38	17,63	19,82	21,25	22,25	23,63	24,13	24,75	24,75	24,25	21,88		20,27
9-MAY		11,91	13,81	15,44	17,81	19,91	21,38	22,38	23,81	24,31	24,88	24,88	24,38	21,94		20,41
10-MAY		12,00	14,00	15,50	18,00	20,00	21,50	22,50	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	22,00		20,54
11-MAY		12,10	14,17	15,70	18,20	20,17	21,67	22,83	24,17	24,67	25,33	25,33	24,67	22,83		20,75
12-MAY		12,20	14,33	15,90	18,40	20,33	21,83	23,17	24,33	24,83	25,67	25,67	24,83	23,67		20,96
13-MAY		12,30	14,50	16,10	18,60	20,50	22,00	23,50	24,50	25,00	26,00	26,00	25,00	24,50	23,00	21,54
14-MAY		12,40	14,64	16,30	18,80	20,71	22,14	23,71	24,64	25,14	26,14	26,14	25,21	24,57	23,14	21,69
15-MAY		12,50	14,79	16,50	19,00	20,93	22,29	23,93	24,79	25,29	26,29	26,29	25,43	24,64	23,29	21,85
16-MAY		12,60	14,93	16,70	19,20	21,14	22,43	24,14	24,93	25,43	26,43	26,43	25,64	24,71	23,43	22,01
17-MAY		12,70	15,07	16,90	19,40	21,36	22,57	24,36	25,07	25,57	26,57	26,57	25,86	24,79	23,57	22,17
18-MAY		12,80	15,21	17,10	19,60	21,57	22,71	24,57	25,21	25,71	26,71	26,71	26,07	24,86	23,71	22,33
19-MAY		12,90	15,36	17,30	19,80	21,79	22,86	24,79	25,36	25,86	26,86	26,86	26,29	24,93	23,86	22,48
20-MAY		13,00	15,50	17,50	20,00	22,00	23,00	25,00	25,50	26,00	27,00	27,00	26,50	25,00	24,00	22,64
21-MAY		13,50	15,66	17,69	20,17	22,17	23,33	25,17	25,67	26,33	27,33	27,25	26,69	25,17	24,33	22,89
22-MAY		14,00	15,82	17,88	20,33	22,33	23,67	25,33	25,83	26,66	27,67	27,50	26,88	25,33	24,66	23,13
23-MAY		14,50	16,00	18,06	20,50	22,50	24,00	25,50	26,00	27,00	28,00	27,75	27,06	25,50	25,00	23,38
24-MAY		14,60	16,20	18,25	20,60	22,60	24,20	25,60	26,30	27,20	28,20	28,00	27,25	25,83	25,33	23,58
25-MAY		14,70	16,40	18,44	20,70	22,70	24,40	25,70	26,60	27,40	28,40	28,25	27,44	26,17	25,66	23,78
26-MAY		14,80	16,60	18,63	20,80	22,80	24,60	25,80	26,90	27,60	28,60	28,50	27,63	26,50	25,99	23,98
27-MAY		14,90	16,80	18,81	20,90	22,90	24,80	25,90	27,20	27,80	28,80	28,75	27,81	26,83	26,32	24,18
28-MAY	14,50	15,00	17,00	19,00	21,00	23,00	25,00	26,00	27,50	28,00	29,00	29,00	28,00	27,00	26,00	23,67
29-MAY	14,60	15,10	17,50	19,20	21,20	23,20	25,20	26,20	27,60	28,20	29,20	29,20	28,20	27,20	26,20	23,87
30-MAY	14,70	15,20	17,63	19,40	21,40	23,40	25,40	26,40	27,70	28,40	29,40	29,40	28,40	27,40	26,40	24,04
31-MAY	14,80	15,30	17,75	19,60	21,60	23,60	25,60	26,60	27,80	28,60	29,60	29,60	28,60	27,60	26,60	24,22
1-JUN	14,90	15,40	17,88	19,80	21,80	23,80	25,80	26,80	27,90	28,80	29,80	29,80	28,80	27,80	26,80	24,94
2-JUN	15,00	15,50	18,00	20,00	22,00	24,00	26,00	27,50	28,00	29,00	30,00	30,00	29,00	28,00	27,00	25,15

3-JUN	15,25	15,75	18,25	20,13	22,10	24,20	26,20	27,60	28,20	29,20	30,10	30,10	29,20	28,20	27,20	25,33
4-JUN	15,50	16,00	18,50	20,25	22,20	24,40	26,40	27,70	28,40	29,40	30,20	30,20	29,40	28,40	27,40	25,50
5-JUN	15,75	16,25	18,75	20,38	22,30	24,60	26,60	27,80	28,60	29,60	30,30	30,30	29,60	28,60	27,60	25,67
6-JUN	16,00	16,50	19,00	20,50	22,40	24,80	26,80	27,90	28,80	29,80	30,40	30,40	29,80	28,80	27,80	25,84
7-JUN	16,09	16,58	19,08	20,58	22,50	25,00	27,00	28,00	29,00	30,00	30,50	30,50	30,00	29,00	28,00	25,98
8-JUN	16,18	16,67	19,17	20,67	22,70	25,10	27,20	28,20	29,20	30,20	30,80	30,80	30,50	29,20	28,20	26,18
9-JUN	16,27	16,75	19,25	20,75	22,90	25,20	27,40	28,40	29,40	30,40	31,10	31,10	31,00	29,40	28,40	26,39
10-JUN	16,36	16,83	19,33	20,83	23,10	25,30	27,60	28,60	29,60	30,60	31,40	31,40	31,50	29,60	28,60	26,59
11-JUN	16,45	16,92	19,42	20,92	23,30	25,40	27,80	28,80	29,80	30,80	31,70	31,70	32,00	29,80	28,80	26,80
12-JUN	16,55	17,00	19,50	21,00	23,50	25,50	28,00	29,00	30,00	31,00	32,00	32,00	32,00	30,00	29,00	26,96
13-JUN	16,64	17,10	19,60	21,10	23,70	25,60	28,10	29,20	30,20	31,20	32,20	32,20	32,20	30,20	29,10	27,12
14-JUN	16,73	17,20	19,70	21,20	23,90	25,70	28,20	29,40	30,40	31,40	32,40	32,40	32,40	30,40	29,20	27,28
15-JUN	16,82	17,30	19,80	21,30	24,10	25,80	28,30	29,60	30,60	31,60	32,60	32,60	32,60	30,60	29,30	27,45
16-JUN	16,91	17,40	19,90	21,40	24,30	25,90	28,40	29,80	30,80	31,80	32,80	32,80	32,80	30,80	29,40	27,61
17-JUN	17,00	17,50	20,00	21,50	24,50	26,00	28,50	30,00	31,00	32,00	33,00	33,00	32,50	31,00	29,50	27,73
18-JUN	17,14	17,64	20,07	21,83	24,67	26,21	28,57	30,17	31,17	32,14	33,14	33,14	32,64	31,21	29,67	27,89
19-JUN	17,29	17,79	20,14	22,17	24,83	26,43	28,64	30,33	31,33	32,29	33,29	33,29	32,79	31,43	29,83	28,06
20-JUN	17,43	17,93	20,21	22,50	25,00	26,64	28,71	30,50	31,50	32,43	33,43	33,43	32,93	31,64	30,00	28,22
21-JUN	17,57	18,07	20,29	22,63	25,05	26,86	28,79	30,50	31,50	32,57	33,57	33,57	33,07	31,86	30,13	28,33
22-JUN	17,71	18,21	20,36	22,75	25,10	27,07	28,86	30,50	31,50	32,71	33,71	33,71	33,21	32,07	30,25	28,44
23-JUN	17,86	18,36	20,43	22,88	25,15	27,29	28,93	30,50	31,50	32,86	33,86	33,86	33,36	32,29	30,38	28,56
24-JUN	18,00	18,50	20,50	23,00	25,20	27,50	29,00	31,00	32,50	33,00	34,00	34,00	33,50	32,50	30,50	28,78
25-JUN	18,13	18,58	20,58	23,06	25,25	27,58	29,17	31,17	32,58	33,08	34,08	34,08	33,67	32,58	30,58	28,88
26-JUN	18,25	18,67	20,67	23,13	25,30	27,67	29,33	31,33	32,67	33,17	34,17	34,17	33,83	32,67	30,67	28,98
27-JUN	18,38	18,75	20,75	23,19	25,35	27,75	29,50	31,50	32,75	33,25	34,25	34,25	34,00	32,75	30,75	29,08
28-JUN	18,50	18,83	20,83	23,25	25,40	27,83	29,66	31,66	32,83	33,33	34,33	34,33	34,16	32,83	30,83	29,18
29-JUN	18,63	18,92	20,92	23,31	25,45	27,92	29,83	31,83	32,92	33,42	34,42	34,42	34,33	32,92	30,92	29,28
30-JUN	18,75	19,00	21,00	23,38	25,50	28,00	30,00	32,00	33,00	33,50	34,50	35,00	34,50	33,00	31,00	29,41
1-JUL	18,88	19,25	21,10	23,44	25,50	28,10	30,10	32,10	33,10	33,75	34,75	35,10	34,60	33,50	31,00	29,57
2-JUL	19,00	19,50	21,20	23,50	25,61	28,20	30,20	32,20	33,20	34,00	35,00	35,00	34,50	34,00	32,00	29,70
3-JUL	19,06	19,53	21,30	23,56	25,72	28,30	30,30	32,30	33,30	34,13	35,13	35,13	34,63	34,06	32,13	29,80
4-JUL	19,11	19,56	21,40	23,63	25,83	28,40	30,40	32,40	33,40	34,25	35,25	35,25	34,75	34,13	32,25	29,90
5-JUL	19,17	19,58	21,50	23,69	25,94	28,50	30,50	32,50	33,50	34,38	35,38	35,38	34,88	34,19	32,38	29,99
6-JUL	19,22	19,61	21,60	23,75	26,06	28,60	30,60	32,60	33,60	34,50	35,50	35,50	35,00	34,25	32,50	30,09
7-JUL	19,28	19,64	21,70	23,81	26,17	28,70	30,70	32,70	33,70	34,63	35,63	35,63	35,13	34,31	32,63	30,19
8-JUL	19,33	19,67	21,80	23,88	26,28	28,80	30,80	32,80	33,80	34,75	35,75	35,75	35,25	34,38	32,75	30,28
9-JUL	19,39	19,69	21,90	23,94	26,39	28,90	30,90	32,90	33,90	34,88	35,88	35,88	35,38	34,44	32,88	30,38
10-JUL	19,44	19,72	22,00	24,00	26,50	29,00	31,00	33,00	34,00	35,00	36,00	36,00	35,50	34,50	33,00	30,48
11-JUL	19,50	19,75	22,05	24,10	26,55	29,10	31,05	33,10	34,10	35,10	36,10	36,10	35,60	34,60	33,10	30,56
12-JUL	19,56	19,78	22,10	24,20	26,60	29,20	31,10	33,20	34,20	35,20	36,20	36,20	35,70	34,70	33,20	30,64
13-JUL	19,61	19,81	22,15	24,30	26,65	29,30	31,15	33,30	34,30	35,30	36,30	36,30	35,80	34,80	33,30	30,73
14-JUL	19,67	19,83	22,20	24,40	26,70	29,40	31,20	33,40	34,40	35,40	36,40	36,40	35,90	34,90	33,40	30,81
15-JUL	19,72	19,86	22,25	24,50	26,75	29,50	31,25	33,50	34,50	35,50	36,50	36,50	36,00	35,00	33,50	30,89
16-JUL	19,78	19,89	22,30	24,60	26,80	29,60	31,30	33,60	34,60	35,60	36,60	36,60	36,10	35,10	33,60	30,98

17-JUL	19,83	19,92	22,35	24,70	26,85	29,70	31,35	33,70	34,70	35,70	36,70	36,70	36,20	35,20	33,70	31,06
18-JUL	19,89	19,94	22,40	24,80	26,90	29,80	31,40	33,80	34,80	35,80	36,80	36,80	36,30	35,30	33,80	31,14
19-JUL	19,94	19,97	22,45	24,90	26,95	29,90	31,45	33,90	34,90	35,90	36,90	36,90	36,40	35,40	33,90	31,22
20-JUL	20,00	20,00	22,50	25,00	27,00	30,00	31,50	34,00	35,00	36,00	37,00	37,00	36,50	35,50	34,00	31,31
21-JUL	19,95	19,98	22,46	24,97	26,97	29,93	31,48	33,97	34,97	35,97	36,97	36,97	36,45	35,47	33,97	31,27
22-JUL	19,91	19,97	22,42	24,93	26,93	29,86	31,47	33,93	34,93	35,93	36,93	36,93	36,40	35,43	33,93	31,23
23-JUL	19,86	19,95	22,37	24,90	26,90	29,79	31,45	33,90	34,90	35,90	36,90	36,90	36,34	35,40	33,90	31,20
24-JUL	19,82	19,93	22,33	24,86	26,86	29,72	31,43	33,86	34,86	35,86	36,86	36,86	36,29	35,36	33,86	31,16
25-JUL	19,77	19,91	22,29	24,83	26,83	29,66	31,41	33,83	34,83	35,83	36,83	36,83	36,24	35,33	33,83	31,13
26-JUL	19,73	19,90	22,25	24,79	26,79	29,59	31,40	33,79	34,79	35,79	36,79	36,79	36,19	35,29	33,79	31,09
27-JUL	19,68	19,88	22,21	24,76	26,76	29,52	31,38	33,76	34,76	35,76	36,76	36,76	36,14	35,26	33,76	31,05
28-JUL	19,64	19,86	22,17	24,72	26,72	29,45	31,36	33,72	34,72	35,72	36,72	36,72	36,09	35,22	33,72	31,02
29-JUL	19,59	19,84	22,12	24,69	26,69	29,38	31,34	33,69	34,69	35,69	36,69	36,69	36,03	35,19	33,69	30,98
30-JUL	19,55	19,83	22,08	24,66	26,66	29,31	31,33	33,66	34,66	35,66	36,66	36,66	35,98	35,16	33,66	30,94
31-JUL	19,50	19,81	22,04	24,62	26,62	29,24	31,31	33,62	34,62	35,62	36,62	36,62	35,93	35,12	33,62	30,91
1-AGO		19,79	22,00	24,59	26,59	29,17	31,29	33,59	34,59	35,59	36,59	36,59	35,88	35,09	33,59	31,07
2-AGO		19,78	21,94	24,55	26,55	29,10	31,28	33,55	34,55	35,55	36,55	36,55	35,83	35,05	33,55	31,03
3-AGO		19,76	21,88	24,52	26,52	29,03	31,26	33,52	34,52	35,52	36,52	36,52	35,77	35,02	33,52	30,99
4-AGO		19,74	21,82	24,48	26,48	28,97	31,24	33,48	34,48	35,48	36,48	36,48	35,72	34,98	33,48	30,95
5-AGO		19,72	21,76	24,45	26,45	28,90	31,22	33,45	34,45	35,45	36,45	36,45	35,67	34,95	33,45	30,92
6-AGO		19,71	21,71	24,41	26,41	28,83	31,21	33,41	34,41	35,41	36,41	36,41	35,62	34,91	33,41	30,88
7-AGO		19,69	21,65	24,38	26,38	28,76	31,19	33,38	34,38	35,38	36,38	36,38	35,57	34,88	33,38	30,84
8-AGO		19,67	21,59	24,34	26,34	28,69	31,17	33,34	34,34	35,34	36,34	36,34	35,52	34,84	33,34	30,80
9-AGO		19,66	21,53	24,31	26,31	28,62	31,15	33,31	34,31	35,31	36,31	36,31	35,46	34,81	33,31	30,77
10-AGO		19,64	21,47	24,28	26,28	28,55	31,14	33,28	34,28	35,28	36,28	36,28	35,41	34,78	33,28	30,73
11-AGO		19,62	21,41	24,24	26,24	28,48	31,12	33,24	34,24	35,24	36,24	36,24	35,36	34,74	33,24	30,69
12-AGO		19,60	21,35	24,21	26,21	28,41	31,10	33,21	34,21	35,21	36,21	36,21	35,31	34,71	33,21	30,65
13-AGO		19,59	21,29	24,17	26,17	28,34	31,08	33,17	34,17	35,17	36,17	36,17	35,26	34,67	33,17	30,62
14-AGO		19,57	21,24	24,14	26,14	28,28	31,07	33,14	34,14	35,14	36,14	36,14	35,21	34,64	33,14	30,58
15-AGO		19,55	21,18	24,10	26,10	28,21	31,05	33,10	34,10	35,10	36,10	36,10	35,15	34,60	33,10	30,54
16-AGO		19,53	21,12	24,07	26,07	28,14	31,03	33,07	34,07	35,07	36,07	36,07	35,10	34,57	33,07	30,50
17-AGO		19,52	21,06	24,03	26,03	28,07	31,02	33,03	34,03	35,03	36,03	36,03	35,05	34,53	33,03	30,47
18-AGO		19,50	21,00	24,00	26,00	28,00	31,00	33,00	34,00	35,00	36,00	36,00	35,00	34,50	33,00	30,43
19-AGO		19,44	20,94	23,83	25,89	27,89	30,89	32,89	33,89	34,89	35,89	35,89	34,89	34,33	32,89	30,32
20-AGO		19,39	20,89	23,67	25,78	27,78	30,78	32,78	33,78	34,78	35,78	35,78	34,78	34,17	32,78	30,21
21-AGO		19,33	20,83	23,50	25,66	27,66	30,66	32,66	33,66	34,66	35,66	35,66	34,66	34,00	32,66	30,09
22-AGO		19,28	20,78	23,33	25,55	27,55	30,55	32,55	33,55	34,55	35,55	35,55	34,55	33,83	32,55	29,98
23-AGO		19,22	20,72	23,17	25,44	27,44	30,44	32,44	33,44	34,44	35,44	35,44	34,44	33,67	32,44	29,87
24-AGO		19,17	20,67	23,00	25,33	27,33	30,33	32,33	33,33	34,33	35,33	35,33	34,33	33,50	32,33	29,76
25-AGO		19,11	20,61	22,83	25,22	27,22	30,22	32,22	33,22	34,22	35,22	35,22	34,22	33,33	32,22	29,65
26-AGO		19,06	20,56	22,67	25,10	27,10	30,10	32,10	33,10	34,10	35,10	35,10	34,10	33,16	32,10	29,53
27-AGO		19,00	20,50	22,50	25,00	27,00	30,00	32,00	33,00	33,50	35,00	35,00	34,50	33,00	32,00	29,43
28-AGO		18,88	20,38	22,31	24,88	26,88	29,81	31,88	32,88	33,44	34,88	34,88	34,38	32,88	31,75	29,29
29-AGO		18,75	20,25	22,13	24,75	26,75	29,63	31,75	32,75	33,38	34,75	34,75	34,25	32,75	31,50	29,15

30-AGO	18,63	20,13	21,94	24,63	26,63	29,44	31,63	32,63	33,31	34,63	34,63	34,13	32,63	31,25	29,01
31-AGO	18,50	20,00	21,75	24,50	26,50	29,25	31,50	32,50	33,25	34,50	34,50	34,00	32,50	31,00	28,88
1-SEPT	18,38	19,88	21,56	24,38	26,38	29,06	31,38	32,38	33,19	34,38	34,38	33,88	32,38	30,75	28,74
2-SEPT	18,25	19,75	21,38	24,25	26,25	28,88	31,25	32,25	33,13	34,25	34,25	33,75	32,25	30,50	28,60
3-SEPT	18,13	19,63	21,19	24,13	26,13	28,69	31,13	32,13	33,06	34,13	34,13	33,63	32,13	30,25	28,46
4-SEPT	18,00	19,50	21,00	24,00	26,00	28,50	31,00	32,00	33,00	34,00	34,00	33,50	32,00	30,00	28,32
5-SEPT	17,90	19,42	20,90	23,83	25,92	28,42	30,70	31,83	32,83	33,75	33,75	33,25	31,67	30,00	28,15
6-SEPT	17,80	19,33	20,80	23,67	25,83	28,33	30,40	31,67	32,67	33,50	33,50	33,00	31,33	30,00	27,99
7-SEPT	17,70	19,25	20,70	23,50	25,75	28,25	30,10	31,50	32,50	33,25	33,25	32,75	31,00	30,00	27,82
8-SEPT	17,60	19,17	20,60	23,33	25,67	28,17	29,80	31,33	32,33	33,00	33,00	32,50	30,66	30,00	27,65
9-SEPT	17,50	19,08	20,50	23,17	25,58	28,08	29,50	31,17	32,17	32,75	32,75	32,25	30,33	30,00	27,49
10-SEPT	17,40	19,00	20,40	23,00	25,50	28,00	29,50	31,00	32,00	32,50	32,50	32,00	30,00		27,14
11-SEPT	17,30	18,75	20,30	22,88	25,38	27,75	29,25	30,75	31,75	32,13	32,13	31,50	29,63		26,88
12-SEPT	17,20	18,50	20,20	22,75	25,25	27,50	29,00	30,50	31,50	31,75	31,75	31,00	29,25		26,63
13-SEPT	17,10	18,25	20,10	22,63	25,13	27,25	28,75	30,25	31,25	31,38	31,38	30,50	28,88		26,37
14-SEPT	17,00	18,00	20,00	22,50	25,00	27,00	28,50	30,00	31,00	31,00	31,00	30,00	28,50		26,12
15-SEPT	16,86	17,93	19,93	22,43	24,86	26,86	28,36	29,79	30,79	30,86	30,79	29,86	28,36		25,97
16-SEPT	16,71	17,86	19,86	22,36	24,71	26,71	28,21	29,57	30,57	30,71	30,57	29,71	28,21		25,83
17-SEPT	16,57	17,79	19,79	22,29	24,57	26,57	28,07	29,36	30,36	30,57	30,36	29,57	28,07		25,69
18-SEPT	16,43	17,71	19,71	22,21	24,43	26,43	27,93	29,14	30,14	30,43	30,14	29,43	27,93		25,54
19-SEPT	16,29	17,64	19,64	22,14	24,29	26,29	27,79	28,93	29,93	30,29	29,93	29,29	27,79		25,40
20-SEPT	16,14	17,57	19,57	22,07	24,14	26,14	27,64	28,71	29,71	30,14	29,71	29,14	27,64		25,26
21-SEPT	16,00	17,50	19,50	22,00	24,00	26,00	27,50	28,50	29,50	30,00	29,50	29,00	27,50		25,12
22-SEPT	15,90	17,33	19,33	21,67	23,67	25,83	27,33	28,33	29,33	29,67	29,33	28,67	27,17		24,89
23-SEPT	15,80	17,50	19,17	21,33	23,33	25,67	27,17	28,17	29,17	29,33	29,17	28,33	26,83		24,69
24-SEPT	15,70	17,25	19,00	21,00	23,00	25,50	27,00	28,00	29,00	29,00	29,00	28,00	26,50		24,46
25-SEPT	15,60	17,00	18,83	20,86	22,86	25,33	26,83	27,83	28,67	28,83	28,67	27,67	26,33		24,25
26-SEPT	15,50	16,75	18,67	20,71	22,71	25,17	26,67	27,67	28,33	28,67	28,33	27,33	26,17		24,05
27-SEPT	15,40	16,50	18,50	20,57	22,57	25,00	26,50	27,50	28,00	28,50	28,00	27,00	26,00		23,85
28-SEPT	15,30	16,38	18,38	20,43	22,43	24,75	26,25	27,25	27,75	28,25	27,75	26,75	25,75		23,65
29-SEPT	15,20	16,25	18,25	20,29	22,29	24,50	26,00	27,00	27,50	28,00	27,50	26,50	25,50		23,44
30-SEPT	15,10	16,13	18,13	20,14	22,14	24,25	25,75	26,75	27,25	27,75	27,25	26,25	25,25		23,24
1-OCT	15,00	16,00	18,00	20,00	22,00	24,00	25,50	26,50	27,00	27,50	27,00	26,00	24,50		23,00
2-OCT	14,75	15,75	17,75	19,50	21,85	23,75	25,25	26,25	26,80	27,25	27,00	25,50	24,00		22,72
3-OCT	14,50	15,50	17,50	19,00	21,70	23,50	25,00	26,00	26,60	27,00	26,50	25,28	23,78		22,45
4-OCT	14,25	15,50	17,38	18,94	21,55	23,50	25,00	26,00	26,40	26,75	26,25	25,06	23,55		22,32
5-OCT	14,00	15,36	17,25	18,88	21,40	23,50	25,00	26,00	26,20	26,50	26,00	24,83	23,33		22,17
6-OCT	13,92	15,21	17,13	18,81	21,25	23,50	25,00	26,00	26,00	26,25	25,75	24,61	23,11		22,04
7-OCT	13,83	15,07	17,00	18,75	21,10	23,50	25,00	26,00	25,80	26,00	25,50	24,39	22,89		21,91
8-OCT	13,75	14,93	16,88	18,69	20,95	23,50	25,00	26,00	25,60	25,75	25,25	24,17	22,66		21,78
9-OCT	13,67	14,79	16,75	18,63	20,80	23,50	25,00	26,00	25,40	25,50	25,00	23,94	22,44		21,65
10-OCT	13,58	14,64	16,63	18,56	20,65	23,50	25,00	26,00	25,20	25,25	24,75	23,72	22,22		21,52
11-OCT	13,50	14,50	16,50	18,50	20,50	22,00	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	23,50	22,00		21,08
12-OCT	13,42	14,42	16,25	18,33	20,33	22,00	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	23,50	22,00		21,02

13-OCT	13,33	14,33	16,00	18,17	20,17	22,00	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	23,50	22,00		20,96
14-OCT	13,25	14,25	15,75	18,00	20,00	22,00	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	23,50	22,00		20,90
15-OCT	13,17	14,17	15,50	17,83	19,83	22,00	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	23,50	22,00		20,85
16-OCT	13,08	14,08	15,25	17,67	19,67	22,00	24,00	24,50	25,00	25,00	24,50	23,50	22,00		20,79
17-OCT	13,00	14,00	15,00	17,50	19,50	21,50	23,00	24,00	24,00	24,00	23,50	22,00			20,08
18-OCT	12,80	13,80	14,90	17,40	19,40	21,30	22,80	23,70	23,80	23,80	23,20	21,80			19,89
19-OCT	12,60	13,60	14,80	17,30	19,30	21,10	22,60	23,40	23,60	23,60	22,90	21,60			19,70
20-OCT	12,40	13,40	14,70	17,20	19,20	20,90	22,40	23,10	23,40	23,40	22,60	21,40			19,51
21-OCT	12,20	13,20	14,60	17,10	19,10	20,70	22,20	22,80	23,20	23,20	22,30	21,20			19,32
22-OCT	12,00	13,00	14,50	17,00	19,00	20,50	22,00	22,50	23,00	23,00	22,00	21,00			19,13
23-OCT	11,88	12,88	14,38	16,75	18,75	20,25	21,75	22,38	22,75	22,75	21,75	20,63			18,91
24-OCT	11,75	12,75	14,25	16,50	18,50	20,00	21,50	22,25	22,50	22,50	21,50	20,25			18,69
25-OCT	11,63	12,63	14,13	16,25	18,25	19,75	21,25	22,13	22,25	22,25	21,25	19,88			18,47
26-OCT	11,50	12,50	14,00	16,00	18,00	19,50	21,00	22,00	22,00	22,00	21,00	19,50			18,25
27-OCT	11,33	12,33	13,80	15,80	17,80	19,40	20,80	21,80	21,90	21,80	20,80	19,50			18,92
28-OCT	11,17	12,17	13,60	15,60	17,60	19,30	20,60	21,60	21,80	21,60	20,60	19,50			19,59
29-OCT	11,00	12,00	13,40	15,40	17,40	19,20	20,40	21,40	21,70	21,40	20,40	19,50			20,27
30-OCT	10,83	11,83	13,20	15,20	17,20	19,10	20,20	21,20	21,60	21,20	20,20	19,50			20,94
31-OCT	10,67	11,67	13,00	15,00	17,00	19,00	20,00	21,00	21,50	21,00	20,00				17,26
1-NOV	10,50	11,50	12,85	14,85	16,85	18,80	19,80	20,80	21,25	20,75	19,75				17,06
2-NOV	10,33	11,33	12,70	14,70	16,70	18,60	19,60	20,60	21,00	20,50	19,50				16,87
3-NOV	10,17	11,17	12,55	14,55	16,55	18,40	19,40	20,40	20,75	20,25	19,25				16,68
4-NOV	10,00	11,00	12,40	14,40	16,40	18,20	19,20	20,20	20,50	20,00	19,00				16,48
5-NOV	9,83	10,83	12,25	14,25	16,25	18,00	19,00	20,00	20,25	19,75	18,75				16,29
6-NOV	9,67	10,67	12,10	14,10	16,10	17,80	18,80	19,80	20,00	19,50	18,50				16,09
7-NOV	9,50	10,50	11,95	13,95	15,95	17,60	18,60	19,60	19,75	19,25	18,25				15,90
8-NOV	9,33	10,33	11,80	13,80	15,80	17,40	18,40	19,40	19,50	19,00	18,00				15,71
9-NOV	9,16	10,16	11,65	13,65	15,65	17,20	18,20	19,20	19,25	18,75	17,75				15,51
10-NOV	9,00	10,00	11,50	13,50	15,50	17,00	18,00	19,00	19,00	18,50	17,50				15,32
11-NOV	8,80	9,80	11,30	13,30	15,30	16,80	17,80	18,80	19,80	18,30	17,30				15,30
12-NOV	8,60	9,60	11,10	13,10	15,10	16,60	17,60	18,60	19,60	18,10	17,10				15,28
13-NOV	8,40	9,40	10,90	12,90	14,90	16,40	17,40	18,40	19,40	17,90	16,90				15,26
14-NOV	8,20	9,20	10,70	12,70	14,70	16,20	17,20	18,20	19,20	17,70	16,70				15,25
15-NOV	8,00	9,00	10,50	12,50	14,50	16,00	17,00	18,00	18,00	17,50	16,00				14,27
16-NOV	7,88	8,75	10,25	12,25	14,25	15,75	16,75	17,75	17,75	17,25	15,75				14,03
17-NOV	7,75	8,50	10,00	12,00	14,00	15,50	16,50	17,50	17,50	17,00	15,50				13,80
18-NOV	7,63	8,25	9,75	11,75	13,75	15,25	16,25	17,25	17,25	16,75	15,25				13,56
19-NOV	7,50	8,00	9,50	11,50	13,50	15,00	16,00	17,00	17,00	16,50	15,00				13,32
20-NOV	7,40	7,90	9,40	11,40	13,30	14,80	15,80	16,80	16,80	16,40	14,80				13,16
21-NOV	7,30	7,80	9,30	11,30	13,10	14,60	15,60	16,60	16,60	16,30	14,60				13,01
22-NOV	7,20	7,70	9,20	11,20	12,90	14,40	15,40	16,40	16,40	16,20	14,40				12,85
23-NOV	7,10	7,60	9,10	11,10	12,70	14,20	15,20	16,20	16,20	16,10	14,20				12,70
24-NOV	7,00	7,50	9,00	11,00	12,50	14,00	15,00	16,00	16,00	16,00	14,00				12,55
25-NOV	6,75	7,38	8,75	10,75	12,38	13,88	14,88	15,88	15,90	15,88	13,90				12,39

26-NOV	6,50	7,25	8,50	10,50	12,25	13,75	14,75	15,75	15,80	15,75	13,80				12,24
27-NOV	6,25	7,13	8,25	10,25	12,13	13,63	14,63	15,63	15,70	15,63	13,70				12,08
28-NOV	6,00	7,00	8,00	10,00	12,00	13,50	14,50	15,50	15,60	15,50	13,60				11,93
29-NOV	5,92	6,83	7,92	9,92	11,83	13,33	14,42	15,33	15,50	15,33	13,50				11,80
30-NOV	5,83	6,67	7,83	9,83	11,67	13,17	14,33	15,17	15,40	15,17	13,40				11,68
1-DIC	5,75	6,50	7,75	9,75	11,50	13,00	14,25	15,00	15,30	15,00	13,30				11,55
2-DIC	5,67	6,33	7,67	9,67	11,33	12,83	14,17	14,83	15,20	14,83	13,20				11,43
3-DIC	5,58	6,17	7,58	9,58	11,17	12,67	14,08	14,67	15,10	14,67	13,10				11,31
4-DIC	5,50	6,00	7,50	9,50	11,00	12,50	14,00	14,50	15,00	14,50	13,00				11,18
5-DIC	5,44	5,94	7,44	9,38	10,88	12,44	13,88	14,44	14,94	14,44	12,88				11,10
6-DIC	5,38	5,88	7,38	9,25	10,75	12,38	13,75	14,38	14,88	14,38	12,75				11,01
7-DIC	5,31	5,81	7,31	9,13	10,63	12,31	13,63	14,31	14,81	14,31	12,63				10,93
8-DIC	5,25	5,75	7,25	9,00	10,50	12,25	13,50	14,25	14,75	14,25	12,50				10,84
9-DIC	5,19	5,69	7,19	8,88	10,38	12,19	13,38	14,19	14,69	14,19	12,38				10,76
10-DIC	5,13	5,63	7,13	8,75	10,25	12,13	13,25	14,13	14,63	14,13	12,25				10,67
11-DIC	5,06	5,56	7,06	8,63	10,13	12,06	13,13	14,06	14,56	14,06	12,13				10,59
12-DIC	5,00	5,50	7,00	8,50	10,00	12,00	13,00	14,00	14,50	14,00	12,00				10,50
13-DIC	4,95	5,42	6,92	8,45	9,95	11,95	12,95	13,95	14,45	13,95	12,00				10,45
14-DIC	4,89	5,34	6,84	8,39	9,89	11,89	12,89	13,89	14,39	13,89	12,00				10,39
15-DIC	4,84	5,26	6,76	8,34	9,84	11,84	12,84	13,84	14,34	13,84	12,00				10,34
16-DIC	4,79	5,18	6,68	8,29	9,79	11,79	12,79	13,79	14,29	13,79	12,00				10,29
17-DIC	4,74	5,11	6,61	8,24	9,74	11,74	12,74	13,74	14,24	13,74	12,00				10,24
18-DIC	4,68	5,03	6,53	8,18	9,68	11,68	12,68	13,68	14,18	13,68	12,00				10,18
19-DIC	4,63	4,95	6,45	8,13	9,63	11,63	12,63	13,63	14,13	13,63	12,00				10,13
20-DIC	4,58	4,87	6,37	8,08	9,58	11,58	12,58	13,58	14,08	13,58	12,00				10,08
21-DIC	4,53	4,79	6,29	8,03	9,53	11,53	12,53	13,53	14,03	13,53	12,00				10,03
22-DIC	4,47	4,71	6,21	7,97	9,47	11,47	12,47	13,47	13,97	13,47	12,00				9,97
23-DIC	4,42	4,63	6,13	7,92	9,42	11,42	12,42	13,42	13,92	13,42	12,00				9,92
24-DIC	4,37	4,55	6,05	7,87	9,37	11,37	12,37	13,37	13,87	13,37	12,00				9,87
25-DIC	4,32	4,47	5,97	7,82	9,32	11,32	12,32	13,32	13,82	13,32	12,00				9,82
26-DIC	4,26	4,39	5,89	7,76	9,26	11,26	12,26	13,26	13,76	13,26	12,00				9,76
27-DIC	4,21	4,32	5,82	7,71	9,21	11,21	12,21	13,21	13,71	13,21	12,00				9,71
28-DIC	4,16	4,24	5,74	7,66	9,16	11,16	12,16	13,16	13,66	13,16	12,00				9,66
29-DIC	4,11	4,16	5,66	7,61	9,11	11,11	12,11	13,11	13,61	13,11	12,00				9,61
30-DIC	4,05	4,08	5,58	7,55	9,05	11,05	12,05	13,05	13,55	13,05	12,00				9,55
31-DIC	4,00	4,00	5,50	7,50	9,00	11,00	12,00	13,00	13,50	13,00	12,00				9,50

Tabla 3.5.1. Temperatura media horaria en horas de sol. Elaboración propia. Fuente © WeatherSpark.com

Para las temperaturas recogidas en esta tabla se obtienen las siguientes temperaturas promedio mensuales expresadas en grados Celsius.

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic
Temperaturas promedio (°C)	10,30	12,32	15,31	17,67	22,71	27,39	30,70	30,28	26,06	20,63	14,28	10,37

Tabla 3.5.2. Temperatura promedio mensual en horas de sol. Elaboración propia.

1.2. DATOS DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA DE PVGIS

En las siguientes tablas se recogen los datos promedio de irradiancia por hora y mes para una inclinación de 30° y azimut de -30°, además de la temperatura ambiente promedio. Los datos de irradiancia se descomponen en global, directa, difusa y global con cielo despejado.

Adicionalmente, se han añadido 2 columnas a la derecha correspondientes a la temperatura a la que trabajará la célula en función de la irradiancia y temperatura ambiente, según la siguiente expresión, mencionada en el documento 2-MEMORIA:

$$T_c^a = T_a^a + \left(\frac{TONC - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} \right) \times G$$

Del datasheet del módulo fotovoltaico empleado se obtiene que la TONC es de $45 \pm 2^{\circ}C$. Para comprender las tablas, su leyenda es la siguiente.

G(i): Irradiancia global en plano fijo (W/m2)
Gb(i): Irradiancia directa en plano fijo (W/m2)
Gd(i): Irradiancia difusa en plano fijo (W/m2)
Gcs(i): Irradiancia global con cielo despejado y plano fijo (W/m2)
T2m: temperatura ambiente (° C)
Tc (TONC=43°): temperatura de célula para TONC=43° C
Tc (TONC=47°): temperatura de célula para TONC=47° C

Results for: January								
Slope of plane (deg.): 30								
Azimuth (orientation) of plane (deg.): -30								
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0	0	0	0	6,77	6,77	6,77
1:00		0	0	0	0	6,13	6,13	6,13
2:00		0	0	0	0	5,59	5,59	5,59
3:00		0	0	0	0	5,1	5,10	5,10
4:00		0	0	0	0	4,7	4,70	4,70
5:00		0	0	0	0	4,36	4,36	4,36
6:00		0	0	0	0	4,07	4,07	4,07
7:00		0	0	0	0	3,85	3,85	3,85
8:00		0	0	0	214,79	3,81	3,81	3,81
9:00		206,24	154,07	51,33	544,16	3,8	9,73	10,76
10:00		400,04	290,52	106,96	754,64	5,61	17,11	19,11
11:00		550,53	407,25	139,11	871,84	8,37	24,20	26,95
12:00		623,8	467,29	151,29	897,7	10,11	28,04	31,16
13:00		642,62	481,7	155,14	836,27	11,4	29,88	33,09
14:00		576,06	427,82	142,74	696,58	12,32	28,88	31,76
15:00		475	640,3	129,89	494,51	12,87	26,53	28,90
16:00		334,58	230,42	100,57	257,07	13,07	22,69	24,36
17:00		159,01	98,74	58,41	38,74	12,75	17,32	18,12
18:00		4,61	0,72	3,8	0	11,82	11,95	11,98
19:00		0	0	0	0	10,63	10,63	10,63
20:00		0	0	0	0	9,88	9,88	9,88
21:00		0	0	0	0	9,06	9,06	9,06
22:00		0	0	0	0	8,28	8,28	8,28
23:00		0	0	0	0	7,51	7,51	7,51

Tabla 3.5.3. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de enero. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for: February								
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0	0	0	0	8,22	8,22	8,22
1:00		0	0	0	0	7,48	7,48	7,48
2:00		0	0	0	0	6,85	6,85	6,85
3:00		0	0	0	0	6,34	6,34	6,34
4:00		0	0	0	0	5,89	5,89	5,89
5:00		0	0	0	0	5,48	5,48	5,48
6:00		0	0	0	0	5,14	5,14	5,14
7:00		0	0	0	0	4,86	4,86	4,86
8:00		2,7	1,48	1,2	323,36	4,84	4,92	4,93
9:00		267,54	182,38	83,55	617,54	5,35	13,04	14,38
10:00		459,68	319,57	136,57	826,90	7,82	21,04	23,33
11:00		607,43	435,56	166,64	947,93	10,09	27,55	30,59
12:00		697,07	501,94	188,6	978,22	11,65	31,69	35,18
13:00		707,52	509,36	191,13	920,33	12,9	33,24	36,78
14:00		674,61	489,13	178,38	782,4	13,81	33,21	36,58
15:00		556,93	384,32	166,34	579,25	14,37	30,38	33,17
16:00		401,27	260,51	135,88	335,67	14,61	26,15	28,15
17:00		223,5	128,76	91,64	97,74	14,46	20,89	22,00
18:00		48,07	13,76	33,24	0	13,81	15,19	15,43
19:00		0	0	0	0	12,48	12,48	12,48
20:00		0	0	0	0	11,51	11,51	11,51
21:00		0	0	0	0	10,65	10,65	10,65
22:00		0	0	0	0	9,88	9,88	9,88
23:00		0	0	0	0	9,04	9,04	9,04

Tabla 3.5.4. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de febrero. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		March						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0	0	0	0	10,88	10,88	10,88
1:00		0	0	0	0	10,20	10,20	10,20
2:00		0	0	0	0	9,35	9,35	9,35
3:00		0	0	0	0	8,76	8,76	8,76
4:00		0	0	0	0	8,23	8,23	8,23
5:00		0	0	0	0	7,76	7,76	7,76
6:00		0	0	0	0	7,36	7,36	7,36
7:00		0	0	0	169,32	6,98	6,98	6,98
8:00		147,93	93,66	53,29	496,26	7,21	11,46	12,20
9:00		378,68	247,56	127,97	760,02	9,03	19,92	21,81
10:00		559,55	377,94	176,41	950,43	11,68	27,77	30,56
11:00		694,02	483,19	203,93	1.056,37	13,42	33,37	36,84
12:00		792,5	566,09	218,08	1.073,75	14,91	37,69	41,66
13:00		778,1	552,25	217,17	1.004,61	16,13	38,50	42,39
14:00		718,5	502,48	207,55	856,72	17,02	37,68	41,27
15:00		607,62	410,22	189,73	644,27	17,54	35,01	38,05
16:00		439,91	272,67	161,14	390,24	17,70	30,35	32,55
17:00		258,22	132,44	121,71	133,62	17,55	24,97	26,26
18:00		85,36	20,89	62,39	24,30	17,04	19,49	19,92
19:00		7,81	0	7,7	0	15,88	16,10	16,14
20:00		0	0	0	0	14,49	14,49	14,49
21:00		0	0	0	0	13,37	13,37	13,37
22:00		0	0	0	0	12,53	12,53	12,53
23:00		0	0	0	0	11,70	11,70	11,70

Tabla 3.5.5.Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de marzo. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		April						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	13,83	13,83	13,83
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	13,08	13,08	13,08
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	12,42	12,42	12,42
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	11,82	11,82	11,82
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	11,33	11,33	11,33
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	10,87	10,87	10,87
6:00		0,00	0,00	0,00	50,81	10,46	10,46	10,46
7:00		55,60	30,58	24,55	314,22	10,17	11,77	12,05
8:00		263,31	155,86	104,98	588,79	11,37	18,94	20,26
9:00		461,21	296,37	160,18	820,21	13,71	26,97	29,28
10:00		630,51	420,12	203,65	984,34	15,46	33,59	36,74
11:00		756,65	524,50	223,71	1.069,44	17,00	38,75	42,54
12:00		837,95	602,16	226,04	1.071,87	18,34	42,43	46,62
13:00		817,12	578,74	228,36	994,09	19,43	42,92	47,01
14:00		750,53	513,04	227,73	844,00	20,23	41,81	45,56
15:00		617,94	402,39	206,91	635,53	20,71	38,48	41,57
16:00		471,77	287,92	176,53	390,74	20,86	34,42	36,78
17:00		285,48	147,30	132,88	144,98	20,71	28,92	30,34
18:00		106,54	23,64	79,90	43,45	20,21	23,27	23,81
19:00		37,32	0,00	36,76	0,00	19,24	20,31	20,50
20:00		0,00	0,00	0,00	0,00	17,84	17,84	17,84
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	16,53	16,53	16,53
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	15,49	15,49	15,49
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	14,61	14,61	14,61

Tabla 3.5.6. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de abril. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		May						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	18,42	18,42	18,42
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	17,33	17,33	17,33
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	16,54	16,54	16,54
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	15,90	15,90	15,90
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	15,34	15,34	15,34
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	14,87	14,87	14,87
6:00		0,00	0,00	0,00	128,70	14,45	14,45	14,45
7:00		141,41	75,18	64,74	369,63	14,46	18,53	19,23
8:00		335,30	206,62	125,05	615,24	16,20	25,84	27,52
9:00		542,69	365,16	171,50	821,81	18,62	34,22	36,94
10:00		710,87	498,47	204,21	966,81	20,38	40,82	44,37
11:00		829,38	603,67	215,84	1.039,22	22,02	45,86	50,01
12:00		884,85	649,32	224,54	1.035,73	23,45	48,89	53,31
13:00		880,17	652,86	215,84	958,79	24,59	49,89	54,30
14:00		799,33	574,52	213,74	815,91	25,40	48,38	52,38
15:00		668,88	463,36	195,49	620,17	25,90	45,13	48,47
16:00		504,48	324,88	171,10	391,82	26,09	40,59	43,12
17:00		310,81	169,47	134,99	161,85	25,96	34,90	36,45
18:00		128,23	33,66	90,59	61,24	25,51	29,20	29,84
19:00		61,75	0,00	60,83	23,80	24,67	26,45	26,75
20:00		2,53	0,00	2,49	0,00	23,33	23,40	23,42
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	21,79	21,79	21,79
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	20,51	20,51	20,51
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	19,42	19,42	19,42

Tabla 3.5.7. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de mayo. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for: June								
Slope of plane (deg.): 30								
Azimuth (orientation) of plane (deg.): -30								
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	23,42	23,42	23,42
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	22,23	22,23	22,23
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	21,28	21,28	21,28
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	20,46	20,46	20,46
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	19,75	19,75	19,75
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	19,20	19,20	19,20
6:00		0,00	0,00	0,00	140,37	18,74	18,74	18,74
7:00		167,31	91,29	74,10	366,64	18,98	23,79	24,63
8:00		371,64	239,47	127,95	599,33	20,93	31,61	33,47
9:00		586,26	413,34	166,16	797,18	23,13	39,98	42,92
10:00		757,51	559,70	188,85	937,86	25,05	46,83	50,62
11:00		889,34	675,16	203,31	1.010,17	26,89	52,46	56,91
12:00		953,03	732,28	208,63	1.010,44	28,49	55,89	60,65
13:00		951,38	735,91	202,78	940,66	29,80	57,15	61,91
14:00		859,66	652,84	194,61	807,70	30,76	55,48	59,77
15:00		720,99	528,83	181,05	623,63	31,37	52,10	55,70
16:00		545,59	376,58	159,53	407,12	31,64	47,33	50,05
17:00		341,96	204,85	129,89	186,02	31,57	41,40	43,11
18:00		151,38	54,42	92,12	72,33	31,17	35,52	36,28
19:00		78,47	0,00	77,31	36,55	30,41	32,67	33,06
20:00		21,22	0,00	20,90	0,00	29,18	29,79	29,90
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	27,50	27,50	27,50
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	25,99	25,99	25,99
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	24,62	24,62	24,62

Tabla 3.5.8. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de junio. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		July						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	G _b (i)	G _d (i)	G _{cs} (i)	T _{2m}	T _c (TONC=43°)	T _c (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	27,17	27,17	27,17
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	25,91	25,91	25,91
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	24,86	24,86	24,86
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	23,92	23,92	23,92
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	23,16	23,16	23,16
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	22,59	22,59	22,59
6:00		0,00	0,00	0,00	104,49	22,14	22,14	22,14
7:00		151,77	86,47	63,67	325,43	22,09	26,45	27,21
8:00		375,88	255,45	116,35	562,50	23,67	34,48	36,36
9:00		605,13	448,39	150,01	768,47	26,33	43,73	46,75
10:00		787,41	610,77	167,60	918,50	28,49	51,13	55,07
11:00		925,18	736,94	177,22	1.000,12	30,54	57,14	61,76
12:00		992,25	799,27	180,64	1.008,96	32,38	60,91	65,87
13:00		983,78	791,93	178,98	946,57	33,87	62,15	67,07
14:00		904,70	721,12	170,98	819,47	34,96	60,97	65,49
15:00		769,68	601,14	156,89	639,40	35,68	57,81	61,66
16:00		582,94	434,09	138,89	424,73	36,02	52,78	55,69
17:00		370,40	249,44	113,17	203,23	35,98	46,63	48,48
18:00		157,75	71,51	81,06	75,15	35,57	40,11	40,89
19:00		73,95	0,00	72,85	37,32	34,80	36,93	37,30
20:00		20,55	0,00	20,24	0,00	33,55	34,14	34,24
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	31,74	31,74	31,74
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	30,11	30,11	30,11
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	28,57	28,57	28,57

Tabla 3.5.9. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de julio. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		August						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	G _b (i)	G _d (i)	G _{cs} (i)	T _{2m}	T _c (TONC=43°)	T _c (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	26,88	26,88	26,88
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	25,90	25,90	25,90
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	24,92	24,92	24,92
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	24,04	24,04	24,04
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	23,35	23,35	23,35
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	22,85	22,85	22,85
6:00		0,00	0,00	0,00	52,66	22,45	22,45	22,45
7:00		93,84	54,11	38,93	283,33	22,09	24,79	25,26
8:00		334,72	226,05	105,51	537,25	23,03	32,65	34,33
9:00		570,44	418,93	145,75	757,99	25,89	42,29	45,14
10:00		765,02	590,34	166,54	918,24	28,14	50,13	53,96
11:00		902,91	709,57	183,25	1.004,99	30,22	56,18	60,69
12:00		979,32	783,89	183,94	1.014,11	32,09	60,25	65,14
13:00		968,33	773,97	182,37	947,70	33,61	61,45	66,29
14:00		892,33	708,68	171,87	813,11	34,71	60,36	64,83
15:00		750,28	579,72	159,80	623,40	35,42	56,99	60,74
16:00		561,34	414,70	137,56	399,35	35,70	51,84	54,65
17:00		340,74	224,53	109,42	173,67	35,57	45,37	47,07
18:00		126,81	50,29	72,35	62,46	35,09	38,74	39,37
19:00		53,46	0,00	52,66	17,03	34,23	35,77	36,03
20:00		0,54	0,00	0,53	0,00	32,86	32,88	32,88
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	31,13	31,13	31,13
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	29,55	29,55	29,55
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	28,12	28,12	28,12

Tabla 3.5.10. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de agosto. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		September						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	22,14	22,14	22,14
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	21,49	21,49	21,49
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	20,72	20,72	20,72
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	20,03	20,03	20,03
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	19,50	19,50	19,50
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	19,10	19,10	19,10
6:00		0,00	0,00	0,00	0,00	18,75	18,75	18,75
7:00		12,64	7,10	5,45	241,14	18,37	18,73	18,80
8:00		266,22	172,41	91,73	519,18	18,71	26,36	27,69
9:00		498,73	346,37	147,89	752,68	21,09	35,43	37,92
10:00		685,06	499,25	179,15	916,32	23,35	43,05	46,47
11:00		830,27	624,25	197,45	998,86	25,25	49,12	53,27
12:00		896,48	682,10	204,59	997,66	26,92	52,69	57,18
13:00		891,53	678,52	202,70	916,33	28,25	53,88	58,34
14:00		807,76	610,34	187,47	764,08	29,20	52,42	56,46
15:00		644,07	470,31	165,17	556,85	29,76	48,28	51,50
16:00		462,34	307,71	147,70	320,55	29,91	43,20	45,51
17:00		251,79	145,47	101,64	99,35	29,69	36,93	38,19
18:00		69,78	9,07	58,66	29,62	29,07	31,08	31,43
19:00		11,83	0,00	11,66	0,00	28,00	28,34	28,40
20:00		0,00	0,00	0,00	0,00	26,59	26,59	26,59
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	25,23	25,23	25,23
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	24,04	24,04	24,04
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	23,03	23,03	23,03

Tabla 3.5.11. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de septiembre. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		October						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m	Tc (TONC=43°)	Tc (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	17,41	17,41	17,41
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	16,90	16,90	16,90
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	16,24	16,24	16,24
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	15,68	15,68	15,68
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	15,22	15,22	15,22
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	14,77	14,77	14,77
6:00		0,00	0,00	0,00	0,00	14,35	14,35	14,35
7:00		0,00	0,00	0,00	188,17	13,97	13,97	13,97
8:00		185,12	122,82	61,24	509,98	13,82	19,14	20,07
9:00		421,89	289,29	129,42	752,96	15,55	27,68	29,79
10:00		597,18	423,28	168,76	914,66	18,46	35,63	38,61
11:00		742,90	548,17	187,83	988,68	20,35	41,71	45,42
12:00		803,93	600,18	195,79	974,33	21,92	45,03	49,05
13:00		762,49	558,16	196,27	876,55	23,15	45,07	48,88
14:00		686,44	501,60	177,13	706,18	23,94	43,68	47,11
15:00		528,41	363,95	158,05	481,66	24,36	39,55	42,19
16:00		352,90	219,50	128,63	234,08	24,40	34,55	36,31
17:00		159,16	78,11	78,39	26,37	24,04	28,62	29,41
18:00		23,77	0,00	23,42	0,00	23,20	23,88	24,00
19:00		0,00	0,00	0,00	0,00	21,82	21,82	21,82
20:00		0,00	0,00	0,00	0,00	20,70	20,70	20,70
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	19,67	19,67	19,67
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	18,81	18,81	18,81
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	18,07	18,07	18,07

Tabla 3.5.12. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de octubre. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for: November								
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	G _b (i)	G _d (i)	G _{cs} (i)	T _{2m}	T _c (TONC=43°)	T _c (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	10,85	10,85	10,85
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	10,47	10,47	10,47
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	9,93	9,93	9,93
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	9,47	9,47	9,47
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	9,05	9,05	9,05
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	8,67	8,67	8,67
6:00		0,00	0,00	0,00	0,00	8,35	8,35	8,35
7:00		0,00	0,00	0,00	0,00	8,11	8,11	8,11
8:00		26,68	19,16	7,40	394,55	7,95	8,72	8,85
9:00		308,23	213,28	93,14	655,84	8,70	17,56	19,10
10:00		470,01	326,40	140,11	824,91	11,23	24,74	27,09
11:00		595,13	424,23	165,95	903,21	13,28	30,39	33,37
12:00		666,05	486,74	173,35	892,02	14,75	33,90	37,23
13:00		644,55	472,79	165,61	797,06	15,84	34,37	37,59
14:00		561,27	398,66	156,90	629,85	16,59	32,73	35,53
15:00		434,90	298,73	131,49	409,95	16,97	29,47	31,65
16:00		280,82	178,12	99,43	172,05	16,98	25,05	26,46
17:00		99,65	48,20	50,08	13,53	16,53	19,39	19,89
18:00		0,17	0,00	0,16	0,00	15,44	15,44	15,45
19:00		0,00	0,00	0,00	0,00	14,34	14,34	14,34
20:00		0,00	0,00	0,00	0,00	13,66	13,66	13,66
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	12,88	12,88	12,88
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	12,17	12,17	12,17
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	11,49	11,49	11,49

Tabla 3.5.13. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de noviembre. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Results for:		December						
Slope of plane (deg.):		30						
Azimuth (orientation) of plane (deg.):		-30						
time(UTC+1)		G(i)	G _b (i)	G _d (i)	G _{cs} (i)	T _{2m}	T _c (TONC=43°)	T _c (TONC=47°)
0:00		0,00	0,00	0,00	0,00	7,55	7,55	7,55
1:00		0,00	0,00	0,00	0,00	6,96	6,96	6,96
2:00		0,00	0,00	0,00	0,00	6,44	6,44	6,44
3:00		0,00	0,00	0,00	0,00	5,99	5,99	5,99
4:00		0,00	0,00	0,00	0,00	5,63	5,63	5,63
5:00		0,00	0,00	0,00	0,00	5,35	5,35	5,35
6:00		0,00	0,00	0,00	0,00	5,09	5,09	5,09
7:00		0,00	0,00	0,00	0,00	4,87	4,87	4,87
8:00		0,00	0,00	0,00	268,62	4,79	4,79	4,79
9:00		223,56	162,46	60,17	572,83	4,87	11,30	12,42
10:00		426,25	311,23	112,38	759,44	6,81	19,06	21,20
11:00		557,70	414,23	139,36	852,59	9,61	25,64	28,43
12:00		626,96	474,02	147,84	855,54	11,29	29,32	32,45
13:00		624,72	469,12	150,12	773,87	12,52	30,48	33,60
14:00		563,73	422,68	135,83	618,35	13,38	29,59	32,41
15:00		437,48	313,05	120,16	407,26	13,85	26,43	28,61
16:00		286,00	192,88	90,18	173,11	13,92	22,14	23,57
17:00		104,52	61,35	42,02	0,00	13,46	16,46	16,99
18:00		0,00	0,00	0,00	0,00	12,35	12,35	12,35
19:00		0,00	0,00	0,00	0,00	11,30	11,30	11,30
20:00		0,00	0,00	0,00	0,00	10,54	10,54	10,54
21:00		0,00	0,00	0,00	0,00	9,76	9,76	9,76
22:00		0,00	0,00	0,00	0,00	8,96	8,96	8,96
23:00		0,00	0,00	0,00	0,00	8,20	8,20	8,20

Tabla 3.5.14. Temperatura e irradiancia por hora promedio en el mes de diciembre. Fuente:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Para resumir las tablas anteriores, se elabora la siguiente en la cual se refleja la temperatura media ambiente para las horas de sol, así como la temperatura de trabajo de la célula teniendo en cuenta una TONC entre 43 y 47 °C y la irradiancia correspondiente.

Mes	Tamb (°C)	Tc (TONC=43°C)	Tc (TONC=47°C)
Enero	10,03	22,71	24,91
Febrero	11,89	25,24	27,56
Marzo	14,48	28,75	31,23
Abril	17,50	30,97	33,31
Mayo	22,56	37,59	40,21
Junio	27,81	43,00	45,64
Julio	31,71	47,52	50,28
Agosto	31,21	47,45	50,27
Septiembre	26,47	42,95	45,81
Octubre	21,20	34,96	37,35
Noviembre	13,88	25,63	27,68
Diciembre	11,08	23,38	25,52

Tabla 3.5.15. Temperaturas promedio mensuales y temperaturas de célula

Se puede apreciar que la diferencia de temperaturas promedio ambiente para cada mes es muy similar a las obtenidas en el apartado anterior según Weatherspark. No obstante, se van a emplear los datos obtenidos de PVGIS, pues la temperatura promedio de todo el año es ligeramente mayor estando así ante un escenario más restrictivo.

4 - PLANOS

ÍNDICE

1. PLANO 1 - SITUACIÓN	207
2. PLANO 2 - EMPLAZAMIENTO	208
3. PLANO 3 - PLANTA GENERAL	209
4. PLANO 4 - CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS	210
5. PLANO 5 - ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS	211
6. PLANO 6 - UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	212
7. PLANO 7 - RED DE TIERRAS	213
8. PLANO 8 - ESQUEMA UNIFILAR ELÉCTRICO	214

1. Plano 1 - Situación



AUTOR		Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO:		ESCALA: 1:50000	
		FECHA	
		oct/2022	
		Nº PLANO	1

Autor: Manuel Jesús Medina Béjar

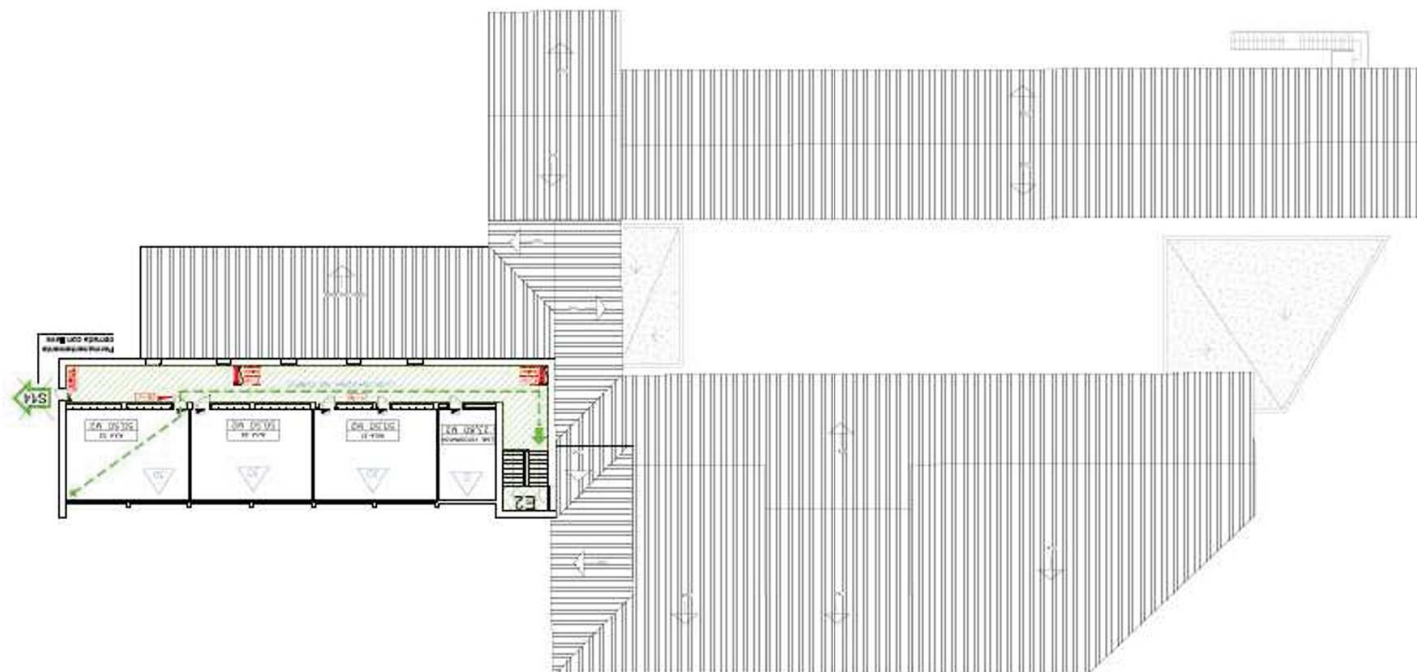
2. Plano 2 - Emplazamiento



Huso: 30 Datum: ETRS89
X: 408.466,50m Y: 4.210.237,91m Z: 257,47m
Lat: 38°02'06,85" N Lon: 4°02'34,94" O

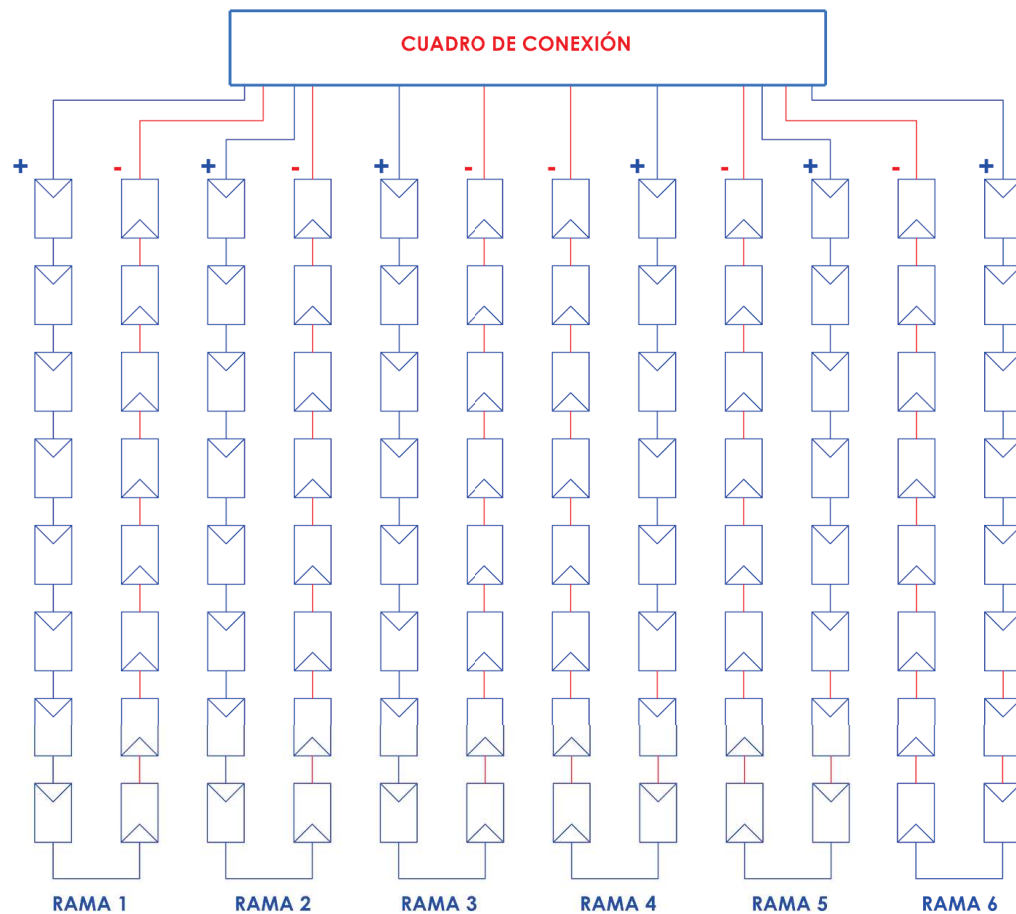
AUTOR	Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO:	Plano de emplazamiento	ESCALA: 1:5000
		FECHA oct/2022
		Nº PLANO 2

3. Plano 3 - Planta general



AUTOR		Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO:		ESCALA: 1:550	
		FECHA	
		oct/2022	
		Nº PLANO	3

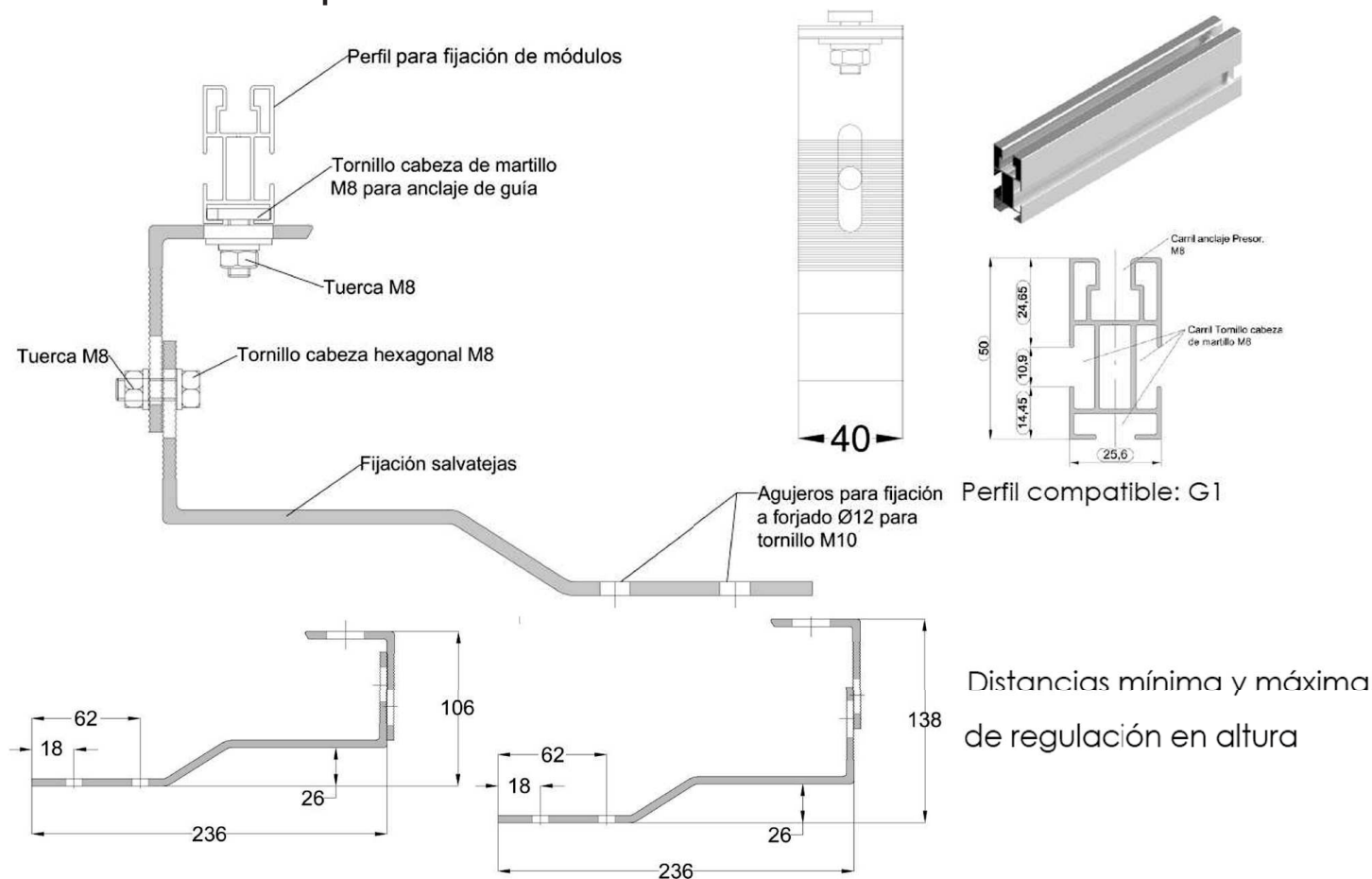
4. Plano 4 - Conexión de los módulos



**96 MÓDULOS LONGI 540 Wp DISTRIBUIDOS EN 6 RAMAS EN PARALELO,
CON 16 MÓDULOS EN SERIE POR CADA RAMA**

AUTOR		Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO:		ESCALA	
		FECHA	
		oct/2022	
		Nº PLANO	
Plano de conexionado de los módulos			

5. Plano 5 - Estructura soporte de los módulos



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

MATERIALES
TORNILLERÍA

Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería acero inoxidable A2-70

AUTOR

Manuel Jesús Medina Béjar

TÍTULO:

Plano de
estructura soporte

ESCALA:

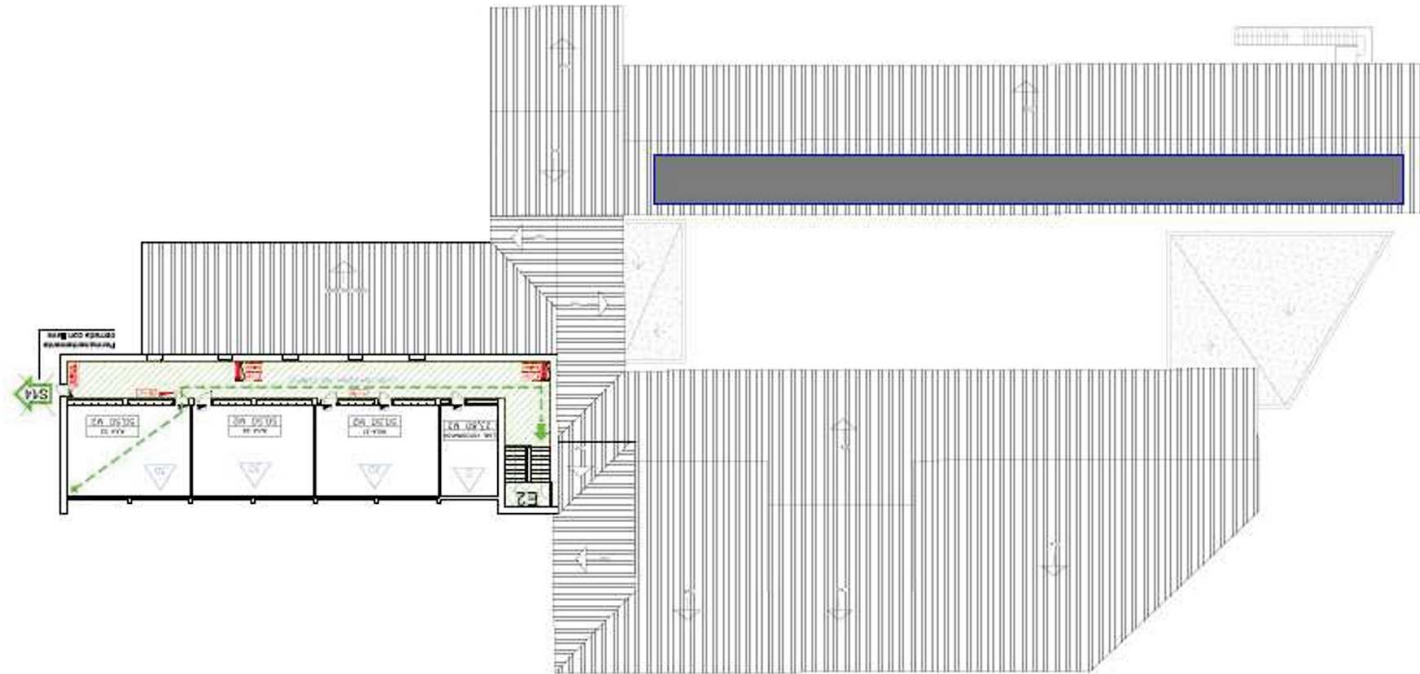
FECHA

oct/2022

Nº PLANO 5

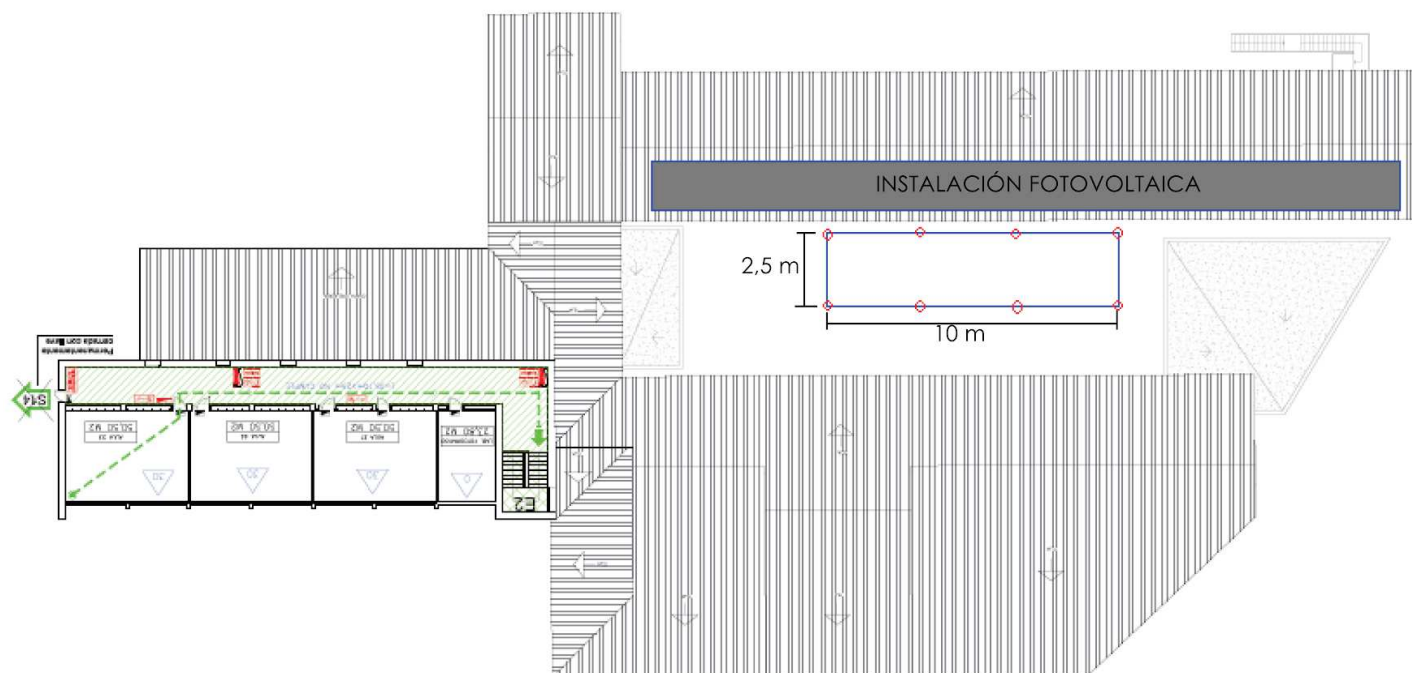
Autor: Manuel Jesús Medina Béjar

6. Plano 6 - Ubicación de la instalación fotovoltaica



AUTOR		Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO:	Plano de planta general	ESCALA: 1:550	
		FECHA	
		oct/2022	
		Nº PLANO	

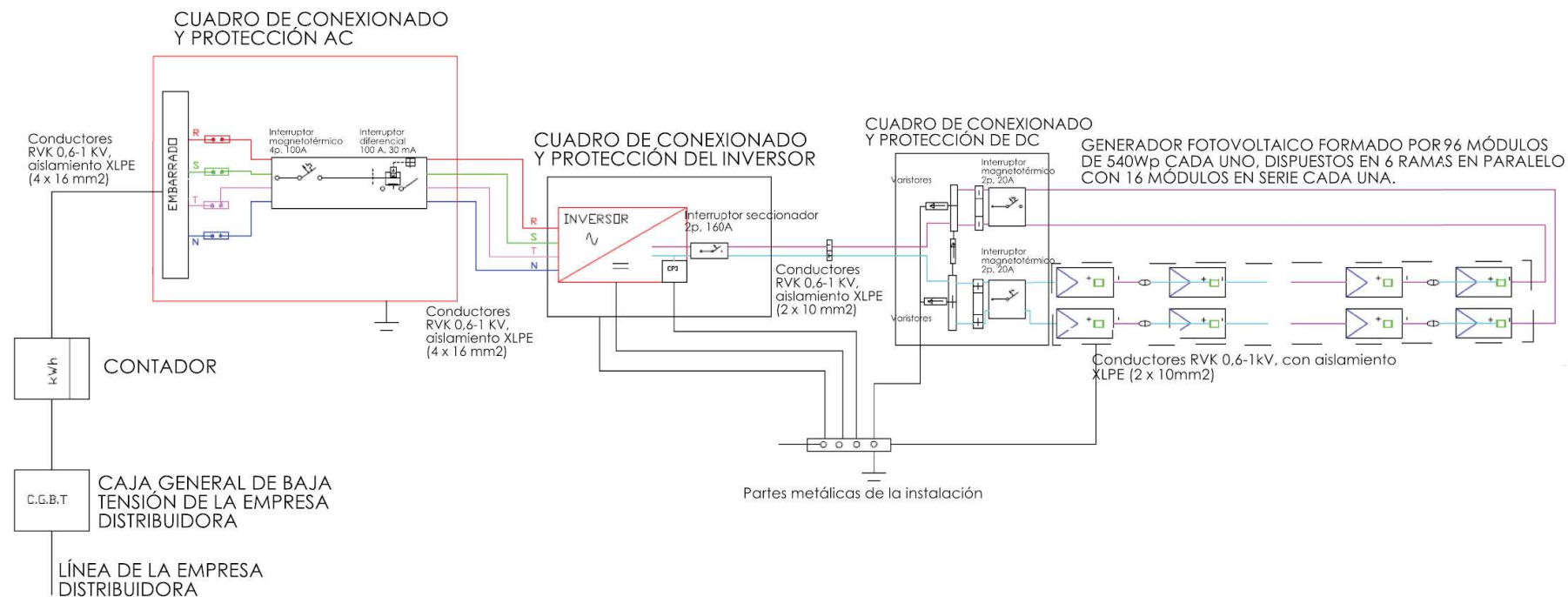
7. Plano 7 - Red de tierras



El anillo de tierra está formado por un conductor de cobre desnudo de 16 mm² y una distancia de 25 metros lineales, compuesto por 8 picas de 1,5 m de longitud y 16 mm de diámetro distribuidas por todo el perímetro. El conductor está enterrado a una profundidad de 0,75 m.

AUTOR		Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO: Plano de red de tierras		ESCALA: 1:550	
		FECHA	
		oct/2022	
		Nº PLANO	

8. Plano 8 - Esquema unifilar eléctrico



AUTOR		Manuel Jesús Medina Béjar	
TÍTULO:		ESCALA:	
		FECHA	
		oct/2022	
		Nº PLANO	8

5 - PLIEGO **DE** **CONDICIONES**

ÍNDICE

1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES	220
1.1. Objeto	220
1.2. Campo de aplicación	220
1.3. Disposiciones generales	220
1.3.1. Condiciones facultativas y legales	221
1.3.2. Seguridad en el trabajo	222
1.3.3. Seguridad pública	222
1.4. Organización del trabajo	223
1.4.1. Datos de la obra	223
1.4.2. Comprobación del replanteo de la obra	223
1.4.3. Mejoras y variaciones del proyecto	224
1.4.4. Recepción de material	224
1.4.5. Ensayos	224
1.4.6. Limpieza y seguridad de las obras	224
1.4.7. Organización	225
1.4.8. Ejecución de las obras	225
1.4.9. Subcontratación de las obras	226
1.4.10. Plazo de ejecución	226
1.4.11. Recepción provisional	226
1.4.12. Garantía	227
1.4.13. Recepción definitiva	227
1.4.14. Pago de la obra	228
1.4.15. Abono de materiales acopiados	228
1.4.16. Disposición final	228
2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED	229
2.1. Objeto	229
2.2. Generalidades	229
2.3. Definiciones	232
2.3.1. Radiación solar	232
2.3.2. Instalación	232

2.3.3. Módulos	233
2.4. Diseño del generador fotovoltaico	233
2.5. Componentes Y Materiales	234
2.5.1. Generalidades	234
2.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	234
2.5.3. Estructura soporte	235
2.5.4. Inversor	236
2.5.5. Cableado	239
2.5.6. Conexión a red	239
2.5.7. Medidas	239
2.5.8. Protecciones	239
2.5.9. Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas	240
2.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética (EMC)	240
2.5.11. Medidas de seguridad	240
2.6. Recepción Y Pruebas	241
2.7. Cálculo De La Producción Anual Esperada	243
2.8. Requerimientos Técnicos De Contrato De Mantenimiento	244
2.8.1. Generalidades	244
2.8.2. Programa de mantenimiento	244
2.8.3. Garantías	245

1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES.

1.1. OBJETO

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones de energía eléctrica cuyas características técnicas estarán especificadas en la memoria del Proyecto.

1.2. CAMPO DE APLICACIÓN

Este pliego de condiciones hace referencia al diseño y construcción de un sistema fotovoltaico conectado a red con una potencia 51,84 kWp, ubicado en un centro educativo de Andújar, Jaén.

1.3. DISPOSICIONES GENERALES

El Contratista está obligado al cumplimiento de la legislación en materia de Trabajo así como la legislación y reglamentación de carácter social vigente o que en lo sucesivo se dicte. Concretamente, deberá cumplir con lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre y cuando no sea modificado en el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá estar clasificado correctamente dentro del Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto según Orden del Ministerio de Hacienda y que se fijará en el Pliego de Condiciones Particulares, en caso de que proceda. De igual forma quien realice la instalación y montaje, deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

El contratista es el único responsable de los accidentes que sobrevinieren por su imprudencia o descuido, tanto en la totalidad de la obra como en la de los andamios, elementos auxiliares y maquinaria.

El contratista será responsable de las reclamaciones que surgieran con motivo de los derechos de patente de los materiales, procedimientos, maquinaria, instalaciones, procedimientos a su cargo, etc.

La Dirección de Obra podrá exigir en todo momento los comprobantes que acrediten el cumplimiento de lo expuesto.

1.3.1. Condiciones facultativas y legales

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.
- Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.
- Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Órdenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.
- Orden de 10 de Marzo de 2000, modificando ITC MIE RAT en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- 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.
- Normas particulares y de normalización de la Cia. Suministradora de Energía Eléctrica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, y concordantes.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre 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 de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

1.3.2. Seguridad en el trabajo

Es deber del contratista proveer todo lo necesario para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Se evitará el uso y porte por parte de los operarios de accesorios metálicos o conductores cuando se hallen trabajando en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad. Se transportarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante.

El personal de la Contrata está obligado al uso del equipo de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales. El Director de Obra podrá suspender los trabajos, si considera que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles. Además, y mediante escrito, podrá ordenar el cese de cualquier persona que sea capaz de provocar un accidente que ponga en peligro la integridad propia o la de quienes trabajan en la obra. Por último, el Director de Obra podrá exigir al Contratista los documentos que acrediten la formalización de los regímenes de la Seguridad Social de todo tipo.

1.3.3. Seguridad pública

El Contratista será el responsable de tomar las precauciones máximas pertinentes en cualquier operación y uso de equipos con el fin de proteger a las personas y bienes materiales de los peligros relacionados con el trabajo, así como también corre por su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista deberá contratar una póliza de Seguros que proteja tanto a él como a los trabajadores de las responsabilidades que por la ejecución de los trabajos y derivadas por daños, responsabilidad civil, etc. pudieran incurrir.

1.4. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El Contratista ordenará los trabajos para conseguir la óptima ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:

1.4.1. Datos de la obra

El Contratista recibirá una copia de los planos y de los pliegos de condiciones del Proyecto, así como de los datos o información que sea necesaria para la ejecución de la Obra. También podrá obtener copia por su cuenta de todos los documentos. El Contratista debe velar por la buena conservación de los documentos originales, los cuales deben ser devueltos al Director de Obra después de su uso.

Si tuviera lugar modificación alguna respecto de los planos y documentos existentes durante la ejecución de la obra, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, en el plazo de dos meses, ajustándose a las características de la obra terminada y entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

Sin embargo, a pesar de lo anterior, el Contratista no realizará alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, sin previa aprobación por escrito del Director de Obra.

1.4.2. Comprobación del replanteo de la obra

Una vez que el Proyecto esté en posesión del Contratista y antes de comenzar las obras, el Director de Obra deberá comprobar el replanteo de las mismas, prestando especial atención a los puntos singulares y entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por triplicado Acta en la que consten los datos entregados, siendo firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista. De haberlos, los gastos de este replanteo irán por cuenta del Contratista.

1.4.3. Mejoras y variaciones del proyecto

Se considerarán como mejoras o variaciones del Proyecto sólo aquellas que hayan sido ordenadas expresamente y mediante escrito por el Director de Obra y acordado su precio antes de proceder a su ejecución. Las obras consideradas como accesorias o delicadas, no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ser ejecutadas con personal independiente del Contratista.

1.4.4. Recepción de material

El Director de Obra y de acuerdo con el Contratista será el encargado de dar la aprobación a su debido tiempo sobre el material suministrado, confirmando documentalmente el permiso para su instalación. El Contratista será el encargado y correrá por su cuenta la vigilancia y conservación del material suministrado.

1.4.5. Ensayos

Los ensayos, análisis y pruebas pertinentes para la comprobación de las condiciones exigibles por parte de los materiales, se verificarán por la Dirección Técnica, o si ésta lo precisa oportuno por el correspondiente Laboratorio Oficial. Los gastos asociados a dichas pruebas y análisis serán de cuenta del Contratista.

1.4.6. Limpieza y seguridad de las obras

Es obligación del Contratista la correcta limpieza de las obras y sus inmediaciones tanto de escombros y materiales, como hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean precisas. También habrá de adoptar las medidas y ejecutar los trabajos necesarios para que las obras mantengan un buen aspecto a juicio de la Dirección Técnica.

Se tomarán las medidas oportunas de modo que durante la ejecución de las obras se ofrezca seguridad absoluta en la prevención de accidentes que puedan ocurrir. Durante la noche, los puntos de trabajo estarán debidamente señalizados mediante alumbrado y cercados los que por su índole fueran peligrosos.

1.4.7. Organización

El Contratista aceptará todas las responsabilidades correspondientes, estando obligado al pago de los salarios y cargas legalmente establecidas. En general está obligado al cumplimiento de todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular antes o durante la ejecución de la obra.

El Contratista, según está recogido en el Pliego de Condiciones, estará a cargo de la organización de la Obra, de la seguridad contra accidentes, así como la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen. No obstante, el Contratista deberá informar al Director de Obra de todos los planes de organización técnica de la misma y de la procedencia de los materiales.

El Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de aspectos tales como la admisión de personal, la compra de materiales, la adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Además, para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos importes sobrepasen en más de un 5% la media que se encuentre en el mercado, implicará la solicitud de aprobación previa del Director de Obra, quien deberá dar respuesta dentro de los ocho días siguientes a dicha petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

1.4.8. Ejecución de las obras

Las obras se ejecutarán ajustándose al Proyecto y a las condiciones contenidas en el mismo, y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el Pliego de Condiciones Técnicas Particulares si lo hubiere. El Contratista no podrá realizar ninguna modificación, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, ni en la ejecución de la obra ni en las Condiciones Técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ser ordenado por el Director de Obra.

De ser requerida operación alguna para medir unidades ocultas o enterradas, será a cuenta del Contratista si no se ha advertido al Director de Obra sobre esto.

El Contratista no podrá emplear en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo, salvo lo indicado en el apartado 1.4.3. De igual forma, correrá de su cuenta y cargo aquel personal que sea necesario para el control

administrativo del mismo. Por último, el Contratista deberá tener al frente un operario encargado y suficientemente especializado a juicio del Director de Obra.

1.4.9. Subcontratación de las obras

El adjudicatario de la obra podrá concertar con terceros la ejecución de determinadas unidades de obra, salvo que de la naturaleza y condiciones de éstas se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario o que el contrato disponga lo contrario. La subcontratación se ajustará a los siguientes requisitos:

- Mediante escrito, poner en conocimiento del Director de Obra dicho subcontrato, indicando las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que éste lo autorice previamente.
- Las unidades de obra que el adjudicatario subcontrate con terceros no excederá del 50% del total del presupuesto destinado para la obra principal.

El Contratista no resultará vinculado ni estará sujeto a ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista, y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Promotor.

1.4.10. Plazo de ejecución

Los plazos de ejecución, total y parciales, vendrán indicados en el contrato y comenzarán a partir de la fecha de comprobación del replanteo. La duración no podrá ser superior a los TRES meses. Es obligación del Contratista el cumplimiento con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras. Indicar que dichos plazos serán improrrogables.

Puntualizando lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser modificados cuando así resulte por cambios efectuados por el Director de Obra a causa de exigencias de la realización de las obras y siempre que dichos cambios impacten realmente en los plazos señalados en el contrato. Será posible la concesión de una prórroga, ajustándose a lo estrictamente necesario, si por cualquier causa ajena al Contratista no fuera posible el comienzo de los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que suspenderse una vez empezados.

1.4.11. Recepción provisional

Tras la finalización de las obras y transcurridos quince días desde la petición del Contratista tendrá lugar la recepción provisional de las mismas por parte del contratante. Se requerirá para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente acta, donde se hará constar la conformidad con los trabajos realizados. Dicha acta, se firmará por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se comprobado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas por el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente. En dicho momento comenzará a contar el plazo de garantía.

Si la obra no se encuentra en estado de ser recibida, se reflejará en acta y se darán al Contratista las instrucciones pertinentes para solventar los defectos observados, estableciéndose un plazo de ejecución. Transcurrido dicho plazo, se efectuará un nuevo reconocimiento. El Contratista correrá con los gastos de las obras de reparación. El incumplimiento de estas prescripciones por parte del Contratista supondrá la declaración de la rescisión del contrato con pérdida de la fianza.

1.4.12. Garantía

El periodo de garantía se reflejará en el contrato y dará comienzo desde la fecha de la firma del Acta de Recepción. Hasta la finalización del plazo de garantía, el Contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo cualquier reparación debida a defectos en la ejecución o por mala calidad de la misma e incluso de los materiales. Durante este periodo, el Contratista garantizará al Promotor contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por motivos de la ejecución de la Obra.

1.4.13. Recepción definitiva

Extinguido el plazo de garantía indicado en el contrato o en su defecto a los seis meses de la recepción provisional, se efectuará la recepción definitiva de las obras, concurriendo el Director de Obra y el representante del Contratista y, si las obras son conformes, levantándose el acta correspondiente por duplicado. Ésta será firmada por el representante del Contratista y por el Director de Obra a la par de ratificada por el Contratante y el Contratista.

1.4.14. Pago de la obra

El pago irá asociado a una serie de certificaciones parciales sobre las unidades de obras ejecutadas que tendrán lugar de forma mensual. Estas Certificaciones se referirán exclusivamente a las unidades de obra terminadas que se hayan ejecutado dentro del plazo a que se refieran. La comprobación, aceptación o reparos serán subsanados por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

Las Certificaciones de las obras ejecutadas serán expedidas por el Director de Obra y poseerán carácter de documentos provisionales, modificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas certificaciones.

1.4.15. Abono de materiales acopiados

Si el Director de Obra estima que no hay riesgo de desaparición o deterioro de los materiales acopiados y reconocidos como útiles, estos se abonarán de acuerdo a los precios descompuestos reflejados en los cuadros de precios correspondientes del proyecto. La responsabilidad sobre los daños que se puedan ocasionar en la carga, transporte y descarga de los materiales es del Contratista. El material a emplear será reflejado en el Acta de recepción de Obra por parte del Director de la misma, indicando plazo y lugar de entrega.

1.4.16. Disposición final

La concurrencia a cualquier licitación cuyo Proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

El Contratista aportará sin coste adicional la documentación necesaria para la puesta en servicio de las instalaciones.

Previo a la recepción de las instalaciones, cada contratista que haya intervenido en las mismas deberá facilitar certificación emitida por un Organismo de

Control Autorizado por la Comunidad Autónoma (O.C.A.) en el que se certifique que se han realizado las pruebas y ensayos pertinentes con resultado satisfactorio.

2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

Este Pliego de Condiciones se desarrolla tomando como referencia el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT. Se trata de la última revisión publicada en julio de 2011.

2.1. Objeto

En primer lugar, se trata de fijar los requisitos técnicos mínimos que ha de cumplir la instalación solar fotovoltaica. La aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en adelante, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que conforman la instalación.

En algunos casos se podrá optar por soluciones diferentes a las recogidas en este PCT, siempre y cuando no vaya en detrimento de las exigencias mínimas en cuanto a calidad y se justifique suficientemente. Por último, se valorará la calidad final de la instalación por su rendimiento, producción energética e integración.

2.2. Generalidades

Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser autoconsumida y/o vertida a la red de distribución. Se excluyen aquellas aisladas de la red.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas según recoge la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (IDAE, 2022):

- [Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2013.

- [Ley 49/1960](#), de 21 de julio, sobre propiedad horizontal (texto consolidado). BOE nº177 de 23 de julio de 1970.
- [Real Decreto-ley 15/2018](#), de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE nº 242 de 6 de octubre de 2018.
- [Real Decreto-ley 12/2021](#), de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua BOE nº 151 de 25 de junio de 2021.
- [Real Decreto-ley 19/2021](#), de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. BOE nº 239 de 06 de octubre de 2021.
- [Real Decreto-ley 29/2021](#), de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. (texto consolidado). BOE nº 305, de 22/12/2021.
- [Real Decreto-ley 6/2022](#), de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. BOE nº 76, de 30 de marzo de 2022.
- [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 423 de 10 de octubre de 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. BOE nº 83 de 6 de abril de 2019.
- [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 (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2000.

- [Real Decreto 842/2002](#), de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2002.
- [Real Decreto 1110/2007](#), de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2007.
- [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 3295 de 8 de diciembre de 2011.
- [Real Decreto 1048/2013](#), de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE nº 312 de 30 de diciembre de 2013.
- [Real Decreto 337/2014](#), de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. BOE nº 139 de 9 de junio de 2014.
- [Real Decreto 413/2014](#), de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. BOE nº 140 de 10 de junio de 2014.
- [Real Decreto 647/2020](#), de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. BOE nº 187, de 08 de julio de 2020.
- [Real Decreto 1183/2020](#), de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE nº 187, de 08 de julio de 2020.
- [Real Decreto Legislativo 2/2004](#) de 5 de marzo por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales. BOE nº 59 de 9 de marzo de 2004.
- [Orden TED/749/2020](#), de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión (texto consolidado). BOE nº 208 de 01 de agosto de 2020.
- [Orden TED/1247/2021](#), de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo

colectivo, el anexo I 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. BOE nº 274 de 16 de noviembre de 2021.

- [Circular 1/2021](#), de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE nº 19, de 22 de enero de 2021.
- [Reglamento \(UE\) 2016/631 DE LA COMISIÓN](#) de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su Corrección de errores.
- [Norma técnica](#) de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631. Versión 2.1

2.3. Definiciones

2.3.1. Radiación solar

- Radiación solar: energía electromagnética emitida por el Sol.
- Irradiancia: potencia incidente por unidad de área referida a todo espectro de radiación electromagnética. Se mide en kW/m^2 .
- Irradiación: energía de origen electromagnético incidente por unidad de área medida sobre un plano determinado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo conocido. Se mide en kWh/m^2

2.3.2. Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: emplean módulos fotovoltaicos para convertir la radiación solar en energía eléctrica de forma directa.
- Línea y punto de conexión y medida: línea eléctrica que conecta la instalación fotovoltaica con el punto de red de la empresa distribuidora, denominado punto de conexión y medida.
- Generador fotovoltaico: conjunto de módulos fotovoltaicos interconectados en patrones serie-paralelo.
- Rama del generador fotovoltaico: subgrupo de módulos interconexionados en serie o en serie-paralelo.

- Inversor: dispositivo encargado de convertir la tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: suma de las potencias máximas del conjunto de módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación del generador o potencia nominal: suma de la potencia nominal de los inversores que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

2.3.3. Módulos

- Célula solar o fotovoltaica: dispositivo encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica.
- Módulo fotovoltaico: conjunto interconectado y encapsulado de células solares.
- CEM (Condiciones estándar de medida): condiciones referidas a irradiancia y temperatura a las que es sometida la célula solar y utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares. Se definen:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m².
 - Distribución espectral: AM 1,5 G.
 - Temperatura de célula: 25 °C.
- Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en condiciones estándar de medida.
- TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula): se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando el módulo es sometido a:
 - Irradiancia de 800 W/m².
 - Distribución espectral AM 1,5 G.
 - Temperatura ambiente de 20 °C.
 - Velocidad del viento de 1 m/s.

2.4. DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

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

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

2.5. COMPONENTES Y MATERIALES

2.5.1. Generalidades

En primer lugar, se ha de asegurar un nivel de aislamiento eléctrico de clase I tanto para equipos (véase módulos e inversores) como para materiales (cables, cajas y armarios de protección). Se exceptúa el cableado de continua que será de doble aislamiento.

La instalación ha de incorporar todos los elementos necesarios que garanticen en todo momento la calidad del suministro eléctrico. Asimismo, la instalación no debe provocar ningún fallo, disminución de las condiciones de seguridad o variaciones superiores a las admitidas por norma.

Los materiales almacenados a la intemperie deben ser protegidos contra las inclemencias meteorológicas, especialmente contra la radiación solar y la humedad.

Estarán incluidos todos los elementos requeridos en relación a seguridad y protecciones propias de las personas y de la propia instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, o fenómenos como cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por razones de seguridad y funcionamiento de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. deberán estar en la lengua del lugar donde se instalen.

2.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos han de cumplir con las especificaciones recogidas en la norma UNE-EN 61215, así como poseer las certificaciones correspondientes.

El módulo fotovoltaico debe incorporar de forma clara e indeleble datos que identifiquen el fabricante, el modelo, referencia única para cada módulo (número de serie trazable). También debe incorporar protecciones como los diodos de derivación y tendrá un grado IP65, al menos. Su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar no deben superar el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Se rechazará cualquier módulo que presente desperfectos de fábrica como roturas, mala alineación en las células, manchas en cualquiera de sus elementos o burbujas en el encapsulante.

La estructura del generador se conectará a tierra. Además, se deben incorporar elementos de protección y seguridad como fusibles, interruptores seccionadores, etc. que faciliten las tareas de mantenimiento y reparación, de forma que pueda quedar aislada cada rama que forma el generador.

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

2.5.3. Estructura soporte

La estructura soporte ha de cumplir con las especificaciones que se reflejan en este apartado. Es de obligado cumplimiento lo recogido en el Código Técnico de la Edificación (CTE) y demás normas aplicables.

La estructura que soporte los módulos debe resistir, con los módulos instalados, sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con CTE y demás normas de aplicación. Además, la estructura soporte debe permitir las posibles dilataciones térmicas sin que transmita cargas que puedan afectar a los módulos fotovoltaicos.

Los módulos estarán sujetos por un número suficiente de puntos de fijación en base al área de apoyo y la posición relativa, de forma que no se produzcan deformaciones por encima de las permitidas por el fabricante.

La estructura se diseñará con vista a la orientación e inclinación determinada para el generador, teniendo en cuenta, además, las operaciones de montaje, desmontaje, etc. Dicha estructura debe estar protegida superficialmente contra

agentes atmosféricos, debiendo realizar los taladros que fueran necesarios previamente al proceso de revestimiento para su protección.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo con lo establecido en el Código Técnico de la Edificación. Se podrán emplear tornillos galvanizados en caso de que la estructura soporte también lo sea, exceptuando los elementos de fijación de los módulos que serán de acero inoxidable. Estos elementos de fijación de los módulos no producirán sombras sobre los módulos.

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

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

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

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

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

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

2.5.4. Inversor

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

- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters

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

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

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

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

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

2.5.5. Cableado

Los conductores deben ser de cobre y su sección la adecuada tal que evite caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, se establece que el cableado destinado a CC deberá tener la sección suficiente de forma que la caída de tensión no supere el 1,5%. Para el cableado de CA la caída de tensión ha de ser inferior al 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones. En cada grupo de módulos, el cableado con polaridad positiva se conducirá de forma separada al cableado con polaridad negativa. El cableado irá protegido de acuerdo a la normativa vigente.

La longitud del cableado debe ser la suficiente como para evitar esfuerzos en los diferentes elementos y para evitar enganches por el tránsito de personas. El cableado de CC debe ser de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

2.5.6. Conexión a Red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.5.7. Medidas

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

2.5.8. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

2.5.9. Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

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

2.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética (EMC)

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 16) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión

2.5.11. Medidas de seguridad

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

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con

los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

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

2.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

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

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

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

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

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

2.7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

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

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

- Gdm (0): Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
 - Instituto Nacional de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
- Gdm (α , β): Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual . El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.
- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR: Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:
 - La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
 - La eficiencia del cableado.
 - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
 - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
 - La eficiencia energética del inversor.
- La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

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

Donde:

- P_{mp} : potencia pico del generador.
- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$.
- PR: Performance Ratio.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiancia media diaria en función de orientación e inclinación.

2.8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE CONTRATO DE MANTENIMIENTO

2.8.1. 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 instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

2.8.2. 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 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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 menor de 5 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).

2.8.3. Garantías

- Ámbito general de garantías.

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.

- 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, la garantía mínima será de 8 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 las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de 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 o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

- Lugar y tiempo de prestación.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará 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 15 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 15 días naturales.

6 - ESTADO DE **MEDICIONES** **Y** **PRESUPUESTO**

ÍNDICE

1. MEDICIÓN	253
2. PRECIOS SIMPLES	254
3. PRECIOS DE MANO DE OBRA Y MAQUINARIA	255
4. PRECIOS DESCOMPUESTOS DE LAS UNIDADES DE OBRA	255
5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	261
6. RESUMEN PRESUPUESTO	262

1. Medición

CAPÍTULO 1: ELECTRICIDAD

CÓDIGO	UD	CONCEPTO	CANTIDAD
101	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino LONGI 540 Wp	96
102	m.	Hilo conductor de cobre flexible de 10 mm ² , con aislamiento XLPE	455
103	m.	Hilo conductor de cobre flexible de 16 mm ² , con aislamiento XLPE	80
104	m.	Conductor desnudo de cobre flexible de 16mm ²	25
105	Ud.	Pica de tierra de sección 16mm ² y 1,5m de longitud	8
106	Ud.	Armario individual de 2 puertas Schneider Electric serie NSYPLA de color Gris, 1500 x 1250 x 420mm, IP65	1
107	Ud.	Armario individual de 1 puerta Schneider Electric serie NSYS, de Acero de color Gris, 658 x 600 x 330mm, IP66	1
108	Ud.	Caja de pared Rittal AE de Acero inoxidable 304, 300 x 380 x 210mm, IP66	1
109	Ud.	Varistor tipo OVR PV T2 40 1000 PTS de ABB de 1000V.	3
110	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico tipo C60NA-DC de 2 polos, categoría DC21B de SCHNEIDER, Ue (DC) = 1000V y Ie = 20A.	6
111	Ud.	Interruptor seccionador NSX100NA DC PV de 2 polos, categoría DC22A, de SCHNEIDER, Ue (DC) = 1000V, Ie = 160 A	1
112	Ud.	Interruptor automático diferencial tipo RCD ABB, 100 A, Tipo AC, 4P, 30 mA, System M Pro, de ABB, Ie = 100A y Sensibilidad = 30mA.	1
113	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico tipo NG125, de 4 polos, curva C, de SCHNEIDER, Ie = 100A.	1
114	Ud.	Inversor FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	1
115	m.	Tubo rígido de protección en PVC de 32mm. Soporte y guía de línea eléctrica.	15

CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA Y MONTAJE

CÓDIGO	UD	CONCEPTO	CANTIDAD
201	Ud.	Kit de estructura coplanar para 6 módulos y montaje para teja en aluminio EN AW 6005A T6 con tornillería en acero inoxidable A2-70	20

2. Precios simples

CAPÍTULO 1: ELECTRICIDAD

CÓDIGO	UD	CONCEPTO	IMPORTE €
101	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino LONGI 540 Wp	193,75 €
102	m.	Hilo conductor de cobre flexible de 10 mm ² , con aislamiento XLPE	1,58 €
103	m.	Hilo conductor de cobre flexible de 16 mm ² , con aislamiento XLPE	2,29 €
104	m.	Conductor desnudo de cobre flexible de 16mm ²	2,03 €
105	Ud.	Pica de tierra de sección 16mm ² y 1,5m de longitud	12,14 €
106	Ud.	Armario individual de 2 puertas Schneider Electric serie NSYPLA de color Gris, 1500 x 1250 x 420mm, IP65	1.761,60 €
107	Ud.	Armario individual de 1 puerta Schneider Electric serie NSYS, de Acero de color Gris, 658 x 600 x 330mm, IP66	464,88 €
108	Ud.	Caja de pared Rittal AE de Acero inoxidable 304, 300 x 380 x 210mm, IP66	346,20 €
109	Ud.	Varistor tipo OVR PV T2 40 1000 PTS de ABB de 1000V.	413,28 €
110	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico tipo C60NA-DC de 2 polos, categoría DC21B de SCHNEIDER, Ue (DC) = 1000V y Ie = 20A.	67,57 €
111	Ud.	Interruptor seccionador NSX100NA DC PV de 2 polos, categoría DC22A, de SCHNEIDER, Ue (DC) = 1000V, Ie = 160 A	595,43 €
112	Ud.	Interruptor automático diferencial tipo RCD ABB, 100 A, Tipo AC, 4P, 30 mA, System M Pro, de ABB, Ie = 100A y Sensibilidad = 30mA.	286,59 €
113	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico tipo NG125, de 4 polos, curva C, de SCHNEIDER, Ie = 100A.	169,42 €
114	Ud.	Inversor FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	4.818,36 €
115	m.	Tubo rígido de protección en PVC de 32mm. Soporte y guía de línea eléctrica.	1,53 €

CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA Y MONTAJE

CÓDIGO	UD	CONCEPTO	IMPORTE €
201	Ud.	Kit de estructura coplanar para 6 módulos y montaje para teja en aluminio EN AW 6005A T6 con tornillería en acero inoxidable A2-70	209,44 €

3. Precios de Mano de Obra y Maquinaria

CAPÍTULO 1: ELECTRICIDAD

CÓDIGO	UD	CONCEPTO	IMPORTE €
301	h.	Oficial electricista de 1º	16,00 €
302	h.	Peón ordinario electricista	12,00 €
303	h.	Camión grúa de hasta 20 Tn. para transporte de módulos, cableado y material eléctrico	55,00 €

CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA Y MONTAJE

CÓDIGO	UD	CONCEPTO	IMPORTE €
401	h.	Oficial de 1º de montaje	16,00 €
402	h.	Operario de montaje	12,00 €
403	h.	Camión grúa de hasta 20 Tn. para transporte de módulos, cableado y material eléctrico	55,00 €

4. Precios descompuestos de las unidades de obra

CAPÍTULO 1: MECÁNICA

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
500		Estructura y montaje soporte de los módulos . Estructura metálica según planos adjuntos realizada en aluminio EN AW 6005A T6. Perfiles laminados cortados en tramos de 6m de longitud a los que se atornillarán los módulos mediante bridas de sujeción.			
201	Ud.	Kit de estructura coplanar para 6 módulos y montaje para teja en aluminio EN AW 6005A T6 con tornillería en acero inoxidable A2-70	20	209,44 €	4.188,80 €
401	h	Oficial de 1º de montaje	48	16,00 €	768,00 €
402	h	Operario de montaje	48	12,00 €	576,00 €
403	h	Camión grúa de hasta 20 Tn. para transporte de módulos, cableado y material eléctrico	1,5	55,00 €	52,50 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	1		55,85 €
			TOTAL PARTIDA		5.641,15 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de CINCO MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y UN euros con QUINCE céntimos.

CAPÍTULO 2: ELECTRICIDAD

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
600		Montaje generador fotovoltaico. Montaje de los módulos en la estructura, formando el generador fotovoltaico, según planos adjuntos. Generador fotovoltaico formado por 96 módulos, repartidos en 6 ramas en paralelo con 16 módulos en serie en cada rama.			
101	Ud	Módulo fotovoltaico monocristalino LONGI 540 Wp	96	193,75 €	18.600,00 €
301	h	Oficial electricista de 1º	60	16,00 €	960,00 €
302	h	Peón ordinario de electricista	60	12,00 €	720,00 €
403	h	Camión grúa de hasta 20 Tn. para transporte de módulos, cableado y material eléctrico	1	55,00 €	55,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	1		203,35 €
				TOTAL PARTIDA	20.538,35 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de VEINTE MIL QUINIENTOS TREINTA Y OCHO euros con TREINTA Y CINCO céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
601		Interconexión entre los módulos fotovoltaicos y el cuadro de conexión y protección de CC según esquema unifilar. Interconexión entre los módulos fotovoltaicos mediante conductor compuesto por un cable unipolar de sección 10 mm², instalado al aire con aislamiento de XLPE, con el cuadro de conexión y protección de CC según esquema unifilar.			
102	m	Hilo conductor de cobre flexible de 10 mm², con aislamiento XLPE	455	1,58 €	718,90 €
301	h	Oficial electricista de 1º	3	16,00 €	48,00 €
302	h	Peón ordinario de electricista	4	12,00 €	48,00 €
115	m	Tubo rígido de protección en PVC de 32mm. Soporte y guía de línea eléctrica.	15	1,53 €	22,95 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	1		8,38 €
				TOTAL PARTIDA	846,23 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de OCHOCIENTOS CUARENTA Y SEIS euros con VEINTITRES céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
602		Instalación de los cuadros de conexionado y protección de corriente continua y con protecciones según esquema unifilar. Instalación del cuadro de conexionado y protección de corriente continua incorporando las protecciones de varistores tipo OVR PV T2 40 1000 PTS de ABB, e interruptores automáticos magnetotérmicos tipo C60NA-DC de 2 polos, de SCHNEIDER; en una caja de pared Rittal AE de Acero inoxidable 304, 300 x 380 x 210mm, IP66			
108	Ud	Caja de pared Rittal AE de Acero inoxidable 304, 300 x 380 x 210mm, IP66	1	346,20 €	346,20 €
110	Ud	Interruptor automático magnetotérmico tipo C60NA-DC de 2 polos, categoría DC21B de SCHNEIDER, Ue (DC) = 1000V y Ie = 20A.	6	67,57 €	405,42 €
109	Ud	Varistor tipo OVR PV T2 40 1000 PTS de ABB de 1000V.	3	413,28 €	1.239,84 €
301	h.	Oficial electricista de 1º	9	16,00 €	144,00 €
302	h.	Peón ordinario electricista	9	12,00 €	108,00 €
	%	Medios auxiliares (S/total)	1		22,43 €
			TOTAL PARTIDA		2.265,89 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de DOS MIL DOSCIENTOS SESENTA Y CINCO euros con OCHENTA Y NUEVE céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
603		Línea conductora de conexión desde el cuadro de conexionado y protección de corriente continua con el inversor. Línea conductora compuesta por un cable unipolar de sección 16 mm².			
103	m	Hilo conductor de cobre flexible de 16 mm², con aislamiento XLPE	10	2,29 €	22,90 €
301	h	Oficial electricista de 1º	0,5	16,00 €	8,00 €
302	h	Peón ordinario electricista	0,5	12,00 €	6,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	1		0,37 €
			TOTAL PARTIDA		37,27 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de TREINTA Y SIETE euros con VEINTISIETE céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
604		Instalación del cuadro de conexionado y protección del inversor; así como la instalación del mismo inversor y con protecciones según esquema unifilar. Instalación del cuadro de conexionado y protección del inversor, incorporando la instalación de este inversor y las protecciones de interruptores seccionadores tipo NSX100NA DC PV de 2 polos, categoría DC22A de SCHNEIDER; en un armario individual de 2 puertas Schneider Electric serie NSYPLA de color Gris, 1500 x 1250 x 420mm, IP65			
106	Ud	Armario individual de 2 puertas Schneider Electric serie NSYPLA de color Gris, 1500 x 1250 x 420mm, IP65	1	1.761,60 €	1.761,60 €
111	Ud	Interruptor seccionador NSX100NA DC PV de 2 polos, categoría DC22A, de SCHNEIDER, Ue (DC) = 1000V, Ie = 160 A	1	595,43 €	595,43 €
114	Ud	Inversor FRONIUS TAURO ECO 50-3-D	1	4.818,36 €	4.818,36 €
301	h	Oficial electricista de 1º	6	16,00 €	96,00 €
302	h	Peón ordinario electricista	6	12,00 €	72,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	1		73,43 €
			TOTAL PARTIDA		7.416,82 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de SIETE MIL CUATROCIENTOS DIECISÉIS euros con OCHENTA Y DOS céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
605		Línea conductora de conexión desde el inversor con el cuadro de conexionado y protección de corriente alterna. Línea conductora compuesta por un cable unipolar de sección 16 mm², instalado al aire con aislamiento de XLPE.			
103	Ud	Hilo conductor de cobre flexible de 16 mm², con aislamiento XLPE	20	2,29 €	45,80 €
301	h	Oficial electricista de 1º	1	16,00 €	16,00 €
302	h	Peón ordinario electricista	1	12,00 €	12,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	3		0,74 €
			TOTAL PARTIDA		74,54 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de SETENTA Y CUATRO euros con CINCUENTA Y CUATRO céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
606		Instalación del cuadro de conexionado y protección de corriente alterna con protecciones según esquema unifilar. Instalación del cuadro de conexionado y protección de corriente alterna, incorporando las protecciones de interruptores automáticos diferenciales tipo RCD, de ABB, Interruptor automático magnetotérmico tipo NG125, de 4 polos, de SCHNEIDER.; en un armario individual de 1 puerta Schneider Electric serie NSYS, de Acero de color Gris, 658 x 600 x 330mm, IP66.			
107	Ud	Armario individual de 1 puerta Schneider Electric serie NSYS, de Acero de color Gris, 658 x 600 x 330mm, IP66	1	464,88 €	464,88 €
113	Ud	Interruptor automático magnetotérmico tipo NG125, de 4 polos, curva C, de SCHNEIDER, I _n = 100A.	1	169,42 €	169,42 €
112	Ud	Interruptor automático diferencial tipo RCD ABB, 100 A, Tipo AC, 4P, 30 mA, System M Pro, de ABB, I _n = 100A y Sensibilidad = 30mA.	1	286,59 €	286,59 €
301	h	Oficial electricista de 1º	2	16,00 €	32,00 €
302	h	Peón ordinario electricista	1	12,00 €	12,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	1		9,21 €
			TOTAL PARTIDA		974,10 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de NOVECIENTOS SETENTA Y CUATRO euros con DIEZ céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
607		Línea conductora de conexión desde el cuadro de conexionado y protección de corriente alterna con el contador de salida. Línea conductora compuesta por un cable unipolar de sección 16 mm ² , instalado al aire con aislamiento de XLPE.			
103	Ud	Hilo conductor de cobre flexible de 16 mm ² , con aislamiento XLPE	20	2,29 €	45,80 €
301	h	Oficial electricista de 1º	1	16,00 €	16,00 €
302	h	Peón ordinario electricista	1	12,00 €	12,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	3		0,46 €
			TOTAL PARTIDA		74,26 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de SETENTA Y CUATRO euros con VEINTISEIS céntimos.

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO €	IMPORTE €
608		Montaje de protección de tierra. Montaje de la protección de tierra de todas las partes metálicas de la instalación mediante una instalación compuestas por una línea conductora compuesta por un cable unipolar de sección 16mm ² desde las dichas partes metálicas a la primera de 8 picas de 1,5m de longitud; unidas estas mediante un conductor desnudo de cobre de 16mm ² .			
104	m.	Conductor desnudo de cobre flexible de 16mm ²	25	2,03 €	50,75 €
103	m	Hilo conductor de cobre flexible de 16 mm ² , con aislamiento XLPE	50	2,29 €	114,50 €
105	Ud.	Pica de tierra de sección 16mm ² y 1,5 m de longitud	8	12,14 €	97,12 €
301	h	Oficial electricista de 1º	2	16,00 €	32,00 €
302	h	Peón ordinario electricista	1	12,00 €	12,00 €
	%	Medios auxiliares (s/total)	15		45,96 €
			TOTAL PARTIDA		352,33 €

Asciende el precio total de la partida a la cantidad de TRESCIENTOS CINCUENTA Y DOS euros con TREINTA Y TRES céntimos.

5. Presupuesto de ejecución material

CAPÍTULO 1: MECÁNICA

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE €
500	Estructura y montaje soporte de los módulos	5.641,15 €

CAPÍTULO 2: ELECTRICIDAD

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE €
600	Montaje generador fotovoltaico	20.538,35 €
601	Interconexión entre los módulos fotovoltaicos y el cuadro de conexión y protección de CC según esquema unifilar.	846,23 €
602	Instalación de los cuadros de conexión y protección de corriente continua y con protecciones según esquema unifilar.	2.265,89 €
603	Línea conductora de conexión desde el cuadro de conexión y protección de corriente continua con el inversor.	37,27 €
604	Instalación del cuadro de conexión y protección del inversor; así como la instalación del mismo inversor y con protecciones según esquema unifilar.	7.416,82 €
605	Línea conductora de conexión desde el inversor con el cuadro de conexión y protección de corriente alterna.	74,54 €
606	Instalación del cuadro de conexión y protección de corriente alterna con protecciones según esquema unifilar.	974,10 €
607	Línea conductora de conexión desde el cuadro de conexión y protección de corriente alterna con el contador de salida.	74,26 €
608	Montaje de protección de tierra.	352,33 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		38.220,94 €

Asciende el presupuesto general a la cantidad de TREINTA Y OCHO MIL DOSCIENTOS VEINTE euros con NOVENTA Y CUATRO céntimos.

6. Resumen presupuesto

DESCRIPCIÓN	IMPORTE €	%
CAPÍTULO 1: MECÁNICA		
TOTAL CAPÍTULO 1.....	5.641,15 €	14,76%

CAPÍTULO 2: ELECTRICIDAD

TOTAL CAPÍTULO 2..... 32.579,79 € 85,24%

DESCRIPCIÓN	IMPORTE €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	38.220,94 €
6% BENEFICIO INDUSTRIAL	2.293,26 €
21% IVA	8.507,98 €

TOTAL PRESUPUESTO 49.022,18 €

El presupuesto total asciende a: CUARENTA Y NUEVE MIL VEINTIDÓS euros con DIECIOCHO céntimos.

Andújar, octubre de 2022.

BIBLIOGRAFÍA Y **REFERENCIAS**

ÍNDICE

1. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	267
-------------------------------	-----

1. Bibliografía y referencias

Agencia Andaluza de la Energía (4 de mayo de 2020). Guía para el fomento del autoconsumo en los municipios andaluces. Disponible en: https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Guia_para_el_fomento_del_autoconsumo_en_municipios_andaluces.pdf (Consultado el 3 de febrero de 2022)

Asociación Española de Productores de Energías Renovables - APPA (2013). Estudio "Impactos Ambientales de la Producción de Electricidad". Disponible en: http://proyectoislarenovable.iter.es/wp-content/uploads/2014/04/18_Estudio_macroeconom_EERR_Esp_APPA_2012.pdf (Consultado el 13 de enero de 2022)

Blake Alcott (2005). Jevons' Paradox. Ecological Economics, Volume 54, Issue 1, página 9-21. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2005.03.020>. (Consultado el 14 de septiembre de 2022)

Boletín Oficial del Estado (2005). Instrumento de Ratificación del Protocolo de Kyoto al Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997. BOE nº 33, de 8 de febrero de 2005, páginas 4131 a 4143. Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/ai/1997/12/11/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/ai/1997/12/11/(1)) (Consultado el 26 de enero de 2022)

Boletín Oficial del Estado (2017). Instrumento de ratificación del Acuerdo de París, hecho en París el 12 de diciembre de 2015. BOE nº 28, de 2 de febrero de 2017, páginas 7703 a 7727. Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/ai/2015/12/12/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/ai/2015/12/12/(1)) (Consultado el 26 de enero de 2022)

Boletín Oficial del Estado (2020). Instrumento de Aceptación por el que se aprueba la Enmienda de Doha al Protocolo de Kioto, adoptada en Doha el 8 de diciembre de 2012. BOE nº 293, de 6 de noviembre de 2020, páginas 96827 a 96842. Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/ai/2012/12/08/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/ai/2012/12/08/(1)) (Consultado el 26 de enero de 2022)

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC (30 de octubre de 2018a). Energía - Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de

energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2190356_8.pdf (Consultado el 9 de septiembre de 2022)

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC (30 de octubre de 2018b). Energía - Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2190354_7.pdf (Consultado el 9 de septiembre de 2022)

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC (20 de enero de 2022). Energía - Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/3884987_3.pdf (Consultado el 29 de julio de 2022)

Ecooo (27 de enero de 2022). Placas solares en colegios, desde el ahorro energético a la concienciación ambiental. Disponible en: <https://ecooo.es/ventajas-instalacion-paneles-solares-colegios/> (Consultado el 3 de febrero de 2022)

Efinetika (2015, noviembre). *Análisis económico del autoconsumo tras el RD 900/2015: ¿y los beneficios para el consumidor?* Disponible en: <https://efinetika.com/analisis-economico-del-autoconsumo-tras-el-rd-9002015-y-los-beneficios-para-el-consumidor/> (Consultado el 28 de enero de 2022)

GMD Solutions (2019). Autoconsumo Colegio Estudiantes. Disponible en: https://gmdsol.com/projects/autoconsumo_colegioestudiantes/ (Consultado el 3 de febrero de 2022)

GMD Solutions (2020). Autoconsumo Colegio Salesianos Puertollano. Disponible en: <https://gmdsol.com/projects/autoconsumo-salesianos-puertollano/> (Consultado el 3 de febrero de 2022)

Heath, G.A., Silverman, T.J., Kempe, M. et al. (2020). Research and development priorities for silicon photovoltaic module recycling to support a

circular economy. Nature Energy 5, páginas 502–510.
<https://doi.org/10.1038/s41560-020-0645-2> (Consultado el 14 de septiembre de 2022)

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía - IDAE (junio de 2007). Energía solar en España 2007. Estado actual y perspectivas. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10739_Energia_Solar_en_Espana_2007_07_9c6fe1ad.pdf. (Consultado el 12 de enero de 2022)

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía - IDAE (junio de 2022). Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/2022-06_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.4.1.pdf (Consultado el 25 de agosto de 2022)

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía - IDAE (julio de 2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Disponible en: <https://www.idae.es/index.php/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de> (Consultado el 26 de agosto de 2022)

IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-244-4. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf (Consultado el 18 de enero de 2022)

Lafond, F., Bailey, A. G., Bakker, J. D., Rebois, D., Zadourian, R., McSharry, P., & Farmer, J. D. (2017). How well do experience curves predict technological progress? A method for making distributional forecasts. Disponible en: <https://arxiv.org/pdf/1703.05979.pdf> (Consultado el 18 de enero de 2022)

Louwen, A., van Sark, W., Faaij, A. et al. (2016). Re-assessment of net energy production and greenhouse gas emissions avoidance after 40 years of photovoltaics development. Nat Commun 7, 13728 (2016). Disponible en: <https://doi.org/10.1038/ncomms13728> (Consultado el 9 de septiembre de 2022)

Mártel de la Plaza, I. (12 de abril de 2021). *El reto de la energía: la transición hacia un nuevo modelo energético*. BBVA Open Mind. Disponible en: <https://www.bbvaopenmind.com/ciencia/medioambiente/el-reto-de-la-energia-la-transicion-hacia-un-nuevo-modelo-energetico/> (Consultado el 12 de enero de 2022)

Naciones Unidas (1998). Protocolo de Kyoto de la convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf> (Consultado el 26 de enero de 2022)

Net metering. (27 de diciembre de 2021). En Wikipedia. Disponible en: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Net_metering&oldid=1062293330 (Consultado el 31 de enero de 2022)

Rasero, C. M. (2011). Energía solar fotovoltaica. Energía solar fotovoltaica, situación actual, vol. 4. Disponible en: <https://static.eoi.es/savia/documents/componente75553.pdf> (Consultado el 13 enero de 2022)

Red Eléctrica de España (23 de junio de 2021). Informe del sistema eléctrico español. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema> (Consultado el 12 de enero de 2022).

Red Eléctrica de España (23 de junio de 2021). Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/04-energia-del-sol-2020.xlsx (Consultado el 12 de enero de 2022).

Troszak, Thomas (2021). The hidden cost of solar photovoltaic power. NATO Energy Security Centre of Excellence (2021). Disponible en: <https://enseccoe.org/data/public/uploads/2021/04/nato-ensec-coe-the-hidden-costs-of-solar-photovoltaic-power-thomas-a.troszak.pdf> (Consultado el 16 de septiembre de 2022)

United Nations Framework Convention on Climate Change -UNFCCC- (1997). Report of the Conference of the Parties on its third session, held at Kyoto, from 1 to 11 December 1997. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its third session. Disponible en: <https://unfccc.int/documents/1304> (Consultado el 26 de enero de 2022)

Velasco, J. G. (2009). *Energías renovables*. Reverte. (Consultado el 13 de enero de 2022)

V.M. Fthenakis & H.C. Kim (2012). Environmental Impacts of Photovoltaic Life Cycles. *Comprehensive Renewable Energy*, páginas 143-159. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00107-4>. (Consultado el 14 de septiembre de 2022)

World Commission on Environment and Development - WCED. (1987). *Our common future*. Oxford: Oxford University Press. Disponible en: <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/5987our-common-future.pdf> (Consultado el 26 de enero de 2022)

Çengel, Y., Boles, M. (2012) *Termodinámica*. 7ª edición. McGraw-Hill. ISBN: 978-607-15-0743-3 (Consultado el 12 de enero de 2022)