



Disseny D'una Planta Fotovoltaica D'autoconsum

Document:

MEMÒRIA

Autor:

Daniel Noguera Romero

Director /Co-director:

Álvaro Luna Alloza / Pedro Rodríguez Cortes

Titulació:

Grau en enginyeria Elèctrica

Convocatòria:

Pròrroga, 2021

TREBALL FINAL D'ESTUDIS



AGRADECIMIENTOS

Me gustaría dar las gracias a todos los docentes que me han guiado y enseñado a lo largo de toda la carrera, compartiendo conmigo su pasión y conocimiento por la profesión.

A mis padres y mi hermana, por el apoyo y motivación recibido desde siempre.

A mi pareja Camila, por regalarme su tiempo y ayudarme en todo lo que pudo y más.

Finalmente, al profesor y tutor del proyecto Álvaro Luna Alloza por su dedicación y confianza.

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo, el estudio de la viabilidad tanto técnica como económica de una instalación fotovoltaica para autoconsumo o venta de esta energía, en la fábrica SENSO FAR GROUP, situada en el recinto del Parque Audiovisual de Terrassa. Debido a la evolución y reducción de costes que ha experimentado esta tecnología, cada vez son más empresas y usuarios particulares que optan por implementar estos sistemas en sus edificios y hogares, con el fin de reducir los costes por consumo eléctrico, y promover e impulsar una transición tecnológica verde.

Para el correcto dimensionado de la instalación que se llevará a cabo, se utilizarán una serie de análisis y cálculos que ayudaran a escoger los componentes eléctricos y electrónicos, entre otros, así como una correcta colocación y distribución de los paneles fotovoltaicos, que maximice la producción y a su vez, que se minimicen las pérdidas por sombreado. Conjuntamente, se analizará el emplazamiento y lugar geográfico, clima de la zona mediante bases de datos e históricos hasta la actualidad, y se construirá un modelo 3D del edificio que nos permita elaborar un estudio de sombras.

Todos estos cálculos y estudios se respaldarán por simulaciones, a través del software especializado PVsyst, el cual generará un informe con el que podremos comprobar de forma mucho más extensa diferentes parámetros y características del sistema planteado. Dichos resultados serán de gran ayuda para consolidar las decisiones y cálculos, que se habrán desarrollado a lo largo del proyecto. Finalmente, se implementará un estudio económico, donde se mostrará la rentabilidad económica del proyecto, de la mano de presupuestos y balances económicos.

ABSTRACT

The purpose of this project is to analyze the technical and economic feasibility of a photovoltaic installation for self-consumption or energy trade at the SENSO FAR GROUP factory, located in the Terrassa Audiovisual Park.

Due to the evolution and reduction of costs that this technology has experienced, we have been observing an increasing number of companies and private users favouring the implementation of these systems in their buildings and homes to reduce costs for electricity and promote the transition to green technology. For the correct dimensioning of the integrated installation, a series of analyses and calculations will be carried out in the following pages. This will help us to define the electrical and electronic components, as well as a correct placement and distribution of the photovoltaic panels that will maximize production, and at the same time, will reduce shading losses.

The geographical location and the climate of the area will also be taking into the analysis. For that, we will be handling a historical database of the region's climate and will build a 3D model of the building that will allow us on developing a deep understanding of shadowing in this area. Using the specialized software PVsyst, we will be presenting simulations that materialize the calculations and studies carried out through the project. Using those simulations, we will dive deeply into the election to understand the benefits of the selection. At the final stage of the project, we will be presenting the economic study that will show data such as the rentability of the project and the financial implementation costs.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	OBJETO DEL PROYECTO	1
1.2	ALCANCE DEL PROYECTO	1
2	MARCO TEÓRICO	2
2.1	EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y SUS COMPONENTES	2
2.1.1	ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO	2
2.1.2	MOVIMIENTO DE LA TIERRA Y EL SOL	3
2.1.3	CONSTANTE SOLAR	4
2.1.4	NATURALEZA DE LA RADIACIÓN SOLAR Y SUS COMPONENTES	5
2.1.5	FACTOR DE INCLINACIÓN	6
2.1.6	POSICIÓN RELATIVA DEL SOL	6
2.1.6.1	ÁNGULO DE INCLINACIÓN β	7
2.1.6.2	ÁNGULO DE DECLINACIÓN δ	7
2.1.6.3	ÁNGULO DE LATITUD Y LONGITUD θ, α	7
2.1.6.4	ÁNGULO HORARIO Y ÁNGULO DE ZENIT/ZENITAL θZ	8
2.1.6.5	ÁNGULO DE ELEVACIÓN SOLAR O ALTURA SOLAR αS	9
2.1.6.6	ÁNGULO DE ACIMUT EN LA SUPERFICIE DE CAPTACIÓN O ÁNGULO DE ACIMUT DEL MÓDULO γ	10
2.1.6.7	ÁNGULO DE ACIMUT SOLAR ψ	10
2.1.6.8	ÁNGULO DE INCIDENCIA β	11
3	TECNOLOGÍA Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA	11
3.1	CÉLULA FOTOVOLTAICA	11
3.2	TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	11
3.2.1	CELDA MONOCRISTALINAS	12
3.2.2	CELDA POLICRISTALINAS	12
3.2.3	CELDA AMORFAS	13
3.3	EFFECTO FOTOELÉCTRICO	13
3.4	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	15
3.5	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN PANEL SOLAR	17
4	EMPLAZAMIENTO E INFORMACIÓN DE LA INSTALACIÓN	21
4.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	21
4.1.1	INFORMACIÓN CATASTRAL	22
4.2	CLIMA DE LA ZONA	23
4.2.1	PERIODOS DE NUBOSIDAD	23
4.2.2	GEOMETRÍA SOLAR DEL EMPLAZAMIENTO	24

4.2.2.1	Horas de luz natural y crepúsculo	24
4.2.2.2	Día solar durante un año	24
4.2.3	NIVELES DE IRRADIACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	25
4.2.3.1	HORAS SOLAR PICO (HSP).....	27
5	MEMORIA TÉCNICA	28
5.1	DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN	28
5.1.1	MODELADO 3D DE LA INSTALACIÓN	28
5.1.2	MODELADO 2D DE LA INSTALACIÓN	30
5.2	ESTUDIO DE SOMBRAS Y OBSTÁCULOS	31
5.2.1	ZONAS Y OBSTÁCULOS DE LA CUBIERTA	31
5.2.2	ANÁLISIS DE SOMBRAS	33
5.3	PRE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	35
5.3.1	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS	35
5.3.1.1	ÁNGULO ÓPTIMO CON PVGIS	36
5.3.1.2	ÁNGULO ÓPTIMO CON EL MÉTODO “MES PEOR”	37
5.3.2	DISTANCIA ENTRE PANELES	37
5.4	ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO	38
5.5	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MÓDULO ESCOGIDO	40
5.6	NÚMERO DE PANELES FOTOVOLTAICOS	41
5.6.1	ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS	44
5.7	ELECCIÓN DEL INVERSOR	46
5.8	PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	49
5.8.1	CÁLCULO DEL RANGO DE TEMPERATURAS DE LOS MÓDULOS.....	50
5.8.2	CÁLCULO DEL RANGO DE TENSIONES DE OPERACIÓN DE LOS MÓDULOS	52
5.8.3	AGRUPACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	53
5.8.3.1	NÚMERO DE PANELES EN SERIE	53
5.8.3.2	NÚMERO DE PANELES EN PARALELO	53
5.8.4	CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE LA INSTALACIÓN	55
5.8.4.1	CÁLCULO DE SECCIÓN POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (LADO DC)	56
5.8.4.2	CÁLCULO DE SECCIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN (LADO DC)	59
5.8.4.3	CÁLCULO DE SECCIÓN POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (LADO AC)	60
5.8.4.4	CÁLCULO DE SECCIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN (LADO AC)	62
5.8.4.5	CÁLCULO DE SECCIÓN POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (LADO AC).....	63
5.8.4.6	CÁLCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.	64
5.8.5	SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MEDIDA.....	65
5.8.5.1	SISTEMA DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA.....	65
5.8.6	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICOS	67
5.8.6.1	PROTECCIONES LADO DC	69
5.8.6.2	CÁLCULO Y DIMENSIÓN DE LAS PROTECCIONES DC (FUSIBLES)	70
5.8.6.2.1	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES PARTE DC	72
5.8.6.2.2	SECCIONADOR LADO DC.....	73
5.8.6.3	PROTECCIONES AGUAS ABAJO DEL INVERSOR.....	74
5.8.6.3.1	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES PARTE AC.....	75
5.8.6.3.2	INTERRUPTOR GENERAL MANUAL.	75



5.8.6.3.3	INTERRUPTOR AUTOMÀTIC DIFERENCIAL	76
6	<i>SIMULACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO A TRAVÉS DE PVSYSY</i>	77
6.1	RESULTADOS	82
6.1.1	ÍNDICE DE RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	82
6.1.2	PRODUCCIÓN ESPERADA Y ENERGÍA INCIDENTE EN PLANO RECEPTOR.....	83
7	<i>PRESUPUESTO Y ESTUDIO ECONÓMICO</i>	86
7.1	CASH FLOW	87
8	<i>CONCLUSIONES FINALES</i>	90
9	<i>WEBGRAFÍA</i>	91
ANEXOS	95

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Espectro de onda electromagnético. Fuente: Khan Academy y ChemWiki de UC Davis...</i>	2
<i>Ilustración 2: Fechas de los equinoccios. Fuente: Prof. Alejandro López González, PhD.</i>	3
<i>Ilustración 3: Energía proveniente del Sol para 1 UA. Fuente: Edinei Canuto Paiva.</i>	4
<i>Ilustración 4: Principales componentes de la radiación solar. Fuente: Elaboración propia</i>	5
<i>Ilustración 5: Parámetros trigonométricos que definen el factor de inclinación. Fuente: elaboración propia.</i>	6
<i>Ilustración 6: Tabla de ángulos referentes a la posición relativa del Sol. Fuente: elaboración propia. ...</i>	6
<i>Ilustración 7: Ángulo de declinación solar. Fuente: http://www.ngelibreblog.com.</i>	7
<i>Ilustración 8: Ángulos de latitud y longitud respectivamente. Fuente: http://www.slideplayer.com Laura Davila.</i>	8
<i>Ilustración 9: Ángulo de zenit y horario solar. Fuente: http://www.Blogingenieriasolar.com.</i>	9
<i>Ilustración 10: Ángulos respecto a la superficie de captación de un panel. Fuente: TFG Sergi Español.</i>	10
<i>Ilustración 11: Modelo típico de una célula monocristalina. Fuente: http://www.Jinko solar.com.</i>	12
<i>Ilustración 12: Modelo típico de una célula policristalina. Fuente: http://www.PixelTechnology.com.</i>	12
<i>Ilustración 13: Modelo típico de una célula amorfa. Fuente: http://www.Pannasonic.com.</i>	13
<i>Ilustración 14: Estructura del Silicio dopado, tipo P (izquierda) y tipo N (derecha). Fuente: Max Maxfield.</i>	14
<i>Ilustración 15: Esquema de las partes y la unión P-N, en una célula fotovoltaica. Fuente: http://www.generatuluz.com.</i>	15
<i>Ilustración 16: Comportamiento del campo eléctrico en la unión P - N, generado por las dos regiones de la célula dopadas. Fuente: http://www.wikipedia.com.</i>	16
<i>Ilustración 17: Curva I-V (línea discontinua marrón) y P-V (línea discontinua azul). Fuente: https://autosolar.es.</i>	17
<i>Ilustración 18: Curva V-I típica de un panel, en función de la temperatura. Fuente: TFG Jhonatan José Rodríguez.</i>	18

<i>Il·lustració 19: Curva V-I típica de un panel, en funció de la temperatura. Fuente: TFG Jhonatan Jose Rodríguez</i>	<i>19</i>
<i>Il·lustració 20: Curva V-I típica de un panel, en funció de la irradiància. Fuente: TFG Jhonatan Jose Rodríguez.</i>	<i>20</i>
<i>Il·lustració 21: Emplazamiento de la fàbrica vista satèl·lite. Fuente: Google Maps.....</i>	<i>21</i>
<i>Il·lustració 22: Vista 3D satelital de la fabrica. Fuente: Google Maps.....</i>	<i>21</i>
<i>Il·lustració 23: Informació catastral de parque. Fuente: https://www.sedecatastro.gob.es.</i>	<i>22</i>
<i>Il·lustració 24: Informació catastral del inmueble Sensofar. Fuente: https://www.sedecatastro.gob.es.</i>	<i>22</i>
<i>Il·lustració 25: Porcentaje del cielo cubierto por nubes según intensidad. Fuente: WeatherSpark.....</i>	<i>23</i>
<i>Il·lustració 26: Horas de luz natural y crepúsculo. Fuente: WeatherSpark.....</i>	<i>24</i>
<i>Il·lustració 27: Horas de luz natural y crepúsculo. Fuente: Horas de luz natural y crepúsculo. Fuente: WeatherSpark.</i>	<i>24</i>
<i>Il·lustració 28: Irradiación horizontal, directa normal y con ángulo óptimo, entre 2012 y 2017 del emplazamiento. Fuente: PVGIS.com.</i>	<i>25</i>
<i>Il·lustració 29: Ratio difusa/global, entre 2012 y 2017 del emplazamiento. Fuente: PVGIS.com.</i>	<i>26</i>
<i>Il·lustració 30: Temperatura entre 2012 y 2017 del emplazamiento. Fuente: PVGIS.com.</i>	<i>26</i>
<i>Il·lustració 31: Distribución de la irradiación solar y HSP, según la franja horaria. Fuente: https://certificacionenergetica.info.</i>	<i>27</i>
<i>Il·lustració 32: Representación 3D del edificio con vista axonometría (a). Fuente: elaboración propia.</i>	<i>29</i>
<i>Il·lustració 33: Representación 3D del edificio con vista axonometría (b). Fuente: elaboración propia.</i>	<i>30</i>
<i>Il·lustració 34: Plano AutoCAD acotado de la planta del edificio. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>31</i>
<i>Il·lustració 35: Planta de las diferentes zonas de la cubierta. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>32</i>
<i>Il·lustració 36: Vista axonometrica del edificio con la proyección de sombras sobre la cubierta. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>33</i>
<i>Il·lustració 37: Vista planta de la cubierta con la proyección de sombras, obstáculos y zonas de instalación de los paneles. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>34</i>
<i>Il·lustració 38: Valores máximos de pérdidas de los módulos fotovoltaicos, según su tipo de instalación. Fuente: IDEA.</i>	<i>35</i>

<i>Il·lustració 39: Ángulos de inclinación, de incidencia y de orientación (azimut) de paneles solares. Fuente: https://www.sfe-solar.com.</i>	36
<i>Il·lustració 40: Valores estimados de la producción eléctrica solar, ángulo óptimo de inclinación y datos geográficos. Fuente: PVGIS.</i>	36
<i>Il·lustració 41: Inclinación optima según uso, tipo de instalación y periodo de máxima captación. Fuente: IDEA.</i>	37
<i>Il·lustració 42: Parámetros que definen la distancia mínima entre paneles. Fuente: https://tecnosolab.com.</i>	38
<i>Il·lustració 43: Tabla comparativa de las características principales de los paneles candidatos. Fuente: elaboración propia.</i>	39
<i>Il·lustració 44: Comparativa de los paneles solares con las ponderaciones. Fuente: elaboración propia.</i>	39
<i>Il·lustració 45: Curvas I-V en función de la temperatura y irradiancia, del panel ERA Solar 400M. Fuente: Era SOLAR.</i>	40
<i>Il·lustració 46: Vista axonometrica de la cubierta con la disposición de los paneles. Fuente: elaboración propia.</i>	42
<i>Il·lustració 47: Planta de la cubierta con la disposición de los paneles. Fuente: elaboración propia.</i>	43
<i>Il·lustració 48: Componentes del sistema estructural de los módulos fotovoltaicos. Fuente: SACLIMA.</i>	45
<i>Il·lustració 49: Ejemplo de un sistema fotovoltaico calculado a 100kW bajo diferentes condiciones. Fuente: Solenergy.mx.</i>	46
<i>Il·lustració 50: Comparación del rendimiento energético anual. Fuente: Solenergy.mx.</i>	47
<i>Il·lustració 51: Modelo del inversor escogido serie MT, GW60 KN-MT. Fuente: GOODWE.</i>	49
<i>Il·lustració 52: Temperaturas máximas y mínimas registradas desde el 2015 hasta el 2021. Fuente AEMET.</i>	50
<i>Il·lustració 53: Mes de Julio donde la radiación solar presenta su pico máximo. Fuente: PVGIS.</i>	51
<i>Il·lustració 54: Comparación del NOCT del fabricante respecto al calculado. Fuente: elaboración propia.</i>	52
<i>Il·lustració 55: Cable modelo PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente: PRYSMIAN.</i>	56
<i>Il·lustració 56: Sistema de instalación B1 para el cableado de DC. Fuente: PRYSMIAN.</i>	56
<i>Il·lustració 57: Sección de la canaleta donde se dispondrán los conductores de DC de los módulos. Fuente: PRYSMIAN.</i>	57

<i>Il·lustració 58: Taula con factores de corrección por número de circuitos o cables multiconductores. Fuente: PRYSMIAN.</i>	57
<i>Il·lustració 59: Taula con factores de corrección por temperatura. Fuente: PRYSMIAN.</i>	58
<i>Il·lustració 60: Taula con los valores de las intensidades máximas admisibles para conductores de cobre en instalaciones eléctricas de baja tensión. Fuente: PRYSMIAN.</i>	58
<i>Il·lustració 61: Esquema de las caídas de tensiones máximas de la instalación a cada lado del inversor. Fuente: elaboración propia.</i>	59
<i>Il·lustració 62: Cable modelo AFUMEX Class 1000 V (AS). Fuente: PRYSMIAN.</i>	60
<i>Il·lustració 63: Sistema de instalación B1 para el cableado de AC. Fuente: PRYSMIAN.</i>	61
<i>Il·lustració 64: Taula con los valores de las intensidades máximas admisibles para conductores de cobre en instalaciones eléctricas de baja tensión. Fuente: PRYSMIAN.</i>	62
<i>Il·lustració 65: Representación de la zona de falla para el lado de AC de la instalación. Fuente: elaboración propia.</i>	63
<i>Il·lustració 66: Sección de los conductores de protección, según sección de los de fases activos. Fuente: REBT-ITC-BT-18.</i>	65
<i>Il·lustració 67: Taula resumen de las secciones de los conductores de protección y fases activas. Fuente: elaboración propia.</i>	65
<i>Il·lustració 68: Esquema del sistema a tierra con las piqueteas. Fuente: UPV.es.</i>	66
<i>Il·lustració 69: Umbrales de protección y tiempos máximos de actuación de las protecciones eléctricas según RD 1699/2011. Fuente: REBT.</i>	68
<i>Il·lustració 70: Esquema eléctrico de las conexiones de la string box SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE. Fuente: PHOENIX.</i>	69
<i>Il·lustració 71: Envoltante de la string box SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE. Fuente: PHOENIX.</i>	69
<i>Il·lustració 72: Esquema eléctrico de las conexiones de la string box SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000S. Fuente: PHOENIX.</i>	70
<i>Il·lustració 73: Envoltante de la string box SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000S. Fuente: PHOENIX.</i>	70
<i>Il·lustració 74: Datasheet de los fusibles PV-20A14LF. Fuente: BUSSMANN</i>	72
<i>Il·lustració 75: Datasheet del descargador de tensiones DC. Fuente: CIRPROTEC.</i>	73
<i>Il·lustració 76: Datasheet del seccionador DC BRITEC modelo BRPV3 1000V. Fuente: BRITEC.</i>	74
<i>Il·lustració 77: Datasheet del descargador de tensiones AC CIRPROTEC CSH4-12,5/400 TT. Fuente: CIRPROTEC.</i>	75

<i>Il·lustració 78: Datasheet del interruptor general manual SCHNEIDER modelo Acti9 C120. Fuente: SCHNEIDER</i>	76
<i>Il·lustració 79: Datasheet del interruptor automàtic diferencial SCHNEIDER modelo Acti9 iID40. Fuente: SCHNEIDER.</i>	77
<i>Il·lustració 80: Pantalla PVsyst de la elecció de la inclinació y acimut de los paneles. Fuente: elaboració propia.</i>	78
<i>Il·lustració 81: Graficas de inclinació y orientació de la instalació. Fuente: elaboració propia.</i> ...	78
<i>Il·lustració 82: Resumen de características de nuestro panel ERA SOLAR 400M a través de PVsyst. Fuente: elaboració propia.</i>	79
<i>Il·lustració 83: Configuració global del sistema. Fuente: Elaboració propia.</i>	80
<i>Il·lustració 84: Dimensionamiento de potencia y perdidas por sobrecarga de la instalació. Fuente: elaboració propia.</i>	81
<i>Il·lustració 85: Índice de rendimiento de la instalació. Fuente: elaboració propia.</i>	82
<i>Il·lustració 86: Desglose del rendimiento de la instalació por los componentes principales. Fuente elaboració propia.</i>	83
<i>Il·lustració 87: Energía incidente de referencia en plano receptor. Fuente: elaboració propia.</i>	84
<i>Il·lustració 88: Producciones normalizadas del sistema por kWp instalado. Fuente: elaboració propia.</i>	84
<i>Il·lustració 89: Balance y resultados principales de la producción esperada. Fuente: elaboració propia.</i>	85
<i>Il·lustració 90: Balance total de gastos de la instalació SENSOFAR. Fuente: elaboració propia.</i>	86
<i>Il·lustració 91: Cash Flow de la instalació a un periodo de 25 años Fuente: elaboració propia.</i>	87
<i>Il·lustració 92: Facturació y consumo mensual de la fábrica SENSOFAR GROUP. Fuente: Parc Audiovisual de Catalunya.</i>	88
<i>Il·lustració 93: Balance económico de factura por consumo energético a los 25 años. Fuente: elaboració propia.</i>	89

1 INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El principal objetivo que tiene este proyecto es la realización de un estudio y diseño de un sistema solar fotovoltaico, en un edificio industrial a las afueras de la ciudad de Terrassa. Dicho estudio cumplirá con las correspondientes normativas vigentes, que regulan dichos proyectos e instalaciones. Toda la energía que genere el sistema será íntegramente consumida por el cliente del estudio, ya que, por la naturaleza y características de este, así como las previsiones de generación eléctrica que se mostrarán en valoraciones posteriores, no se preverán excedentes.

Este documento que expone el susodicho estudio y diseño, pretende ser una base sólida y técnica, que proporcione al cliente toda la información necesaria, sobre el montaje de la instalación como componentes, estudios de radiación solar, cálculos de protecciones, strings, etc. Con todo ello la empresa constará de un pliego con la suficiente documentación para el inicio del montaje y presupuesto de la instalación.

1.2 ALCANCE DEL PROYECTO

Este escrito tiene como alcance, la elección y cálculo de todos los componentes que conforman la instalación fotovoltaica, además de la correcta configuración de estos mismos. Se hará uso de varios Softwares de análisis de radiación solar, sombras, temperatura, etc, para estudios a nivel local como nacional ,con el fin de poder sacar la mayor cantidad de variables, que nos permitan dimensionar y calcular de la forma más exacta posible las necesidades de la instalación.

Se realizará un dimensionado 3D del edificio donde se llevará a cabo el proyecto, junto con un análisis breve pero conciso, sobre la cartografía que rodea el emplazamiento con el fin de comprender y tratar las sombras y elementos naturales o humanos que afecten a la captación de energía solar.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y SUS COMPONENTES

2.1.1 ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO

El Sol es la estrella del nuestro sistema Solar, y casi el 99% de la energía proveniente de este se recibe en forma de rayos de luz, es decir, radiación electromagnética. Dicha energía emitida por el Sol se genera a través de las reacciones nucleares de fusión que se dan en su interior, debido a la presión gravitacional ejercida por su propia masa y las altas temperaturas que derivan de ello.

Durante la fusión, se queman grandes cantidades de hidrogeno lo que genera Helio, emitiendo radiación electromagnética desde el núcleo del Sol hasta la superficie, que provoca que la capa más externa de la estrella llegue a estar a una temperatura de unos 5800 grados Kelvin. El término por el cual se connota a estas radiaciones electromagnéticas producidas durante la fusiones en el núcleo del Sol, es la radiación Solar.

Sabemos que, a partir de la Ley de Planck, la radiación electromagnética comprende un intervalo de longitudes de onda que oscila entre los 0,2 μm hasta los 1000 μm , no obstante, la emitida por el Sol se recibe en la tierra con unos valores de longitud de onda comprendidos entre 0,25 μm hasta 3,00 μm . El ojo humano, por ejemplo, solo puede percibir el espectro visible de esta radiación, que corresponde a un rango de longitud de onda recibe le nombre de luz visible (entre 380 nm y 750 nm).

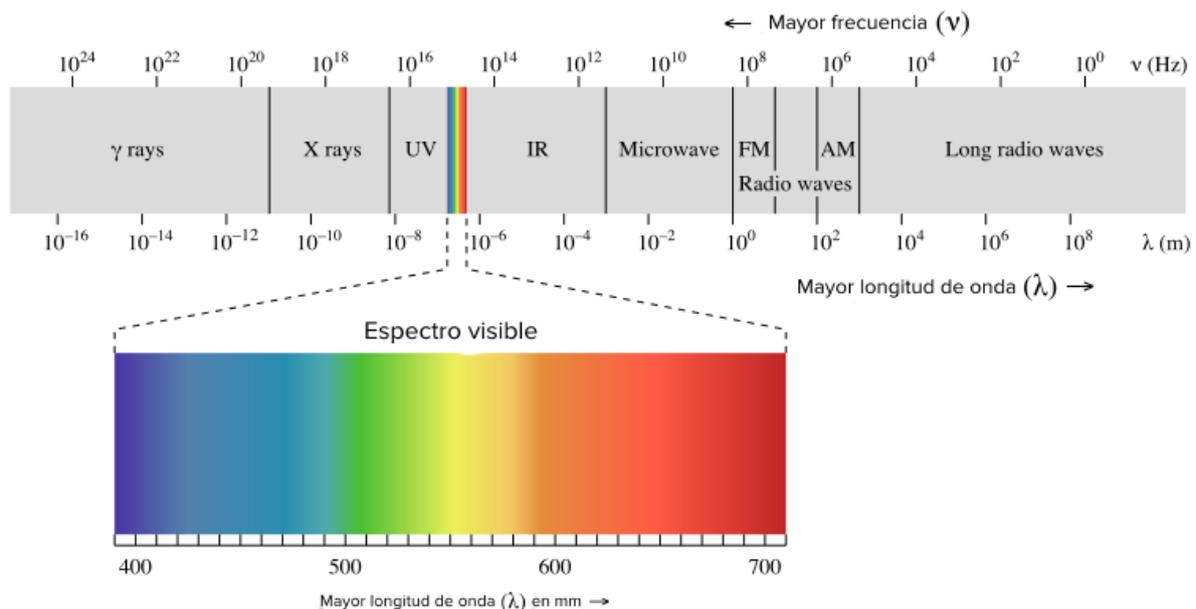


Ilustración 1: Espectro de onda electromagnético. Fuente: Khan Academy y ChemWiki de UC Davis.

2.1.2 MOVIMIENTO DE LA TIERRA Y EL SOL

La Tierra presenta dos tipos de movimientos respecto al Sol, rotación y traslación. El de rotación hace referencia al propio giro que hace la Tierra alrededor de un eje que atraviesa los polos, a una velocidad de una vuelta al día (24h). El de traslación sería el recorrido elíptico que describe la Tierra alrededor del Sol donde este, ocupa uno de los dos focos de esta elipse, una traslación completa de la tierra se lleva a cabo en 365,25 días. El eje sobre el que gira la Tierra forma un ángulo con el plano elíptico de 23,45 grados y este esta cambiando de forma constante entre +23,45 y -23,45 (declinación Solar), a causa de la oblicuidad respecto al plano de la elíptica y el ecuatorial de la Tierra.

Gracias a la oblicuidad de la elíptica, se puede explicar la variación de temperaturas de la Tierra según su posición en la orbita, es decir, las cuatro estaciones correspondientes a los equinoccios de Primavera (20/21 de marzo) y Otoño (20/21 de Setiembre), solsticios de verano (21/22 de junio) e invierno (21/23 de diciembre) y a la duración de los días y de las noches durante todo el año (amanecer, mañana, mediodía, tarde y atardecer)

La distancia más corta entre el Sol y la Tierra se produce el 3 de enero y recibe el nombre de Perihelio, mientras que la distancia más larga es el 4 de julio, conocido como Afelio.

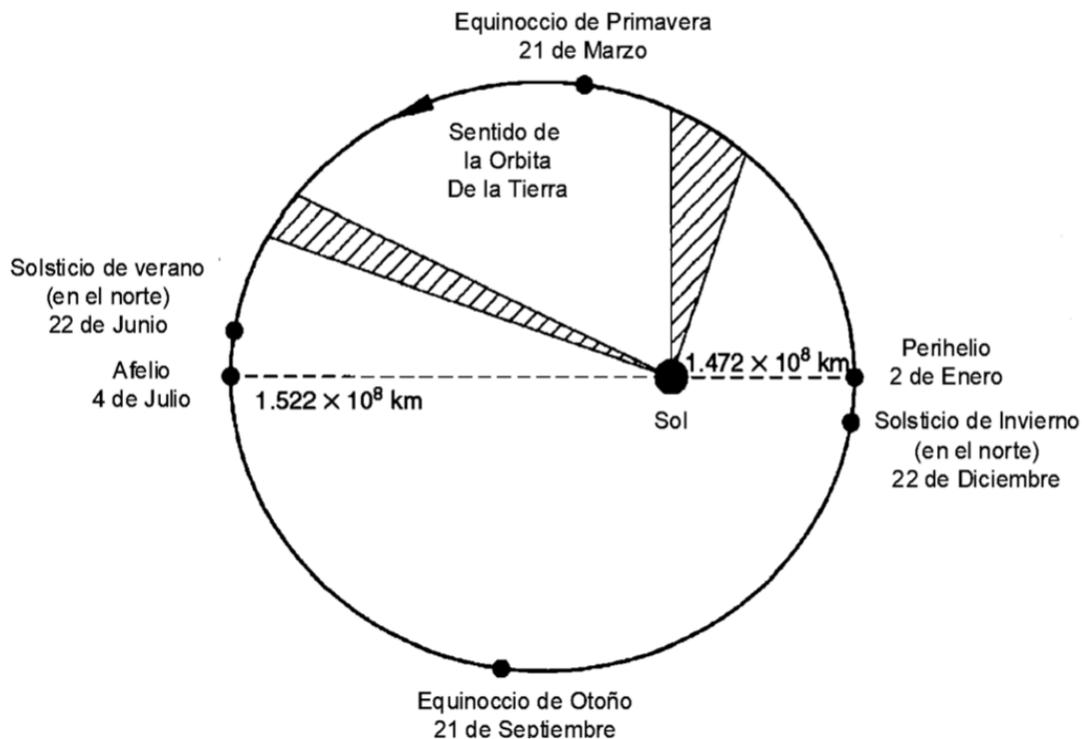


Ilustración 2: Fechas de los equinoccios. Fuente: Prof. Alejandro López González, PhD.

A partir de los datos anteriores, y gracias a los estudios elaborados por Garg en 1982, se demostró que la diferencia entre estas dos distancias no supera el 3,3 %, donde a niveles de cambios estacionales en la temperatura e irradiancia, no supone un factor influyente en la radiación recibida sobre la superficie terrestre. Sin embargo, si hay un aspecto a tener en cuenta que resulta relevante,

el cual hace referencia a la posición relativa del Sol en cielo a lo largo de los días y a cada hora de dichos días, explicado en más detalle en el apartado 2.1.6.

2.1.3 CONSTANTE SOLAR

La constante solar podemos expresarla como la cantidad de radiación que recibe una superficie determinada, que se haya orientada en la dirección de la luz solar, situada fuera de la atmosfera terrestre a 1 UA (La UA es una unidad astronómica que equivale aproximadamente a la distancia media entre el Sol y la Tierra, es decir, unos 149.597.870.700 m).

Si queremos entrar más en detalle y definir matemáticamente la constante, debemos antes aclarar un par de conceptos. Diremos que al distancia entre la tierra y el Sol para un determinado día del año, es función de la irradiancia que alcanza la parte exterior de la atmósfera.

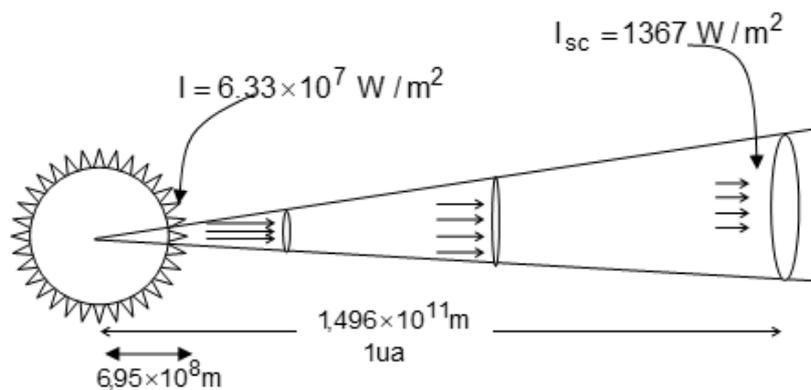


Ilustración 3: Energía proveniente del Sol para 1 UA. Fuente: Edinei Canuto Paiva.

Si la radiación es la energía del espectro lumínico en Wh/m^2 , la irradiancia es la potencia de dicho espectro en W/m^2 . Con todo lo comentado anteriormente, si despreciamos la pérdida de radiación que se produce a lo largo del vacío, un radio Solar de 1.392.000 km y una distancia promedio de la Tierra al Sol de 149.600.000 km ($1 \text{ UA} = \text{Unidad Astronómica}$), se determina la constante Solar G_{SC} , que expresa el valor de la irradiancia que llega a la Tierra, cuando esta se encuentra a una distancia de 1 UA (valor promedio) es de 1.367 W/m^2 .

$$G_{SC} = 1.367 \text{ W/m}^2$$

En el caso de querer conocer la irradiancia extraterrestre que tenemos, sobre el plano normal a los rayos incidentes del Sol en un día cualquiera del año, debemos multiplicar la constante solar por un factor que tiene en cuenta la distancia que hay entre la Tierra y el Sol, para el día en concreto en que se está realizando el estudio.

$$G_{0,n} = G_{SC} \left(1 + 0,033 \cdot \cos \frac{360n}{365} \right)$$

2.1.4 NATURALEZA DE LA RADIACIÓN SOLAR Y SUS COMPONENTES

Sabemos que toda la radiación que finalmente incide sobre un punto de la superficie de la tierra a través de la atmosfera, no se llega a aprovechar al cien por cien por los paneles fotovoltaicos, a causa a diferentes factores y fenómenos que se detallan a continuación.

Estos factores, son la cantidad de nubes que haya en el lugar, así como las partículas y polvo en suspensión en la atmosfera, la cantidad de masa de aire que deben atravesar los rayos para llegar a la superficie del panel y el grosor de la capa de ozono sobre este. Teniendo en cuenta estas características, podemos diferenciar principalmente cuatro tipos de componentes, que forman la radiación solar que incide sobre la capa extraterrestre, expuestos a continuación:

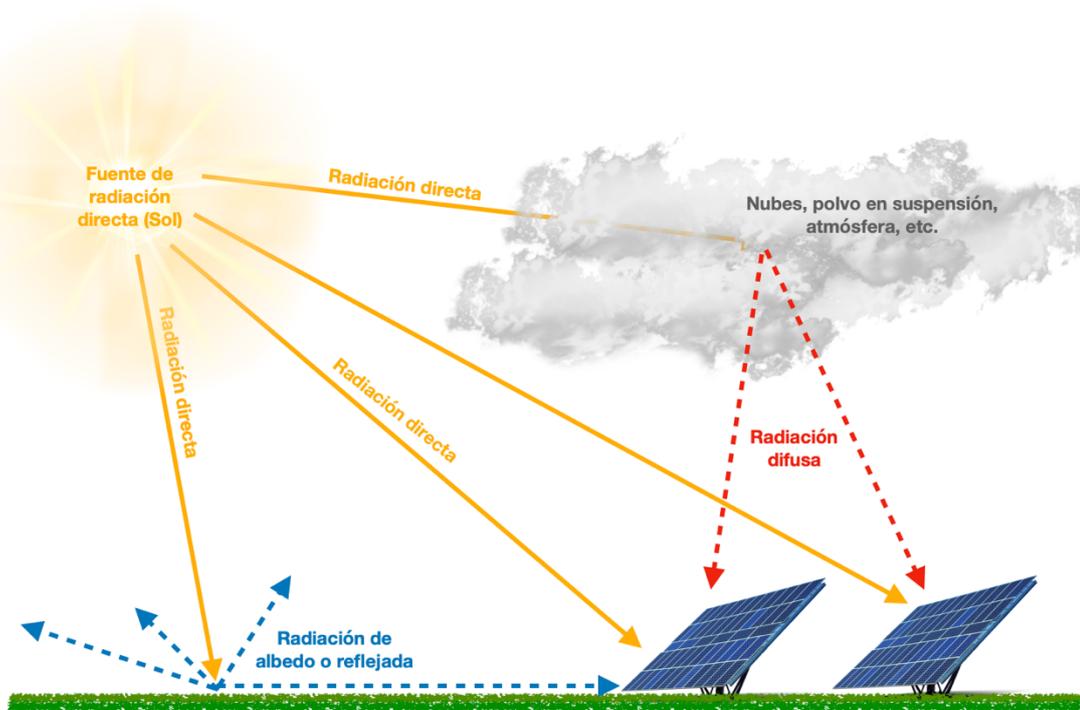


Ilustración 4: Principales componentes de la radiación solar. Fuente: Elaboración propia

- La radiación directa (G_b), hace referencia a toda aquella radiación procedente del Sol directamente, es decir, sin que la atmosfera la haya llegado a dispersar. Por consiguiente, esta presenta una dirección normal a la superficie del Sol.
- La radiación difusa (G_d), es aquella que llega a la superficie terrestre, excepto la directa del Sol, después de haber sido dispersada por la propia atmosfera. Si esta radiación es isotrópica, vendrá desde todas las direcciones.
- La radiación de albedo o reflejada (G_r), es la radiación difusa y directa que proveniente después de su reflexión producida por el suelo, es decir, mares y ocnas, lagos, montañas, ciudades, etc. Por ende, esta depende de la naturaleza y características de dichos elementos.
- Radiación global (G), es la tasa con la que la radiación solar incide sobre una superficie determinada expresada en W/m^2 . Se compone por la suma de la radiación directa, difusa y reflejada.

2.1.5 FACTOR DE INCLINACIÓN

El factor de inclinación (R_b), es el cociente que relaciona la energía incidente sobre una superficie inclinada un determinado ángulo (radiación de componente directa sobre el panel) y orientada hacia el Ecuador, respecto a la perpendicular de la superficie de este mismo.

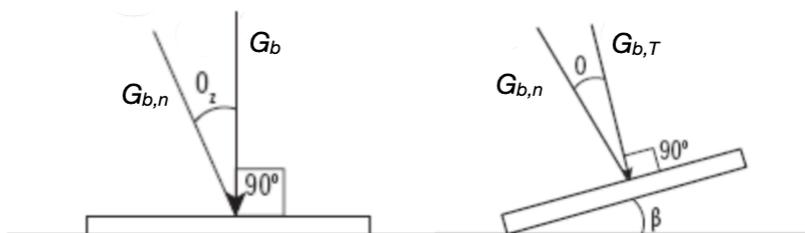


Ilustración 5: Parámetros trigonométricos que definen el factor de inclinación. Fuente: elaboración propia.

Para determinar los parámetros mostrados en la ilustración anterior, y así hallar el factor de inclinación, aplicaremos las reglas básicas de trigonometría:

$$G_b = G_{b,n} \cdot \cos \theta_z$$

$$G_{b,T} = G_{b,n} \cdot \cos \theta$$

$$R_b = \frac{G_{b,T}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cdot \cos \theta}{G_{b,n} \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta_z}{\cos \theta}$$

2.1.6 POSICIÓN RELATIVA DEL SOL

Para la inclinación y orientación más óptima de los paneles fotovoltaicos sobre una superficie del plano terrestre, es fundamental concretar la posición relativa del Sol en cada momento respecto a esta superficie de estudio.

Para ello se han definido un conjunto de ángulos y parámetros, a través de diferentes relaciones geométricas y trigonométricas, entre un plano de la superficie terrestre (con un determinado ángulo de inclinación y orientación) y la dirección de la irradiancia directa del Sol $G_{b,T}$.

NOMBRE DEL ÁNGULO	SIMBOLOGÍA
Ángulo de incidencia	θ
Ángulo de Zenit	θ_z
Ángulo horario	ω
Elevación Solar	α_s
Acimut Solar	ψ
Acimut de la superficie de captación	γ
Latitud	ϕ
Longitud	a
Declinación	δ
Inclinación	β

Ilustración 6: Tabla de ángulos referentes a la posición relativa del Sol. Fuente: elaboración propia.

En los apartados que siguen a este párrafo, se va a proceder a la explicación e ilustración de los ángulos y parámetros expuestos anteriormente en la tabla de la ilustración 6.

2.1.6.1 ÁNGULO DE INCLINACIÓN (β)

Es aquel ángulo que hay entre la superficie de estudio (un panel fotovoltaico en nuestro caso), y la horizontal de la superficie terrestre (el suelo de la propia Tierra). Este factor suele rondar valores entre 0° y 90° .

2.1.6.2 ÁNGULO DE DECLINACIÓN (δ)

La declinación, sería el ángulo que se produce entre la posición del Sol al mediodía, respecto al plano formado por la eclíptica. Este ángulo es independiente de la latitud, y según el momento del año, esta puede adquirir valores máximos en los solsticios de verano, mínimos en los de inviernos y nulos en los equinoccios.

Según el teorema de Cooper de 1969 y Ashrae de 2007, la declinación se puede hallar a partir de la siguiente expresión:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right)$$

A efectos prácticos para los cálculos de ingeniería, esa variación angular se considerará constante a lo largo del día, tal como demostró y probó Duffie y Beckman en 1991. Nos interesa saber cual es la declinación del día más desfavorable, ya que será donde la radiación solar incida sobre nuestros paneles con menor ángulo. Este día corresponde al 21 de diciembre con un valor de $-23,45$ grados.

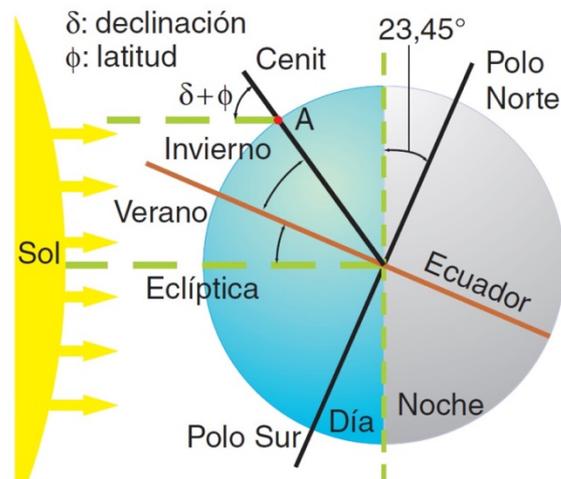


Ilustración 7: Ángulo de declinación solar. Fuente: <http://www.ngelibreblog.com>.

2.1.6.3 ÁNGULO DE LATITUD Y LONGITUD (ϕ, α)

Este ángulo corresponde al formado entre el plano ecuatorial terrestre y el paralelo por el punto de la superficie que se quiere estudiar (adquiere valores entre $+90^\circ$ y -90°).

Por otro lado, la longitud son las líneas que van de polo a polo, conocidas también como meridianos, habiendo un total de 360 grados (-180° de longitud este y +180° de este).

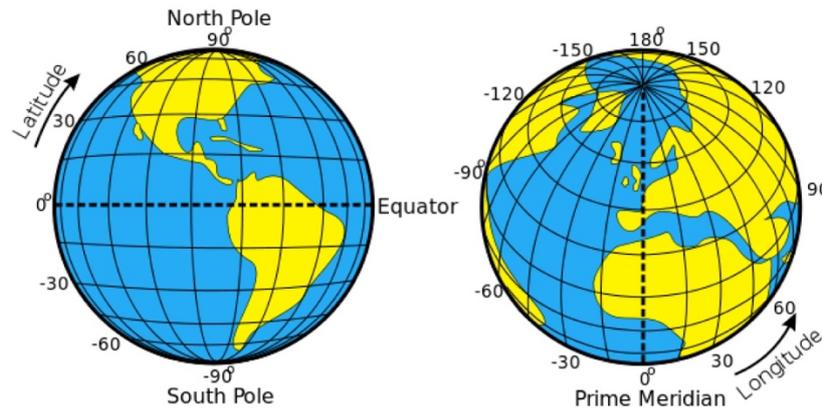


Ilustración 8: Ángulos de latitud y longitud respectivamente. Fuente: <http://www.slideplayer.com> Laura Davila.

2.1.6.4 ÁNGULO HORARIO Y ÁNGULO DE ZENIT/ZENITAL (θ_z)

Es el ángulo del arco que describe desplazamiento del Sol, respecto a un punto de observación que esta situado en el meridiano local, que abarca desde el meridiano local hasta el celestial. Este movimiento respecto al observador puede interpretarse como que el Sol se mueve alrededor de la tierra, 360 grados en 24 horas o 15 grados por cada hora

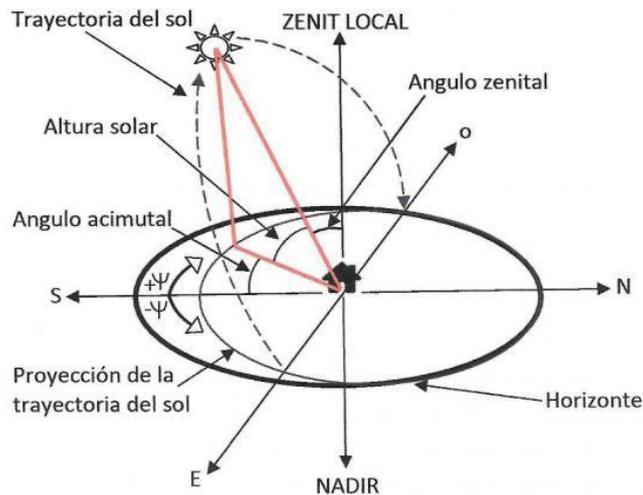
La ecuación del ángulo horario expresada en grados, se puede hallar a partir de la siguiente fórmula previo conocimiento de la hora solar y que cada hora solar corresponde a 15 grados, cogiendo como origen de coordenadas el meridiano local.

$$\omega = (H_{Solar} - 12) \cdot 15$$

El ángulo cenital sería aquel que corresponde entre el eje vertical del lugar donde nos encontramos o punto de observación, respecto a la dirección del Sol. Este ángulo es similar al de la elevación solar, comentado en el siguiente punto, pero con la diferencia que este ultimo se mide la irradiancia solar respecto al plano horizontal.

Finalmente, el ángulo de zenit viene dado por la expresión:

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha_s$$



Il·lustració 9: Àngulo de zenit y horario solar. Fuente: <http://www.Blogingenieriasolar.com>.

2.1.6.5 ÀNGULO DE ELEVACIÓN SOLAR O ALTURA SOLAR (α_S)

Este ángulo es el complementario al ángulo del zenit, y corresponde a la altura angular que adquiere el Sol, desde un observador que se halla en la horizontal. Este ángulo varía a lo largo del día (entre 0° y 90°) y depende de la latitud del lugar en concreto, así como del día del año.

$$\sin \alpha_S = \cos \theta_Z = (\sin \phi \cdot \sin \delta) + (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega)$$

$$\theta_Z = \cos^{-1}((\sin \phi \cdot \sin \delta) + (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega))$$

De forma análoga se tiene que:

$$\alpha_S = \sin^{-1}((\sin \phi \cdot \sin \delta) + (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega))$$

$$\theta_Z + \alpha_S = \pi/2 = 90^\circ$$

$$\alpha_S = 90^\circ - \theta_Z$$

Si tenemos en cuenta que, al mediodía solar en el hemisferio norte, el ángulo de la hora (ω) es de 0 grados, a partir de la ecuación anterior, tenemos que la altura máxima solar viene dada por la expresión:

$$\sin(\alpha_{S_{m\acute{a}x.}}) = \cos(\phi - \delta)$$

$$\alpha_{S_{m\acute{a}x.}} = 90 - |\phi - \delta|$$

2.1.6.6 ÀNGULO DE ACIMUT EN LA SUPERFICIE DE CAPTACIÓN O ÀNGULO DE ACIMUT DEL MÓDULO (γ)

Se define como el ángulo que formaría una recta normal al plano de captación (panel fotovoltaico), respecto al meridiano que pasa por esa misma superficie. Por ende, si el plano de captación esta orientado al Sur, el ángulo de acimut sería cero, mientras que, si lo hace para el oeste o el este, sería de 180 grados.

En España, o si generalizamos, desde la línea ecuatorial hasta el paralelo superior norte, los paneles siempre deben estar orientados cara al sur, ya que es de donde obtenemos mayor índice de radiación directa. La inclinación del panel la determinaría la latitud del territorio y es un valor fijo propio de la zona en donde se instalaría el sistema, a menos que este tenga un sistema de seguimiento.

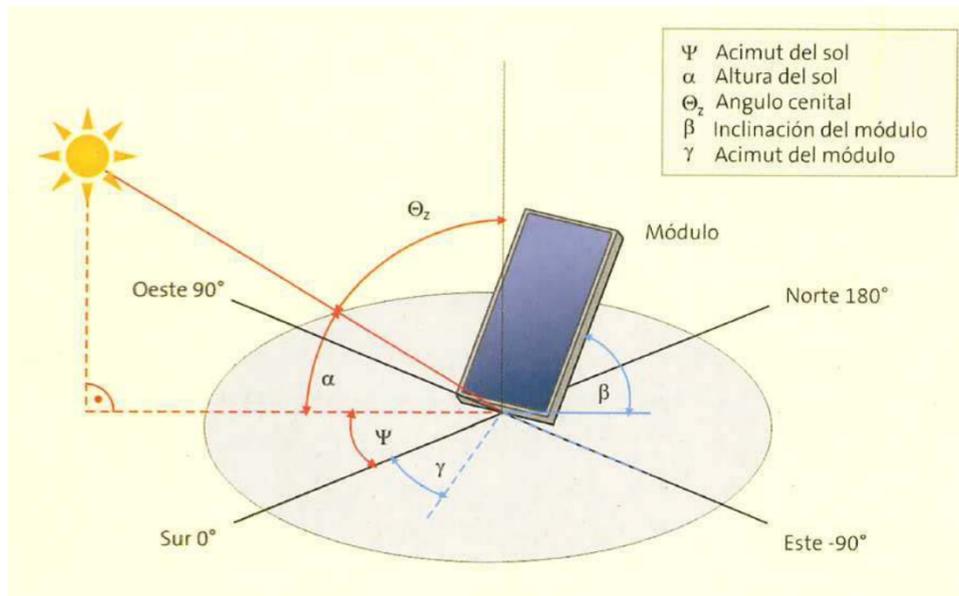


Ilustración 10: Ángulos respecto a la superficie de captación de un panel. Fuente: TFG Sergi Español.

Por ejemplo, en Ecuador el panel se pondría idealmente paralelo al suelo (casi sin inclinación), ya que la incidencia de la radiación es prácticamente vertical por su localización geográfica, dando así 6 meses de plena radiación de carácter vertical (0 grados) y los otros 6 meses donde solo varía escasos 12 grados.

2.1.6.7 ÀNGULO DE ACIMUT SOLAR (ψ)

Muy parecido al ángulo de acimut sobre una superficie de captación, se diferencia en que el ángulo de acimut solar, determina la proyección la irradiancia directa del sol sobre con un plano horizontal con dirección real al sur.

$$\sin \psi = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \alpha_s}$$

2.1.6.8 ÀNGULO DE INCIDENCIA (β)

Este ángulo está compuesto por el vector de la radiación directa y el de una recta normal al panel de captación. Este ángulo se puede expresar en función del hemisferio donde se encuentre la superficie de captación.

Por ende, para las superficies que se encuentren en el hemisferio norte (inclinadas y orientadas al sur), tenemos que:

$$\cos \theta = \sin(\phi - \beta) \cdot \sin \delta + \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega$$

Por otro lado, si la superficie se halla en el hemisferio sur, es decir, con inclinación y orientación al norte, el ángulo de incidencia vendría expresado por la siguiente expresión:

$$\cos \theta = \sin(\phi + \beta) \cdot \sin \delta + \cos(\phi + \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega$$

3 TECNOLOGÍA Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA

3.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA.

La instalación que se va a desarrollar en el presente documento, capta la energía radiada producida por el Sol, para posteriormente transformarla en energía eléctrica a través del llamado efecto fotovoltaico. En esta conversión de energía, se emplean paneles fotovoltaicos que se componen a su vez por una serie de elementos semiconductores interconectados, que son los causantes de la transformación energética. Dichos elementos reciben el nombre de células fotovoltaicas.

Por definición, la célula fotovoltaica o celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que tiene la capacidad de transformar la radiación Solar en energía eléctrica. El fenómeno por el cual se produce energía eléctrica en una celda fotovoltaica, viene dado por el efecto fotoeléctrico. Las superficies de las celdas fotovoltaicas, son elaboradas con silicio y son tratadas con diferentes impurezas llamadas dopantes, tales como Boro y Fosforo, con el fin de favorecer el efecto fotoeléctrico, el cual será explicado con más detalle en el apartado 3.3. Se obtiene como resultado una corriente eléctrica, que posteriormente será la que alimente a las cargas que se conecten al sistema.

3.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

En la actualidad se utilizan mayormente dos tipos de células diferentes, que son las más extendidas y usuales en el mercado. No obstante, no hay que olvidar que no solo son estos dos tipos los únicos que existen, ya que debido al avance de la tecnología y desarrollo en los materiales y tecnología que rodea a la industria fotovoltaica, hay una gama amplia de células. Pero debido al alcance y objeto de nuestro proyecto, no se considera oportuno explicar todos los tipos y tecnologías de estas, pero sí mencionarlas.

Comúnmente destacamos las celdas fotovoltaicas compuestas por silicio mono cristalino, las de silicio policristalino y las amorfas.

3.2.1 CELDAS MONOCRISTALINAS

Las celdas monocristalinas están formadas por un único cristal de silicio, cuya estructura molecular destaca por ser continua y uniforme. Son las que suelen presentar unos niveles de eficiencia mayor con valores del 18%-29 %, ya que los átomos de silicio tienen una alineación prácticamente perfecta, lo que favorece en gran medida la conductividad y, en consecuencia, su proceso de calentamiento se ve reducido. Por consiguiente, sus precios son más elevados por ser más complejas de fabricar y tener un proceso de fabricación más lento. Funcionan bien con baja radiación solar y con un coeficiente térmico elevado.



Ilustración 11: Modelo típico de una célula monocristalina. Fuente: <http://www.jinko-solar.com>.

Las monocristalinas son de un azul mucho más oscuro o incluso negras, donde resulta casi imposible observar el patrón de estructura típico de los cristales comentado anteriormente.

3.2.2 CELDAS POLICRISTALINAS

Por lo contrario, las celdas policristalinas presentan un tipo de estructura menos uniforme donde el orden estructural de los átomos, se concentra más a nivel local, debido a su proceso y diseño de fabricación a través de moldes cuadrados, sin embargo, a diferencia de las monocristalinas, no se desperdicia tanto material de silicio durante el proceso de fabricación.

Debido a la forma de producir estas células, su eficiencia es menor que las monocristalinas rondando valores del 16 - 20%. Tienen un coeficiente térmico más bajo, por lo que a temperaturas altas trabajan mejor. Teniendo en cuenta los aspectos anteriores, este tipo de celdas presentan un precio de mercado mucho más competitivo.

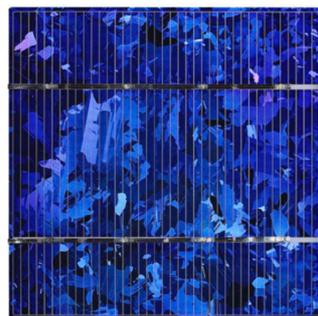


Ilustración 12: Modelo típico de una célula policristalina. Fuente: <http://www.pixeltechnology.com>.

Las policristalinas tienden a ser de un color más azulado por las disposición de la estructura cristalina, dejándose ver incluso la disposición y asociación típica que adquieren este tipo de elementos químicos en la formación irregular de los cristales.

3.2.3 CELDAS AMORFAS.

Finalmente, tendríamos las celdas amorfas que están fabricadas a partir de la colocación de una capa muy fina no cristalina de silicio, que descansa sobre películas delgadas de materiales flexibles como metales o plásticos. Este formato de construcción de células permite generar módulos físicamente flexibles que se adaptan con facilidad a diferentes superficies.

Su eficiencia es muy reducida (por debajo del 10%), debido a la calidad interna del silicio y a la estructura que este adquiere que dificulta el proceso de transmisión de los fotones generados. Por consiguiente, son el tipo de celdas más baratas de producir y su aplicación suele ir enfocada a pequeños aparatos electrónicos.

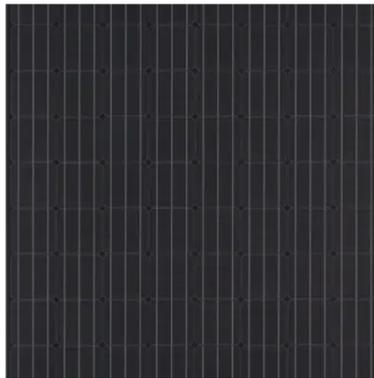


Ilustración 13: Modelo típico de una célula amorfa. Fuente: <http://www.Pannasonic.com>.

Debido a la disposición dispersa de la estructura cristalina del silicio en capas delgadas y flexibles, las agrupaciones de cristales resultantes después de la fabricación, no se hacen visibles y arrojan un aspecto totalmente uniforme de color oscuro.

3.3 EFECTO FOTOELÉCTRICO.

El efecto fotoeléctrico expone que, si se incide una radiación electromagnética entre dos puntos de un material, se generará una diferencia de potencial entre dichos puntos. La celda fotovoltaica provoca este fenómeno debido a su diseño y materiales empleados, generando un movimiento de electrones desde una superficie a otra, lo que crea un campo eléctrico entre ellas. Ambas superficies son elaboradas con silicio, y tratadas de forma diferente para conseguir las propiedades deseadas que favorezcan el efecto fotoeléctrico.

La capa superior (emisor) a la que denominaremos “N”, se le introduce en su estructura cristalina impurezas. Estas impurezas, de carácter “donador”, son átomos los cuales tienen cinco electrones en la última capa de valencia, como por ejemplo el Fósforo o Antimonio. Estos átomos, en combinación

con los de Silicio crean enlaces covalentes dejando un electrón libre (carga negativa) en su estructura molecular, lo que incrementa la conductividad eléctrica.

De forma antagónica, tenemos la capa inferior (base) que se le asigna con la letra "P", que podríamos decir que se comporta como captadora o "aceptadoras" de estos electrones que quedan libres de la capa N. En dicha capa también se introducen en la estructura cristalina del silicio, una serie de impurezas, las cuales son átomos cuya capa de valencia más externa posee solo tres electrones, como por ejemplo el Boro o Galio. Esto provoca que haya un electrón del átomo de silicio sin enlazar. Los átomos que se añaden, crean enlaces covalentes triples, dejando libre un hueco en su capa de valencia externa, de esta forma tenemos una estructura en la que tenemos infinidad de huecos donde el comportamiento es el equivalente al de una carga positiva.

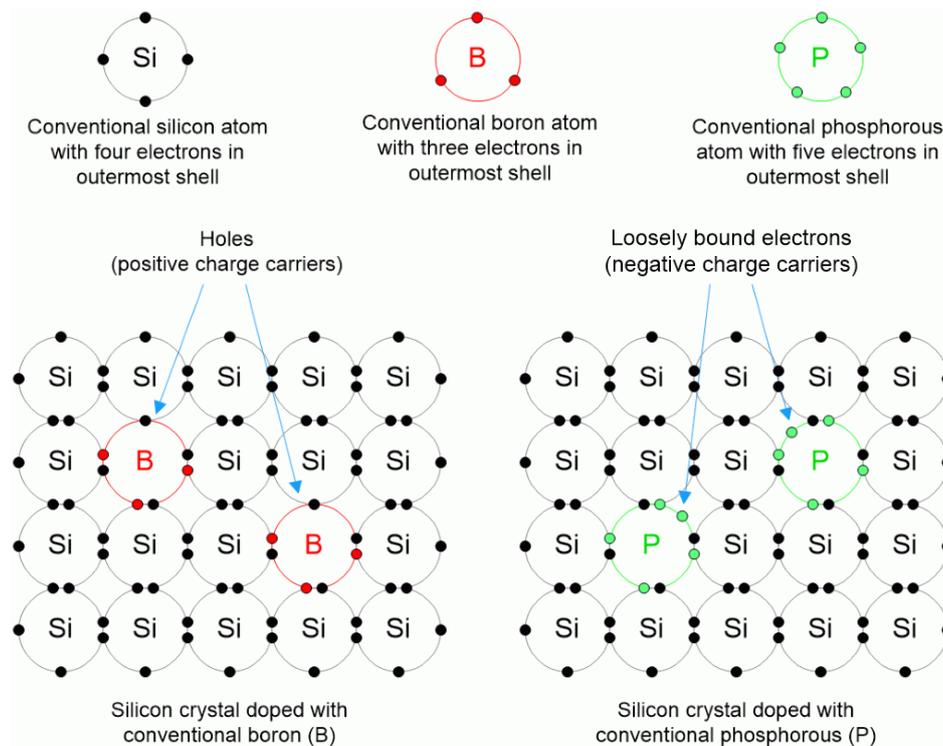
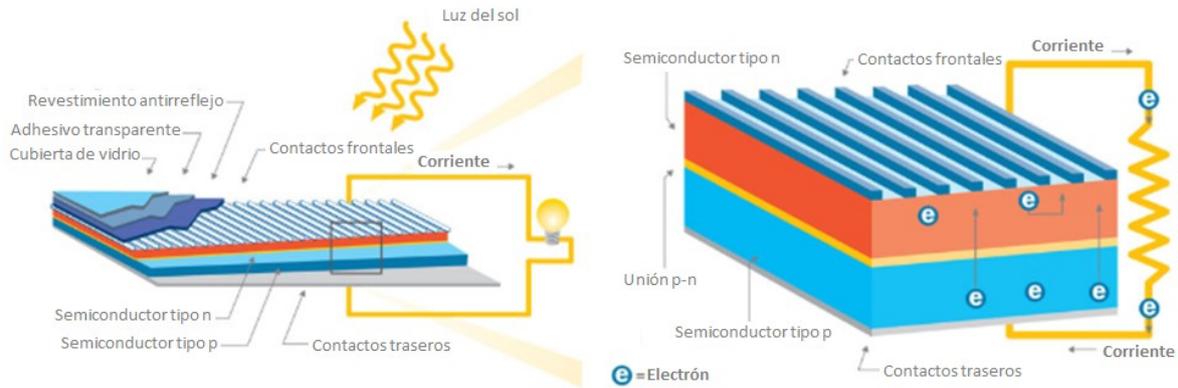


Ilustración 14: Estructura del Silicio dopado, tipo P (izquierda) y tipo N (derecha). Fuente: Max Maxfield.

Al unir ambos semiconductores P y N, se produce un intercambio de electrones desde la zona con mayor concentración de cargas negativas (N), hacia la superficie con menor concentración de electrones (P), es decir, el semiconductor cargado "menos electrónicamente" (huecos o cargas positivas). De forma opuesta, tenemos el desplazamiento desde la superficie donde se encuentran los huecos (P), hacia el semiconductor cargado más negativamente (N).

La unión que delimita ambas superficies, llamada "Unión P-N" presenta iones fijos que son los átomos que han ganado o perdido electrones, lo que crea un pequeño campo eléctrico de forma permanente entre ambas superficies de N a P. Este campo eléctrico creado en la unión recibe el nombre de "Zona de Carga de Espacio". El campo eléctrico comentado, actúa de la misma forma que un diodo (Ley de Difusión de Flick), por lo que solo permite el flujo de corriente en una dirección y a su vez opone resistencia a la conducción en sentido contrario.



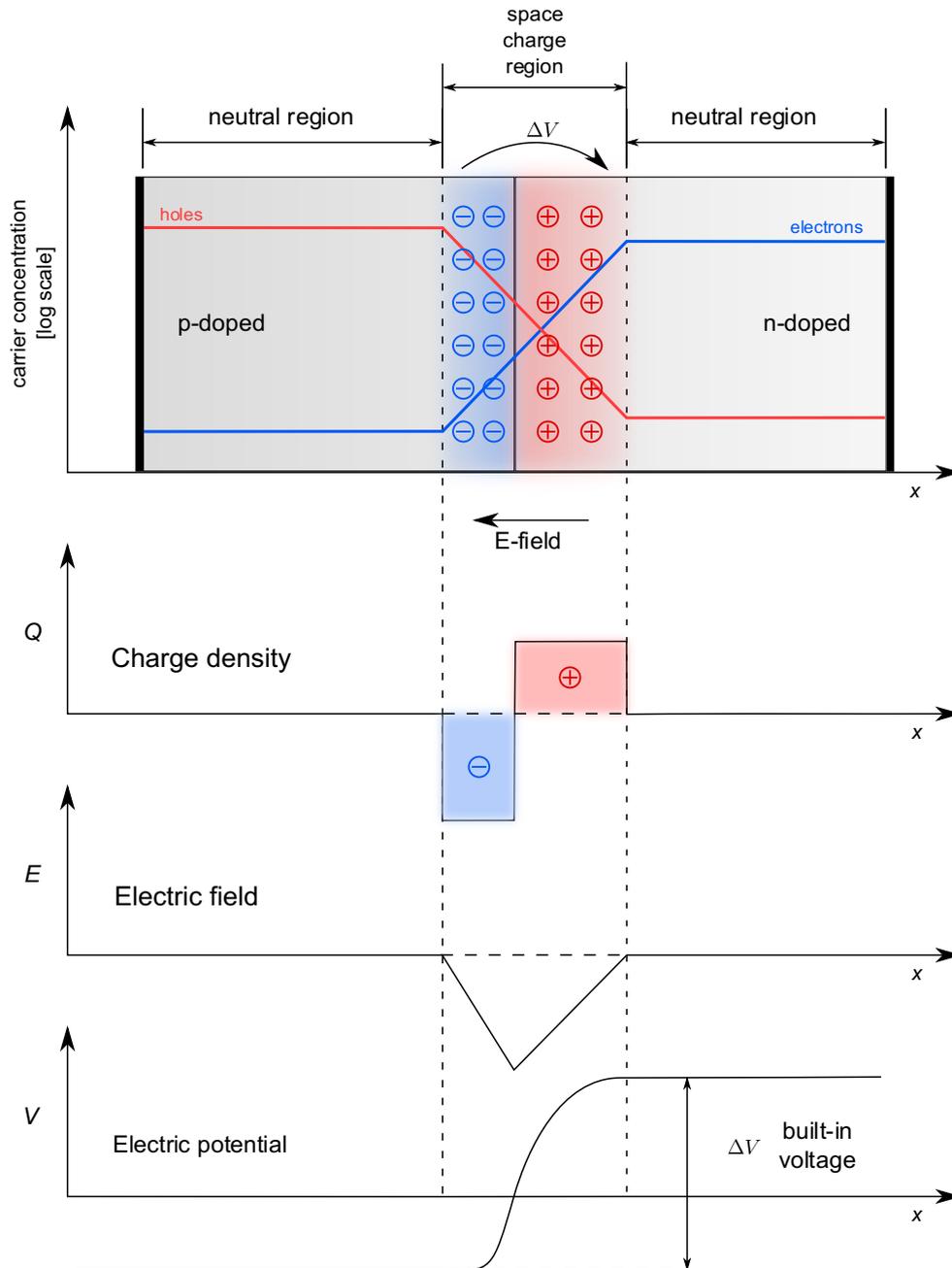
Il·lustración 15: Esquema de las partes y la unión P-N, en una célula fotovoltaica. Fuente: <http://www.generatuluz.com>.

3.4 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.

Una vez de se han explicado las partes que conforman la célula, así como materiales y diseño, se procede a la explicación de la generación de la corriente en funcionamiento, a partir de la radiación solar.

Cuando los fotones de la luz solar impactan contra la celda, estos liberarán electrones libres y huecos de la zona de silicio. Tanto los electrones como huecos liberados, están bajo la influencia del campo eléctrico que se produce en la unión de ambas superficies, lo que origina que cada tanto los electrones como los huecos vayan en direcciones opuestas. De esta forma los electrones irán hacia la zona N y se convertirán el polos negativos, de forma análoga, los huecos irán a parar a la región P para convertirse en polos positivos.

Si aprovechamos esta circulación de electrones y huecos con los correspondientes componentes eléctricos actuando como cátodos, convertiremos este flujo de electrones en energía disponible para consumir en cargas. A través de dos contactos eléctricos que se colocan a ambos lados de la célula fotovoltaica, y que permiten recoger flujo de electrones generado para transferirlos a un sistema de cableado.



Il·lustració 16: Comportamiento del campo eléctrico en la unión P - N, generado por las dos regiones de la célula dopadas. Fuente: <http://www.wikipedia.com>.

Es así como podemos resumir que una celda fotovoltaica, se comporta de forma equivalente a un generador eléctrico pequeño, pero con la particularidad de que se añadió un diodo al sistema. A parte de las capas constructivas mencionadas anteriormente, también tenemos de otras que ayudan a la correcta absorción de los fotones como vendría a ser la antireflectante, y otras que ayuden al aumento de la eficiencia.

3.5 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN PANEL SOLAR.

Para los cálculos que se detallarán en los apartados referentes al cálculo de la instalación, se utilizará numerosos parámetros que definen las características eléctricas de un panel fotovoltaico. Se considera importante, dar a conocer y explicar que representa cada parámetro, ya que estos saldrán con bastante frecuencia a lo largo de dicho proyecto.

Cuando una serie de paneles fotovoltaicos conectados a un sistema de cargas, recibe la radiación proveniente del Sol, estos actúan como generadores produciendo unos valores de tensión y corriente, que son variables en función de la temperatura y de la irradiancia (magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m^2 o unidades equivalentes) en dicho momento, y del punto de trabajo en que se encuentre la carga.

A continuación, se muestra una gráfica con las curvas típicas de tensión y corriente, así como los parámetros característicos de un panel fotovoltaico durante su funcionamiento.

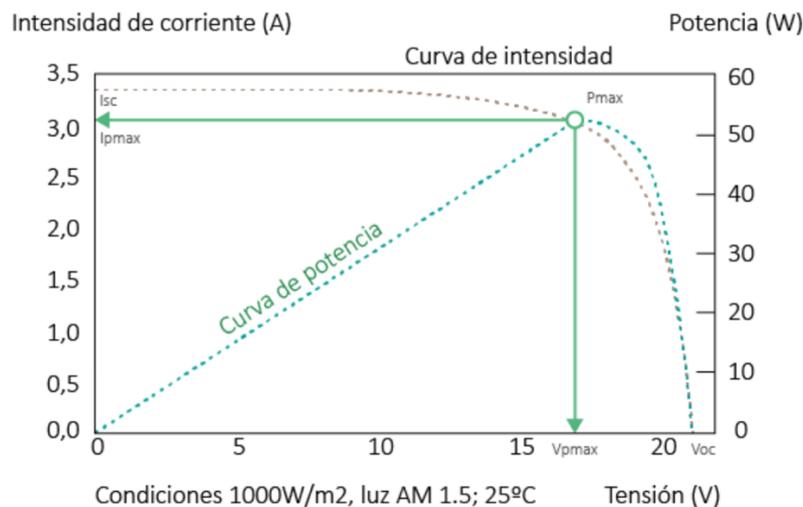


Ilustración 17: Curva I-V (línea discontinua marrón) y P-V (línea discontinua azul). Fuente: <https://autosolar.es>.

Una vez expuesta la anterior grafica, se procede a definir cada uno de los parámetros que la componen:

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Es la mayor tensión que puede llegar a polarizar el módulo cuando trabaja como generador, sin que las regiones P y N estén conectadas.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es el valor de corriente que circula por el panel fotovoltaico cuando la tensión en bornas es nula ($V=0$ V), es decir cuando las regiones P y N están unidas por un conductor exterior de resistencia nula también es la máxima corriente que se puede llegar a obtener de forma ideal, cuando el panel trabaja como generador.
- Punto de máxima potencia (P_{max}): Es aquel punto de operación del panel, donde la potencia entregada por el modulo a la carga externa es máxima, Por definición la potencia entregada por el panel es el producto de la corriente por al tensión de operación del panel, donde dicho producto de parámetros se ha representado en la grafica anterior, también conocido como

curva de potencia. El punto de trabajo que corresponde a este estado, P_{max} , se define con las variables V_{pmax} y I_{pmax} , donde definen los valores de tensión y corriente nominales en el punto de máxima potencia.

- Intensidad de corriente máxima (I_{max}): Es el valor de la corriente en el punto de máxima potencia o potencia de pico.
- Tensión en el punto de potencia máxima (V_{max}): Es el valor de la tensión en el punto de máxima potencia o potencia de pico, que suele ser el 80% de la de vacío.
- El factor de forma (FF, del inglés, Fill Factor): sería la relación que existe entre la potencia máxima del panel (o el producto de la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia), con el producto de I_{sc} y V_{oc} . Un factor de forma alto, nos indica que estamos ante un panel con mejores células y buena eficiencia, mientras que, si este es bajo, el panel presenta más pérdidas y es menos eficiente. Lo normal es que los paneles tengan FF superiores al 0,70.

Los parámetros expuestos en los puntos anteriores, están calculados y ensayados en laboratorios bajo una serie de condiciones llamadas STC, es decir, Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC, del inglés, Standard Test Conditions), donde dichas condiciones, se definen por 1000 W/m^2 de irradiancia, con una distribución espectral AM1.5G y 25°C de temperatura. Los fabricantes utilizan estas condiciones a la hora de expresar los valores nominales de sus paneles en las hojas de características. A pesar de todo, las condiciones de operación reales de los paneles, rara vez serán como las descritas anteriormente, por lo que habrá que aplicar coeficientes de corrección a los procedimientos de cálculos que se realicen.

Tal como se exponen en las graficas que proceden, se define el funcionamiento de un modulo fotovoltaico tipo, para diferentes rangos de temperatura e irradiación solar.

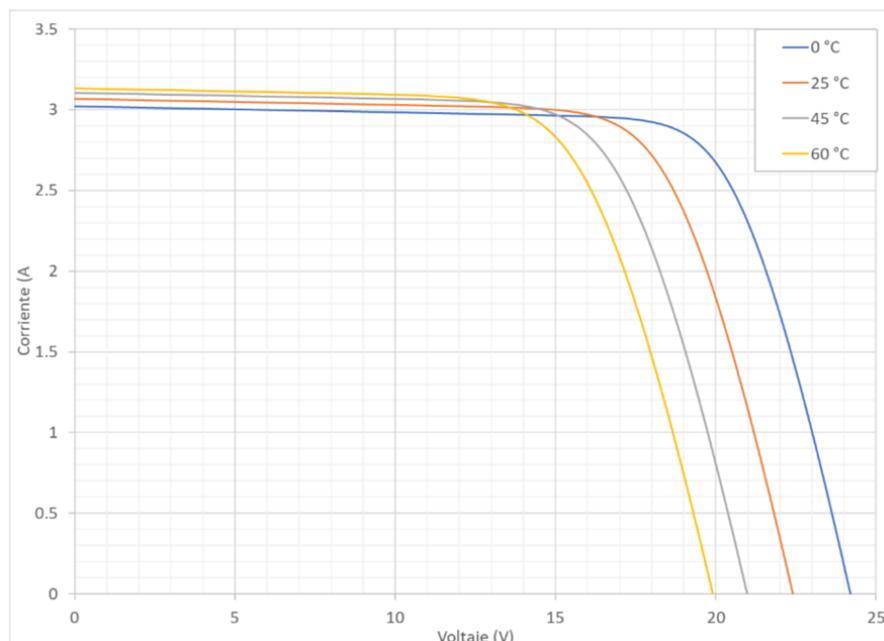


Ilustración 18: Curva V-I típica de un panel, en función de la temperatura. Fuente: TFG Jhonatan José Rodríguez.

Como se aprecia en la gráfica anterior de la ilustración 18, la tensión de circuito abierto disminuye conforme aumenta la temperatura. La intensidad de cortocircuito, sin embargo, aumenta

cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante.

No obstante, si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad se mantiene prácticamente constante, la potencia entregada por célula decrecerá con dicho aumento de temperatura de la célula, como se muestra en la siguiente grafica de la ilustración 19:

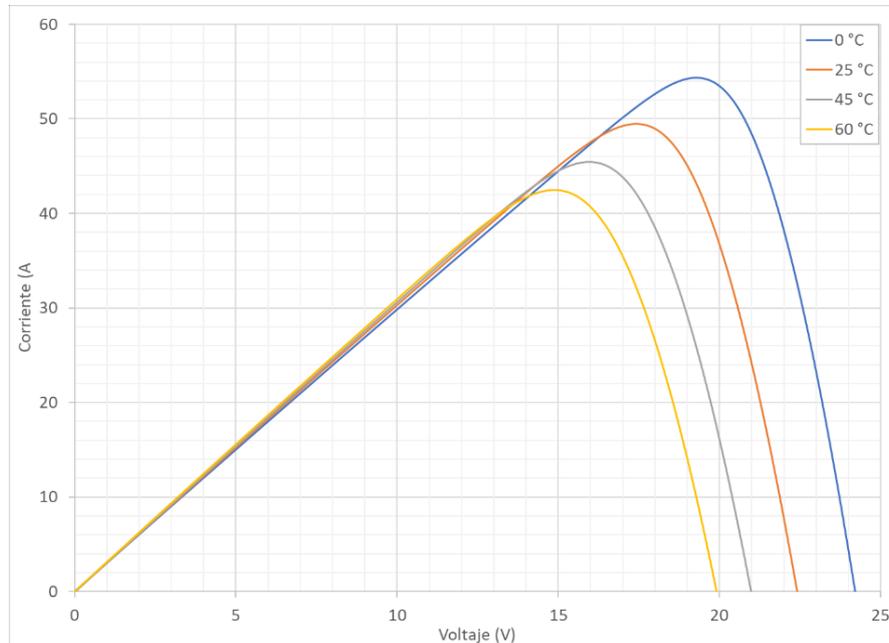


Ilustración 19: Curva V-I típica de un panel, en función de la temperatura. Fuente: TFG Jhonatan Jose Rodríguez .

La temperatura de trabajo de una célula está íntimamente relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación de la zona y se puede obtener mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

- T_c : temperatura de trabajo de la célula (°C)
- T_a : temperatura ambiente (°C)
- T_{ONC} : temperatura de operación nominal de la célula (°C)
- G : irradiancia (W/m^2)

T_{ONC} o NOCT “Nominal Operating Cell Temperatura” corresponden por definición, a una irradiancia en el plano del módulo de $800 \text{ W}/\text{m}^2$, con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente de 20°C , velocidad del viento de $1 \text{ m}/\text{s}$ y funcionamiento en circuito abierto.

De forma similar podemos observar en la gráfica siguiente, función de irradiancia, que la tensión y corriente que genera en una célula depende directamente de la iluminación recibida, es decir, de la irradiancia. La corriente de cortocircuito de la célula es directamente proporcional a la

irradiancia como se muestra en la gráfica, disminuyendo a medida que se reduce la irradiancia. La tensión de circuito abierto varía poco con la irradiancia, aunque también decrece, a efectos prácticos se puede considerar constante.

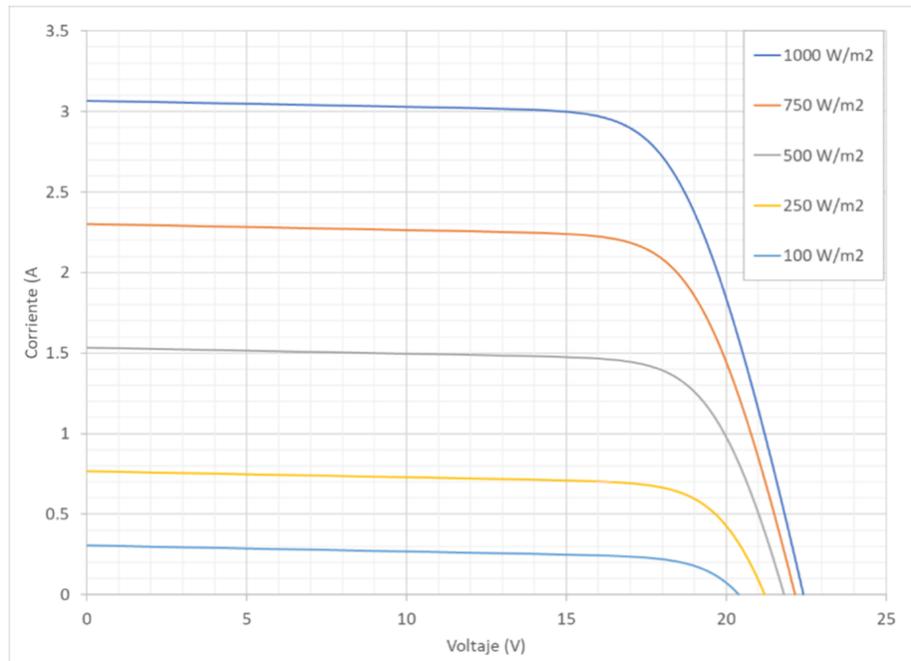


Ilustración 20: Curva V-I típica de un panel, en función de la irradiancia. Fuente: TFG Jhonatan Jose Rodríguez.

La intensidad de cortocircuito, I_{sc} , varía con la irradiancia, siendo esta variación lineal acorde a la siguiente expresión:

$$I_{sc(G)} = G \cdot \frac{I_{sc(CEM)}}{1000}$$

Donde:

- $I_{sc(G)}$: intensidad de cortocircuito para una irradiación G (A)
- $I_{sc(CEM)}$: intensidad de cortocircuito en condiciones CEM (A)
- G: irradiancia (W/m^2)

4 EMPLAZAMIENTO E INFORMACIÓN DE LA INSTALACIÓN

4.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La empresa Sensofar, se encuentra situada en el parque audiovisual de Terrassa (08225), provincia de Barcelona. Estas instalaciones se hayan a las afueras de la ciudad, y para acceder a ellas se hace a través de una única carretera, la BV-1274.



Ilustración 21: Emplazamiento de la fábrica vista satélite. Fuente: Google Maps.

El edificio Sensofar, marcado con un puntero rojo en la ilustración anterior, tiene por coordenadas geográficas 41°35'33.60" Norte y 2°0'25.17" Sur, a una altura sobre el nivel del mar de 402 metros. La imagen satelital es bastante reciente, concretamente del 19 de mayo del 2020.



Ilustración 22: Vista 3D satelital de la fabrica. Fuente: Google Maps.

El parque se encuentra en medio de una zona montañosa no escarpada, rodeado de numerosos árboles y con multitud de zonas con diversos desniveles a lo largo de la carretera que conecta el parque con la ciudad principal de Terrassa, donde estos desaparecen al entrar dentro del complejo.

4.1.1 INFORMACIÓN CATASTRAL

Con esta información, nos haremos una idea más objetiva del tipo de inmueble, así como las delimitaciones parcelarias y localización dentro del parque con las otras edificaciones. Con una vista más amplia del territorio, podemos visualizar la información catastral del parque en conjunto, tal como se observa en la siguiente imagen:



Ilustración 23: Información catastral de parque. Fuente: <https://www.sedecatastro.gob.es>.

Nuestra parcela se encuentra en la parte media inferior del parque audiovisual, con número identificativo 229. El bien inmueble está categorizado como clase urbano, con un uso principal de tipo industrial. La parcela tiene un total de 1.917 m², de los cuales 1.556 m² son construidos, datado del 2012, con una altura de edificación de 9 metros.



Ilustración 24: Información catastral del inmueble Sensofar. Fuente: <https://www.sedecatastro.gob.es>.

4.2 CLIMA DE LA ZONA

Gracias al portal web *WeatherSpark*, podemos saber con todo detalle, las características climáticas de un año típico en Terrassa. A partir de dicha herramienta, se han extraído una serie de gráficos y diagramas, que nos ayudarán a comprender mejor como es el clima de la zona.

En la ciudad de Terrassa nos encontramos con unos veranos cortos, calientes, secos y mayormente despejados. Por lo contrario, los inviernos son largos, parcialmente nublados y fríos. A lo largo del año, la temperatura varía generalmente desde 1°C hasta los 29°C, salvo en extrañas ocasiones donde se han llegado a registrar temperaturas de -3°C en invierno y 32°C en verano.

4.2.1 PERIODOS DE NUBOSIDAD

Normalmente, el porcentaje de nubosidad en Terrassa varía considerablemente a lo largo de todo el año. No obstante, podemos afirmar que la época donde encontramos el cielo más despejado es a principios del 16 de junio, hasta el 12 de setiembre. Dentro de este intervalo, el 21 de julio destacaría por ser el día con menos nubosidad del año. Durante la época de menos nubosidad, el cielo se encuentra mayormente despejado o parcialmente nublado el 84% del tiempo y nublado o mayormente nublado, el 16% restante.

De forma contraria, el periodo de más nubosidad se extiende durante más meses, y abarca el invierno con temperaturas más bajas comenzando el 5 de setiembre y finalizando el 16 de junio aproximadamente.

El día 24 de octubre sería de media el día más nublado del año. Para la época de alta nubosidad, el cielo esta nublado o mayormente nublado el 48% del tiempo, mientras que el 52% restante estaría despejado o parcialmente nublado.

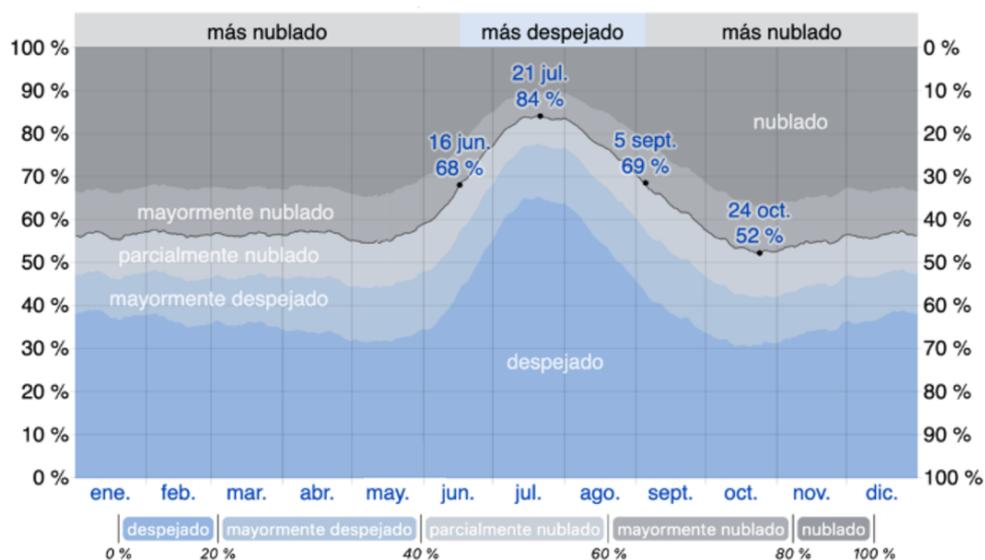


Ilustración 25: Porcentaje del cielo cubierto por nubes según intensidad. Fuente: WeatherSpark.

4.2.2 GEOMETRÍA SOLAR DEL EMPLAZAMIENTO

4.2.2.1 HORAS DE LUZ NATURAL Y CREPÚSCULO

A lo largo de todo el año, las horas de luz del día en Terrassa varían considerable. En 2021, el día más corto fue el 21 de diciembre con 9 horas 10 min de luz natural (solsticio de invierno); mientras que el día más largo fue el 21 de junio con 15 horas y 12 min de luz natural (solsticio de verano).



Ilustración 26: Horas de luz natural y crepúsculo. Fuente: WeatherSpark.

En la ilustración 26, los colores muestran de abajo (más amarillo) hacia arriba (más gris), las bandas de color indican: luz natural total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y noche total.

4.2.2.2 DÍA SOLAR DURANTE UN AÑO

La salida de sol más temprano se produce durante el verano el 14 de junio a las 6:17 horas; la puesta de sol más tardía es el 26 de junio a las 21:30 horas. En invierno se produce la salida del sol más tardía a las 8:21 horas el 30 de octubre; mientras que la puesta del sol más temprana es a las 17:21 el 8 de diciembre.

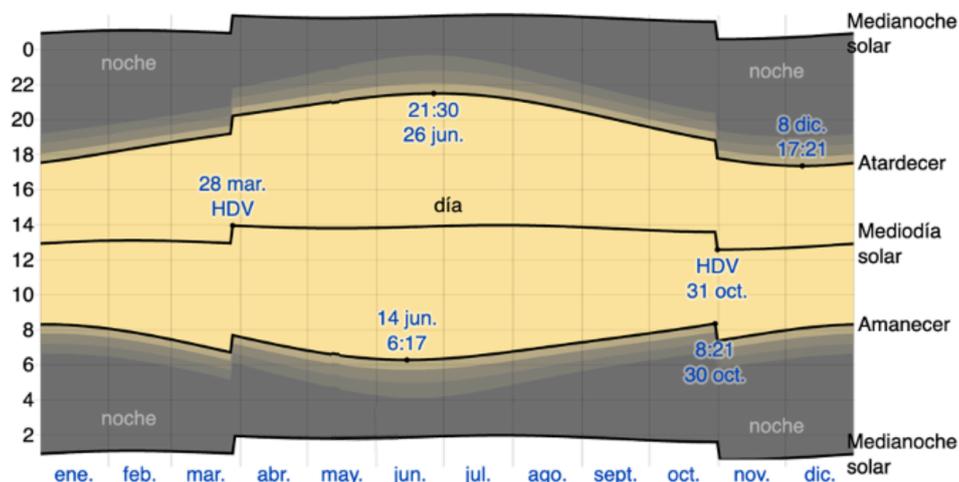


Ilustración 27: Horas de luz natural y crepúsculo. Fuente: Horas de luz natural y crepúsculo. Fuente: WeatherSpark.

En la anterior ilustración 27, de abajo hacia arriba, las líneas negras son la medianoche solar anterior, la salida del sol, el mediodía solar, la puesta del sol y la siguiente medianoche solar. El día, los

crepúsculos (civil, náutico y astronómico) y la noche se indican por el color de las bandas, de amarillo a gris. Las transiciones hacia y del horario de verano se indican con la sigla HDV.

4.2.3 NIVELES DE IRRADIACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para analizar los niveles de irradiación y radiación que tenemos en la ciudad de Terrassa, usaremos un programa vía web llamado PVGIS. Esta herramienta es un software que nos permite calcular la energía fotovoltaica para diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos y consultar datos de radiación solar en diferentes componentes.

También permite hacer una estimación de la producción de energía de un sistema fotovoltaico aislado o conectado a red, a partir de los datos de radiación solar mensual y anual de la zona. PVGIS permite utilizar varias bases de datos a la hora de calcular las simulaciones, para nuestro caso, utilizaremos una cuyo algoritmo es el más actual y actualizado hasta la fecha con nombre PVGIS-SARAH, desarrollado por CM SAF (Satellite Application Facility on Climate Monitoring).

Se ha escogido para representar en la gráfica las siguientes componentes de irradiación solar:

- Irradiación solar mensual media: Simulación del histórico de la irradiación solar mensual (kWh/m^2) de los últimos años que tiene disponible la base de datos de PVGIS, para los años 2012 y 2017.
- Directa normal, es la irradiación total mensual que llega por metro cuadrado, a un plano perpendicular respecto a los rayos del sol, donde solo se incluye la radiación que llega únicamente procedente de la bóveda celeste.
- Global horizontal, es la suma total de la irradiación mensual por metro cuadrado, que llega a una superficie horizontal.
- Irradiación con ángulo óptimo, es aquella total mensual que llega por metro cuadrado, a un plano que esta orientado hacia el ecuador con un ángulo de inclinación que permite maximizar la radiación solar recibida a lo largo del año.

Como era de esperar, tenemos dos años muy similares en cuanto a valores de radiación, con sus típicos valores de pico en los meses de verano y mínimos en los de invierno.

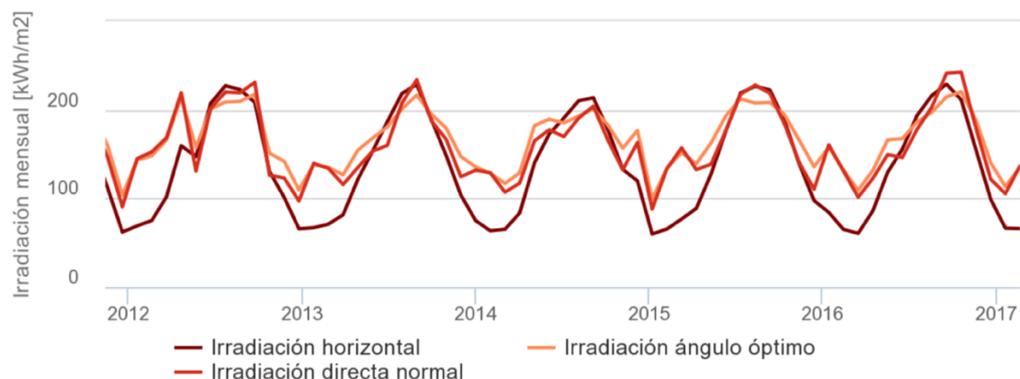


Ilustración 28: Irradiación horizontal, directa normal y con ángulo óptimo, entre 2012 y 2017 del emplazamiento. Fuente: PVGIS.com.

La gráfica mostrada anteriormente, conjuntamente con las que se introducirán a continuación de este apartado, suponen una información muy útil para el dimensionado de la instalación, ya que nos permite conocer cual es el peor mes de generación, y así adaptar el proyecto a las necesidades mínimas de producción disponible.

- Ratio difusa respecto global: a partir de un gráfico que relaciona la radiación global respecto a la difusa, podemos establecer una escala entre 0 y 1, siendo el valor 0 indicativo de que la superficie de captación está absorbiendo toda la radiación, y 1 que refleja toda radiación incidente.

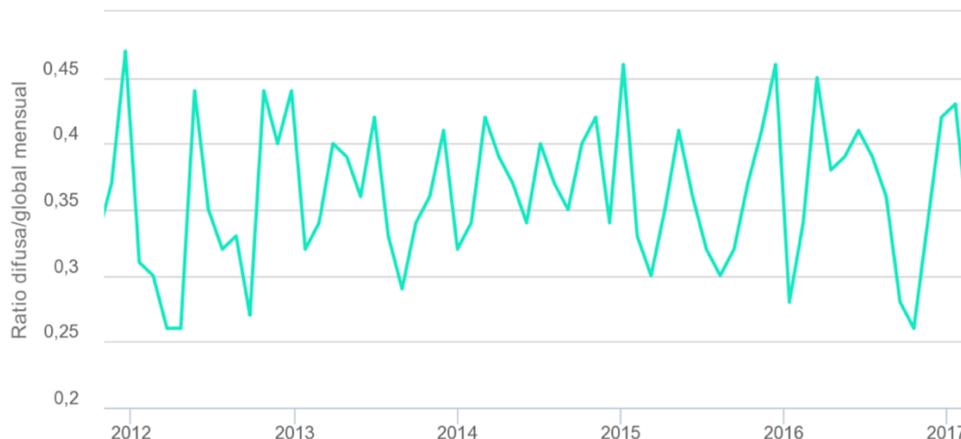


Ilustración 29: Ratio difusa/global, entre 2012 y 2017 del emplazamiento. Fuente: PVGIS.com.

Vemos que el ratio es muy irregular a lo largo de los dos años, pero podemos apreciar como en verano, concretamente en agosto, llegamos a tener un ratio difusa/global del 0,26 (cielo despejado). Mientras que en enero y diciembre, se llegan a valores de 0,45 y 0,43 respectivamente (cielo encapotado), algo típico de un emplazamiento con meses de inviernos nublados y meses de verano con cielos despejados.

- Temperatura media mensual: Por lo que respecta a esta variable, no tenemos grandes cambios ni valores fuera de lo normal. Temperaturas máximas en los meses de verano y mínimas en los de invierno.

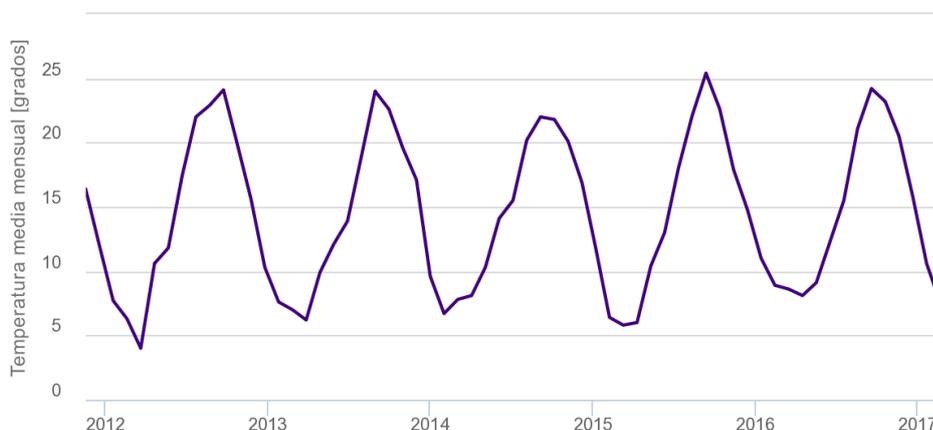


Ilustración 30: Temperatura entre 2012 y 2017 del emplazamiento. Fuente: PVGIS.com.

El mes más frío fue en diciembre con un valor de temperatura media mensual de 7,30°C, mientras que la media más elevada de temperatura se produjo en junio con un valor de 24,2 °C.

4.2.3.1 HORAS SOLAR PICO (HSP)

Por definición las horas de pico solar, se define como la unidad de medida de la irradiación solar, definiéndose como la energía por unidad de superficie que se recibirá con una supuesta irradiancia solar constante de 1.000 W/m². Dicha energía como bien sabemos depende por tanto de la localización (cuanto mas cerca del ecuador mayor será esta) y de la época del año en la que nos encontremos. La HSP esta directamente relacionada con la capacidad que no va a generar un panel solar al día.

Si representamos los valores de irradiación incidente en un día cualquiera, vemos que siempre esta grafica adquiere una forma de campana de Gauss, con unos niveles que van variando a lo largo del día. Por lo contrario, el concepto de HSP, se interpreta como una función cuyo valor es constante. De tal modo que la HSP, nos muestra el número de horas que recibe una irradiación solar de 1000 W/m².

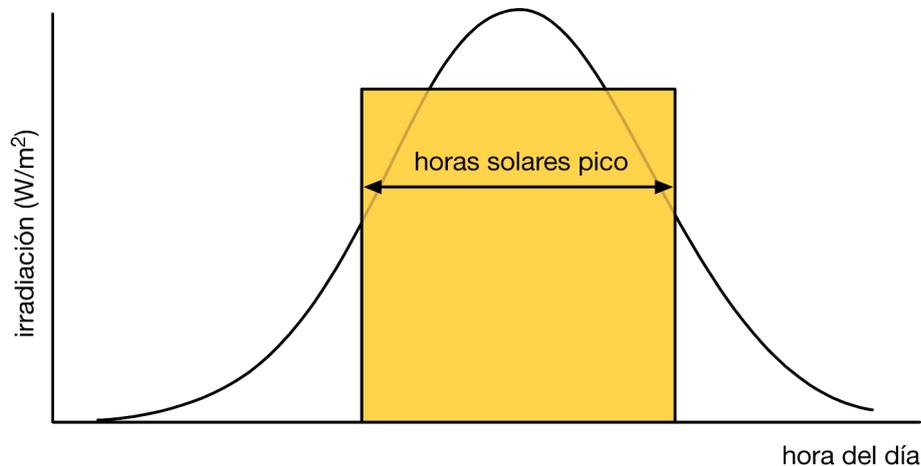


Ilustración 31: Distribución de la irradiación solar y HSP, según la franja horaria. Fuente: <https://certificacionenergetica.info>.

En la ilustración 31 vemos la típica función de irradiación diaria con forma de campana de Gauss, junto con el área rectangular amarilla que representa las HSP.

Para calcular las HSP que tenemos recurriremos al histórico de datos de irradiación de PVGIS, para el período de años comprendido entre 2005 y 2017. Para ello se realizará una media de todos los meses de cada año, con el fin de tener una cantidad de información más concisa que nos permita observar de primera mano cuales son esos meses con más horas de pico solar y cuales no.

Para calcular el número de horas solar de pico que tenemos por cada mes, basta con dividir la irradiación mensual de ángulo óptimo por 1 kW/m² (cálculo trivial). Para más detalle, también se calculará el número de horas solar de pico que tenemos de media por día en cada mes del año, para ello, tendremos que dividir el número de HSP de cada mes, por el correspondiente número de días que le per toca.

MES	I.D.N	I.G.H	I.A.O	HSP_M	HSP_D	T	r
Enero	101,26	60,57	109,09	109,09	3,5	8,8	0,45
Febrero	122,71	86,02	131,85	131,85	4,5	8,1	0,38
Marzo	149,37	129,46	166,02	166,02	5,4	9,1	0,39
Abril	146,16	155,67	167,39	167,39	5,6	12,3	0,41
Mayo	177,97	193,55	186,14	186,14	6,0	15,5	0,39
Junio	202,83	216,03	197,09	197,09	6,6	21,1	0,36
Julio	241,2	228,79	214,54	214,54	6,9	24,2	0,28
Agosto	242,39	211,3	220,24	220,24	7,1	23,2	0,26
Septiembre	179,33	155,07	188,4	188,4	6,3	20,5	0,34
Octubre	121,73	99,22	140,34	140,34	4,5	15,8	0,42
Noviembre	105,29	66,42	113,36	113,36	3,8	10,6	0,43
Diciembre	136,75	65,96	135,6	135,6	4,4	7,5	0,33

Donde:

- I.D.N: Irradiancia directa normal media [kWh/m²/mes].
- I.A.O: Irradiancia con ángulo óptimo media [kWh/m²/mes].
- I.G.H: Irradiancia global horizontal media [kWh/m²/mes].
- HSP_M: número de horas solar de pico mensuales [h/mes]
- HSP_D: número de horas solar de pico diarias al mes [h/día]
- T: Temperatura media mensual [°C].
- r: Ratio difusa respecto global [Adimensional].

5 MEMORIA TÉCNICA

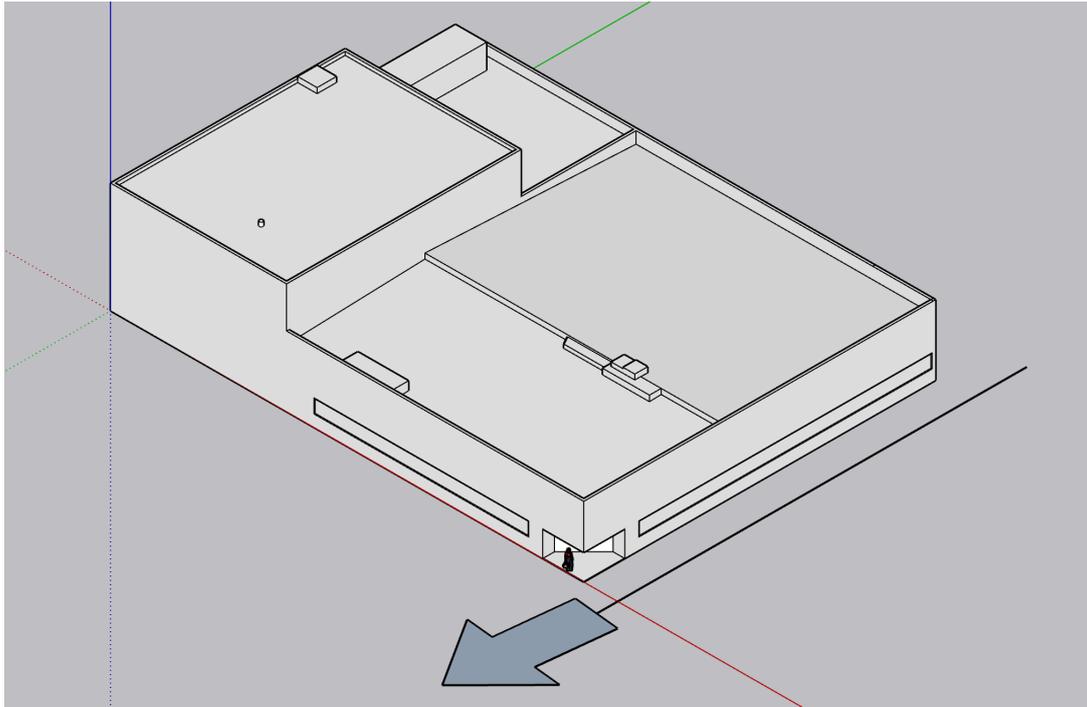
5.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

5.1.1 MODELADO 3D DE LA INSTALACIÓN

Para poder realizar una correcta distribución de los paneles y de los demás elementos de la instalación, así como hacer que nuestra instalación sea lo más óptima posible, debemos tener presente las zonas de sombra y radiación que hay en todas las superficies del edificio Sensorfar.

Eso por este motivo, que se ha optado por hacer un diseño 3D de la fábrica con el fin de poder visualizar las sombras que tenemos a lo largo de los días del año, influenciadas por elementos como: la posición geográfica, edificios cercanos, vegetación y climatología.

Todo esto se efectuará con una herramienta de diseño 3D llamada Sketch Up, que nos permite reproducir las dimensiones de la estructura con gran precisión y detalle.

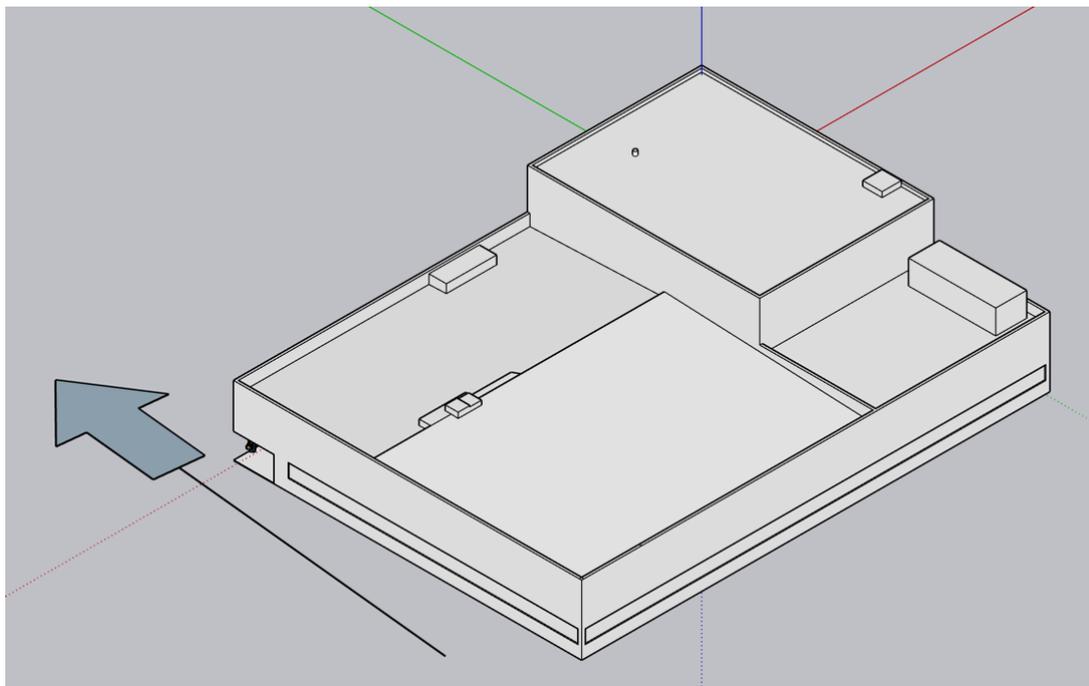


Il·lustració 32: Representació 3D del edifici con vista axonometria (a). Fuente: elaboración propia.

Como primeras valoraciones, podemos ver que la azotea esta compuesta de tres zonas principales, de las cuales una de ellas (la más grande), se trata de una cubierta con una leve inclinación. El resto son cubiertas planas cubiertas por gravilla que disponen de la inclinación mínima necesaria para desaguar.

Tanto en la ilustración 31 como 32, se ha representado la figura de una persona a la entrada del edificio para esclarecer con más facilidad las dimensiones de la edificación. La flecha de color azul oscuro, indica el norte geográfico del emplazamiento. En la ilustración 32, podemos ver como la fachada próxima a la prolongación de la dirección del norte geográfico, es prácticamente paralela, de hecho, solo se desvía $1,87^\circ$ respecto a esta. Esto supone una ventaja constructiva de los paneles, que veremos más adelante, debido a que la colocación del lado vertical de cada panel, quedará prácticamente paralelo a la pared que conforma la cubierta.

Esto se traduce en que se podrá aprovechar más metros cuadrados la cubierta, por no tener que reorientar los paneles con una ángulo excesivo, que impida el máximo aprovechamiento de la superficie de la cubierta.



Il·lustració 33: Representació 3D del edifici con vista axonometria (b). Fuente: elaboración propia.

5.1.2 MODELADO 2D DE LA INSTALACIÓN

Como bien indica el título de este sub apartado, se ha representado un plano 2D de la planta del edificio, para poder visualizar las dimensiones máximas que tienen las diferentes partes de la cubierta. Para ello hemos exportado el modelo 3D de Sketchup, a un archivo .dwg que pudiera ser abierto y editado por el programa AutoCAD.

Una vez lo tenemos, se colocan las cotas. De esta manera podremos ver que superficie tenemos en total en cada parte de la cubierta (en esta superficie no se está teniendo en cuenta obstáculos tales como, aires acondicionados, respiraderos, etc.)

En la ilustración 33, se observa el plano en AutoCAD con las cotas, con ellas se han calculado las superficies que comprenden. A cada superficie se le ha asignado una letra para poder ser identificada con más facilidad, siendo así el resultado con acontece:

- Superficie 1: 150 m²
- Superficie 2: 1.022 m²
- Superficie 3: 300 m²
- Superficie 4: 300 m²

Cabe mencionar que, por diseño de la instalación, y facilidad a la hora de explicar y analizar esta misma, las superficies 2 y 4, nos referiremos a ellas de aquí a en adelante como un único conjunto, nombrado por la letra A.

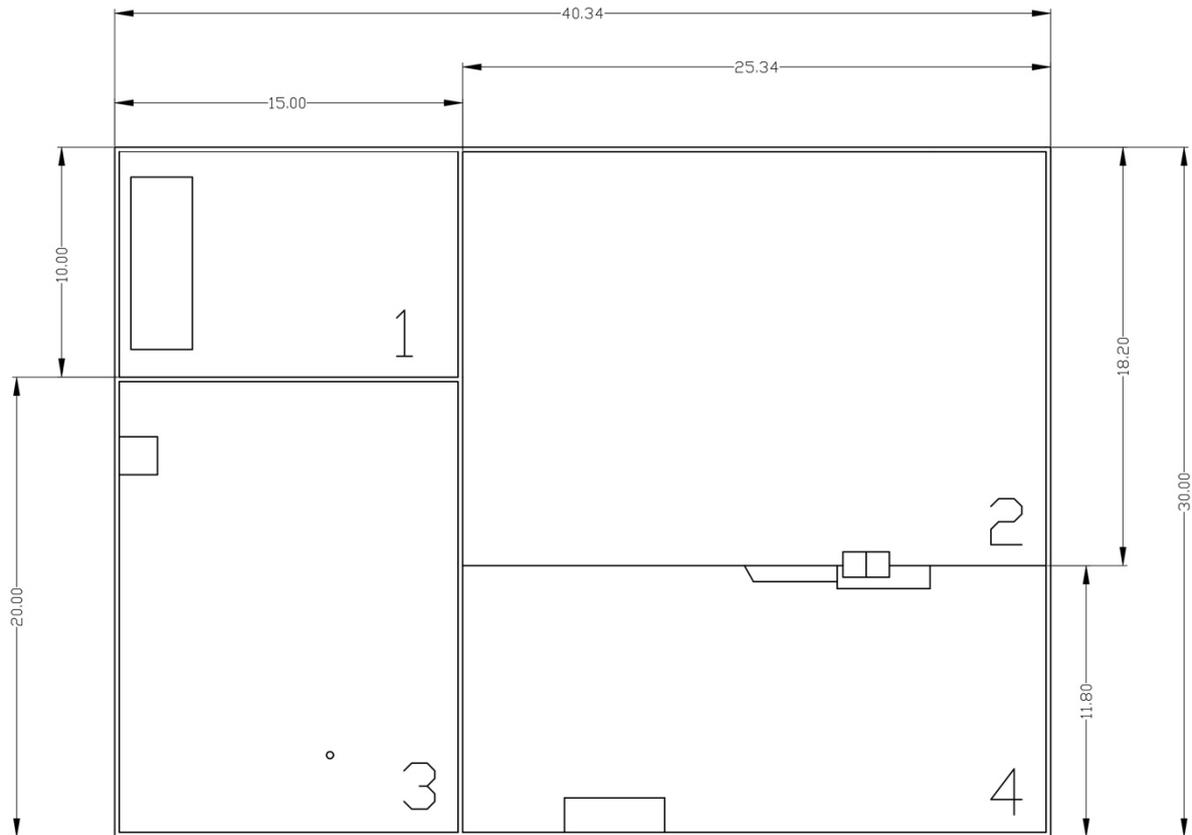


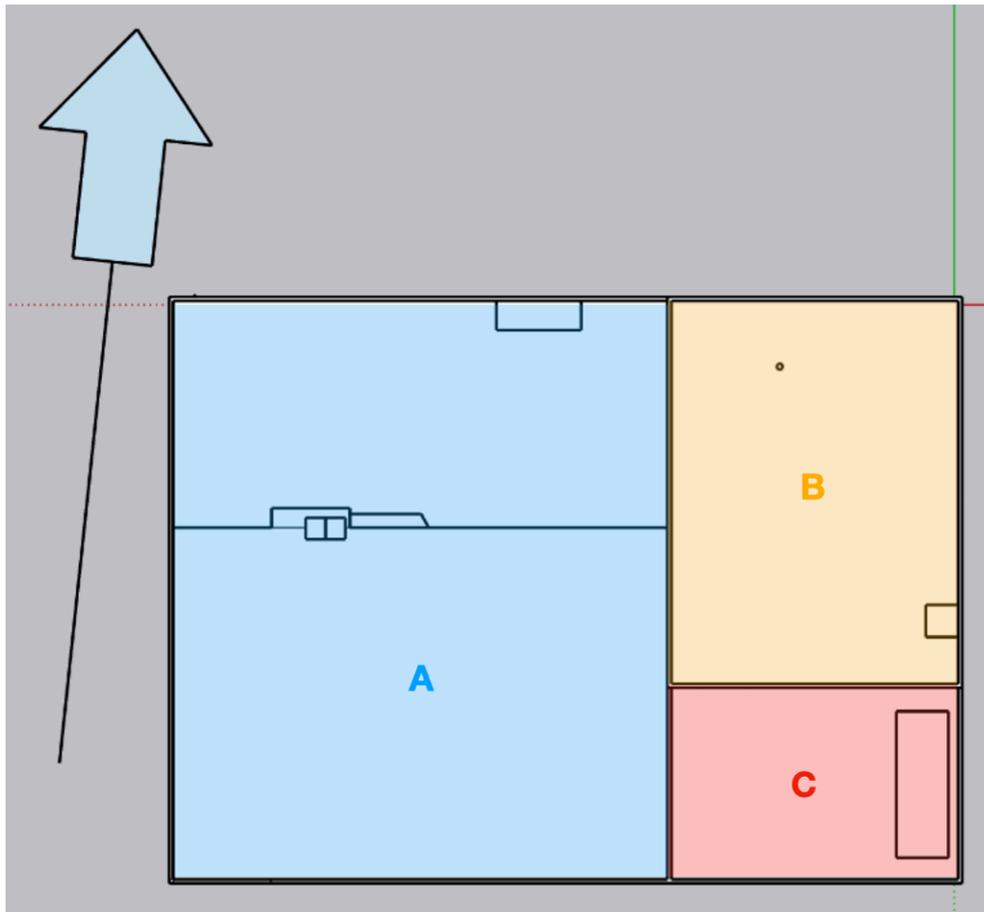
Ilustración 34: Plano AutoCAD acotado de la planta del edificio. Fuente: elaboración propia.

5.2 ESTUDIO DE SOMBRAS Y OBSTÁCULOS

5.2.1 ZONAS Y OBSTÁCULOS DE LA CUBIERTA

Debido a la posición geográfica del edificio, sus características constructivas y objetos del entorno, no es posible colocar paneles en la fachada que esta orientada al sur. El resto de fachadas, no reciben la suficiente incidencia solar, ya bien por su orientación o por la obstaculización de arboles u otros elementos, por lo que tampoco son de interés del estudio tecnico.

Por ende, solo tenemos la posibilidad de instalar los penales en la azotea, la cual la dividiremos en tres zonas principales A, B y C.



Il·lustración 35: Planta de las diferentes zonas de la cubierta. Fuente: elaboración propia.

- La zona A sería la más extensa y a su vez la única que presenta una superficie inclinada en dos vertientes de unos 3/4 grados, lo mínimo para desaguar el agua de la lluvia. En esta parte tenemos dos obstáculos principales, uno correspondería a una serie de respiradores o tubos de ventilación situados en la unión de las vertientes en la parte central, y el otro a una serie de armarios destinados para el mantenimiento del tejado, adosados a la prolongación del muro norte de la fachada.

La parte de la azotea B generará una sombra en esta, ya que se encuentra por encima de ella en la mayor parte de un costado, lo que origina una sombra considerable. La zona A presenta una pequeña prolongación de la fachada hacia arriba, que sirve a modo de muro para salvaguardar visualmente la unión de la cubierta con el edificio, de unos 50 cm de altura en las zonas donde la pendiente es 0 grados, y de unos 20 cm en la unión de las dos vertientes (pendiente máxima), de tal modo que, esto proyectará una sombra a lo largo de todo el perímetro de la zona.
- La zona B es la más elevada y la segunda más grande de todas. Es la que presenta menos obstáculos, y únicamente tenemos un tubo de ventilación y una pequeña trampilla para acceder a la cubierta. Esta parte a la igual que la zona C, presentan un suelo plano sin inclinación visible, pero con la justa para el desagüe. Aquí la prolongación de la fachada es menor, de unos 20 cm, por lo que la sombra generada por este pequeño muro sobre esta misma superficie es mínima.

- Por último, tendríamos la zona C que es la más pequeña y la que presenta un mayor obstáculo, estos son el conjunto de maquinas que corresponden a los aires acondicionados del edificio, las cuales ocupan un gran volumen y a primeras horas del día generaran una zona de sombra que nos perjudicará a la hora de maximizar la instalación de paneles en esta parte. Al igual que ocurre con la zona B la prolongación del muro es mínima y la proyección de sombra también lo es, lo que no supone un hándicap a la hora de la colocación de los paneles, a diferencia de las maquinas de los aires acondicionados, por ejemplo.

5.2.2 ANÁLISIS DE SOMBRAS

El estudio de sombras se hará a través del *plug in Skelion Solar* que va asociado al programa mencionado anteriormente. *El plug in* tiene, entre muchas otras cualidades, una opción que nos permite ver las zonas sombreadas que se producirán en una superficie seleccionada, a lo largo de los días del año. Para ello el programa emplea la ubicación real del emplazamiento que introducimos nosotros mismos, a través de las coordenadas geográficas.

No obstante, el programa solo generará las sombras sobre las superficies, a partir de otros elementos externos, por este mismo motivo, elementos como árboles, sistemas de refrigeración, etc, debemos tenerlos presentes en el estudio final o bien realizar su representación 3D para que el *plug in* los tenga en cuenta en la simulación.

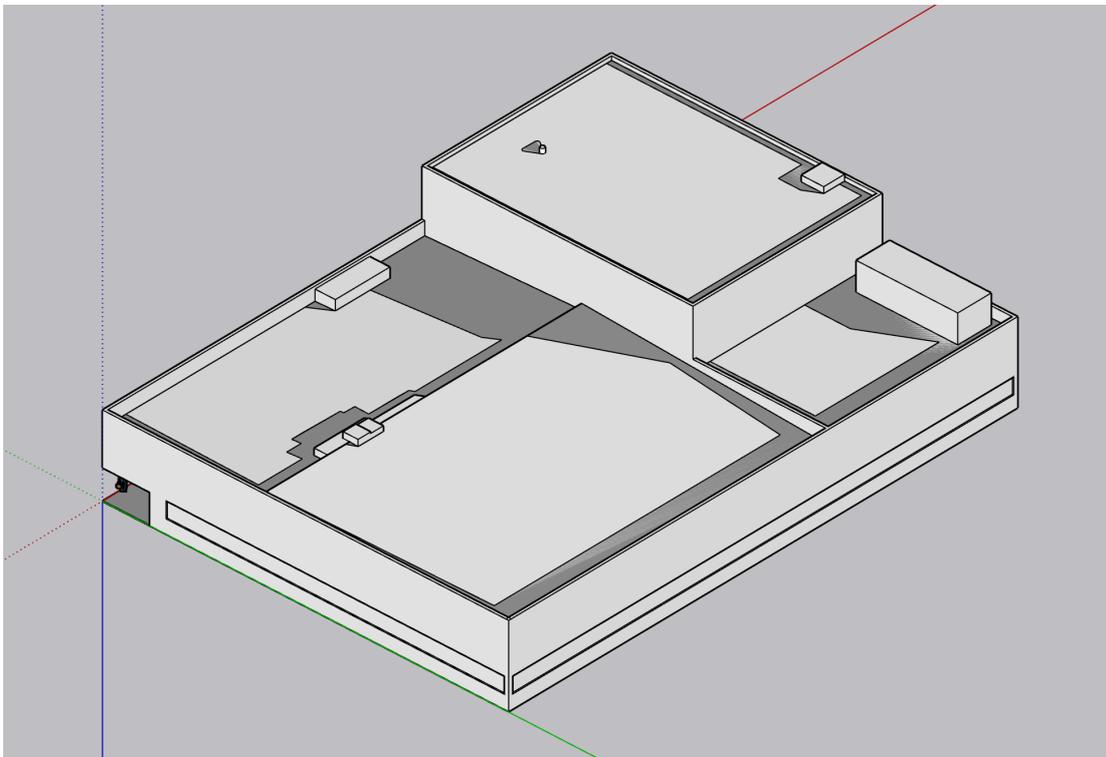


Ilustración 36: Vista axonometrica del edificio con la proyección de sombras sobre la cubierta. Fuente: elaboración propia.

Para entender las perspectivas mostradas en este apartado, se esclarece que las superficies que tienen un gris oscuro, son aquellas donde se proyecta sombra en algún momento del año, y las rojas que serian aquellas correspondiente a algún tipo de obstáculo físico propio de la azotea como aires

aconditionados, respiraderos, etc. En el caso opuesto tenemos las superficies con un color blanco, las cuales indican que sobre ellas no se producen sombras.

La simulación no tiene en cuenta los intervalos de sombra que ocasionan las nubes sobre las superficies de plena incidencia de radiación solar (zonas blancas), así mismo, las zonas marcadas como sombreadas (zonas grises) no están siempre sin incidencia solar, ya que el programa lo que hace es generar un barrido de las sombras proyectadas a lo largo del día de un año, pero no significa que, en algún momento de algún día del año, dichas superficies carezcan de radiación solar directa.

El día escogido para realizar el estudio de sombras, ha sido el más desfavorable donde tenemos las proyecciones de sombras más grandes en todo el año, dicho día corresponde con el solsticio de invierno 21 de diciembre, que es el peor día en cuanto altura solar. Para este día, también se realizará el cálculo de la distancia de sombreado entre paneles.

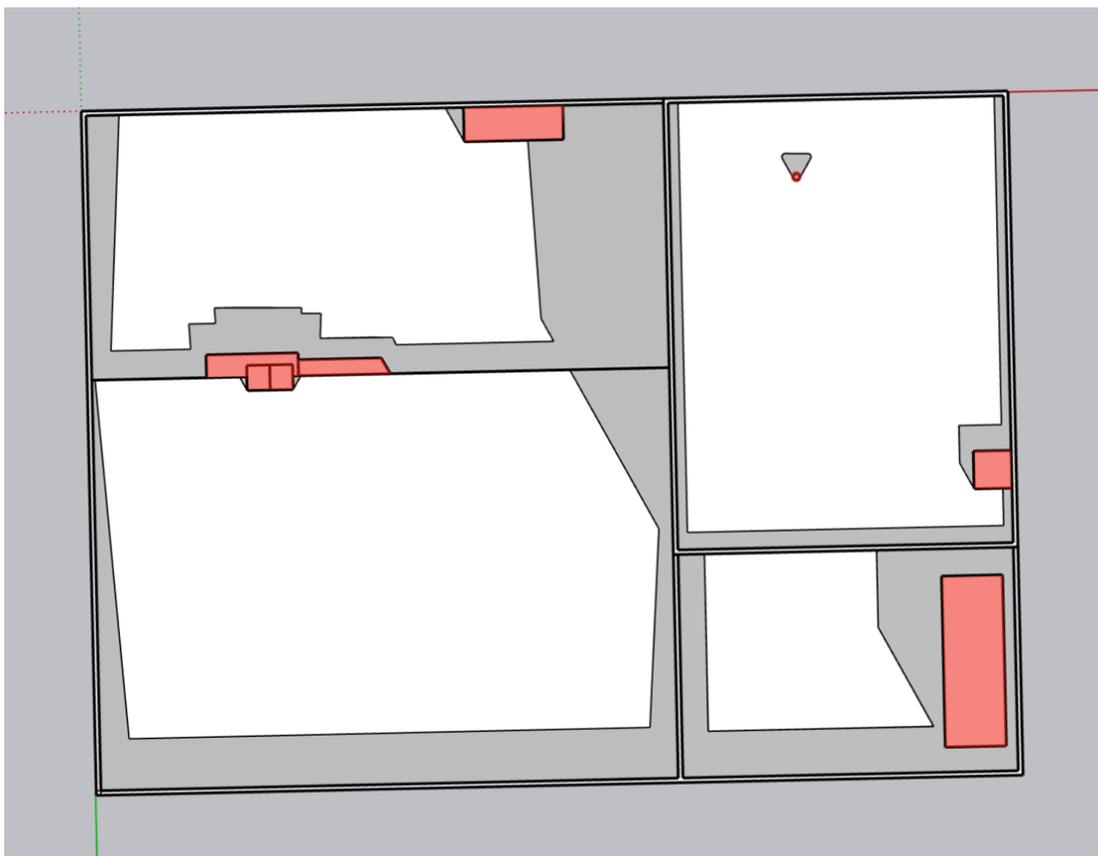


Ilustración 37: Vista planta de la cubierta con la proyección de sombras, obstáculos y zonas de instalación de los paneles. Fuente: elaboración propia.

Una vez expuestas las condiciones bajo las que se ha realizado el estudio de sombras y obstáculos, podemos definir las sombras producidas en nuestra cubierta por dos tipos:

- a) Sombras de carácter permanente, serían todas aquellas producidas por objetos y componentes de la propia edificación, donde se llevará a cabo la instalación de los paneles. Este tipo de sombreado en nuestro caso esta provocado por la parte más elevada de la azotea (zona B), sistema de aires acondicionados, respiraderos, el muro que rodea la azotea y

elementos propios de la azotea. Las sombras producidas por estos elementos o/ u objetos, las evitaremos en la medida de lo posible.

- b) Sombras de carácter temporal, estas son causadas por elementos como deposiciones de aves, polvo, hojas de árboles u otro tipo de suciedad de índole similar. A diferencia de las sombras permanentes, las temporales se pueden evitar con una limpieza periódica de los paneles, así como una correcta inclinación de los mismos que garantice la evacuación de ciertos objetos no deseados sobre su superficie de captación, sin comprometer la eficiencia del panel.

5.3 PRE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.3.1 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS

La disposición de los paneles fotovoltaicos, es decisiva a la hora de sacar el máximo rendimiento a la instalación.

El valor de las pérdidas por orientación como por inclinación de una panel, así como las posibles sombras sobre el mismo que se puedan dar, serán inferiores respecto a los límites estipulados por la tabla extraída de las condiciones técnicas del IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Este pliego de la IDEA, considera tres casos que son: general, superposición e integración arquitectónica.

En todos los casos, se deberá cumplir con tres condiciones que son las siguientes: pérdidas por orientación e inclinación (OI), pérdidas por sombreado (S) y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

Ilustración 38: Valores máximos de pérdidas de los módulos fotovoltaicos, según su tipo de instalación. Fuente: IDEA.

Nuestro sistema de captación no busca ser integrado arquitectónicamente, y los paneles serán instalados sobre un soporte que le de la inclinación óptima sobre la cubierta del edificio, por ende, estamos sujetos al caso General expuesto en la tabla anterior.

La orientación de los módulos fotovoltaicos se realizará de tal modo que estén “observando” hacia el ecuador terrestre, es decir, como nos encontramos en el hemisferio Norte, tendremos que orientarlos hacia el Sur. Para instalaciones que se encuentran en el hemisferio Norte, como es nuestro caso, tenemos que fijarnos que valor toma el ángulo de azimut (α), que sería aquel que forma la proyección sobre un plano horizontal a la normal de la superficie del módulo y el meridiano del lugar, con orientación Sur.

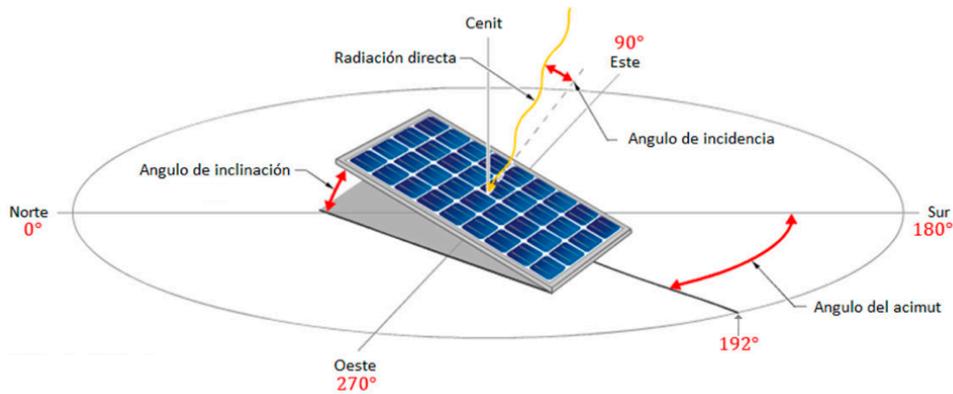


Ilustración 39: Ángulos de inclinación, de incidencia y de orientación (azimut) de paneles solares. Fuente: <https://www.sfe-solar.com>.

Dada la construcción de la azotea, así como de los diferentes elementos que se hayan en ella, no tenemos ningún hándicap en orientar todos los paneles al sur, ya que no disponemos de ningún obstáculo arquitectónico o natural que nos impida hacerlo, por ende, el valor del ángulo de azimut o orientación, toma un valor de 0 grados. Para calcular la mejor inclinación disponemos de dos métodos principalmente, uno sería a través de la aplicación ya conocida PVGIS, o el propuesto en uno de los pliegos de la IDEA, basado en el “mes peor”.

5.3.1.1 ÁNGULO ÓPTIMO CON PVGIS

Este método consiste en introducir el ángulo de azimut, así como la localización del emplazamiento a estudiar. A partir de los datos suministrados, y conjuntamente con un histórico que posee la web sobre irradiación de la zona, entre otros como la temperatura, sombras etc; se realiza un cálculo y arroja el ángulo óptimo de inclinación que debe tener los paneles de nuestra cubierta. Los datos del emplazamiento recordamos que eran:

- Emplazamiento: Parc Audiovisual de Terrassa (08225), BV-1274.
- Latitud: 41°35'33.60"
- Longitud: 2°0'25.17"

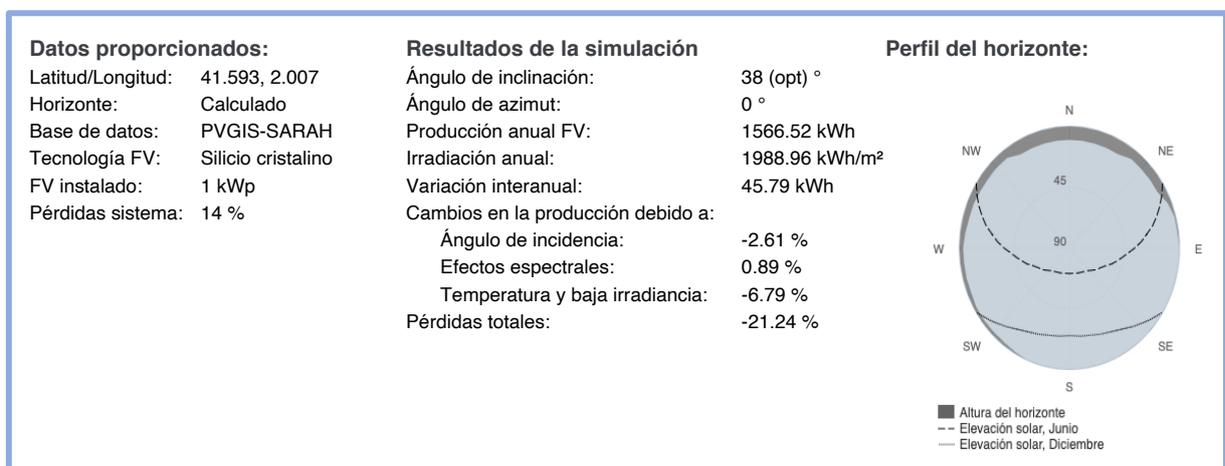


Ilustración 40: Valores estimados de la producción eléctrica solar, ángulo óptimo de inclinación y datos geográficos. Fuente: PVGIS.

Con estos datos, obtenemos por PVGIS un ángulo óptimo de inclinación de 38 grados.

5.3.1.2 ÀNGULO ÓPTIMO CON EL MÉTODO “MES PEOR”

Para esta alternativa del cálculo del ángulo óptimo, necesitaremos la latitud del lugar en grados y el periodo de uso de la instalación fotovoltaica. A partir de los datos mencionados y la tabla que se muestra a continuación y que se recoge en el pliego de condiciones técnicas del IDEA, se escoge el ángulo.

TIPO DE INSTALACIÓN	USO	MÁXIMA CAPTACIÓN	INCLINACIÓN ÓPTIMA
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Ilustración 41: Inclinación óptima según uso, tipo de instalación y periodo de máxima captación. Fuente: IDEA.

La instalación, será conectada a red con intención de captación máxima durante todo el año, por lo que la tabla nos recomendaría un ángulo de inclinación del panel igual al valor de la latitud del territorio menos diez grados.

$$\beta_{opt} = \phi - 10^\circ$$

$$\phi = 41,59^\circ$$

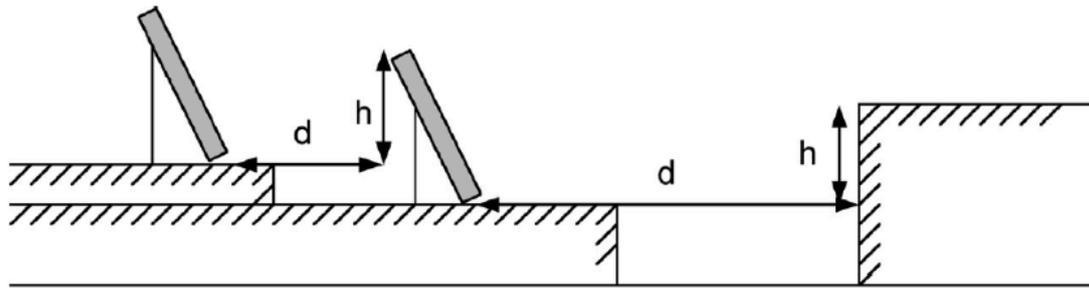
$$\beta_{opt} = 41,59^\circ - 10^\circ = 31,59^\circ$$

Este otro método es menos preciso que el utilizado por PVGIS, por lo comentado anteriormente sobre que PVGIS, se basa en un histórico y otras variables, que el método “mes peor” no hace. Por esto mismo, el resultado que consideraremos correcto de ahora en adelante será el arrojado por PVGIS, sin desprestigiar aun así, la validez de la alternativa “mes peor”.

5.3.2 DISTANCIA ENTRE PANELES

Los paneles se instalarán en formato horizontal a lo largo de toda la azotea. No obstante, hay que calcular una distancia mínima entre filas de los módulos, que garantice que estos no originen sombras los unos a los otros y por consecuente, la eficiencia y generación de la instalación baje durante las horas de sol.

Para el cálculo de la distancia se aplicará una fórmula contemplada en el pliego de condiciones de la IDEA, diseñada en función del peor día en cuanto altura solar se refiere, que corresponde para el 21 de diciembre (solsticio de verano).



Il·lustració 42: Paràmetres que definen la distancia mínima entre paneles. Fuente: <https://tecnosolab.com>.

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \text{Latitud})} + B \cdot \cos S ; h = B \cdot \sin(S)$$

Donde los parámetros serían:

- d: distancia mínima entre los paneles [m]
- S: Inclinación del panel [grados]
- B: Anchura del panel [m]
- Latitud: Latitud del lugar [grados]

Finalmente, si sustituimos valores en la expresión anterior tenemos que:

$$d = \frac{1,002 \cdot \sin(38^\circ)}{\tan(67^\circ - 41,593^\circ)} + 1,002 \cdot \cos(38^\circ)$$

$$d = 2,0883 \text{ m}$$

Tendremos que dejar una distancia entre paneles de 2,10 m, para que estos no generen sombras entre ellos mismos y así poder minimizar la pérdidas por sombreado en este aspecto.

5.4 ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Debido a que nuestra instalación se halla en la cubierta de un edificio industrial, los consumos de este serán elevados, por lo que se pretende generar la máxima potencia posible. Para ello debemos encontrar un módulo fotovoltaico que sea capaz de brindarnos una elevada potencia de salida durante las horas de sol óptimas, a la vez de tener un buen rendimiento de operación.

Es por ello que se ha optado por la instalación de paneles solares cuya potencia de pico sea capaz de llegar como mínimo a 380 W, con una eficiencia entorno del 20 % o más. Debido que en la actualidad la competencia de fabricantes de módulos fotovoltaicos es muy elevada, se opta por realizar una comparación entre diferentes fabricantes, para así escoger uno que se adapte de forma correcta a nuestras necesidades.

A continuación, se detallan las características que tendremos en cuenta a la hora de escoger los paneles, conjuntamente con un valor percentil del peso de dicha característica, que nos ayudará al final de la comparación, al ver cual de los paneles seleccionados se adapta mejor a nuestras necesidades.

- Potencia y eficiencia (70%)
- Relación calidad – precio (20%)
- Garantía y fabricante (10%)

Debido a que los fabricantes que hemos escogido tienen una amplia profesionalidad en el sector con buenas garantías de producto, le hemos asignado a este parámetro una ponderación baja.

Por lo que respecta a la relación calidad precio, es un factor determinante, siempre y cuando se disponga de un presupuesto justo, que no es nuestro caso.

Por último el factor más importante para nosotros es la eficiencia y potencia que puedan llegar a tener nuestros paneles, ya que la idea de nuestro sistema es que sea lo más eficiente posible con la máxima generación a máxima potencia, dado que la demanda de carga es elevada y debe ser cubierta en la medida de lo posible, o en su defecto reducir al máximo el nivel de factura y consumo de red.

Parámetros relevantes	Fabricante y modelo			
	Era Solar 400M	Art Solar ART400 - Black	Cnadian Solar CS1U 400	Jinko Solar 400M
Potencia máxima	400 W	400 W	400 W	400 W
Tensión de vacío	49,8 V	49,1 V	53,4 V	49,8 V
Tensión MPP	41,7 V	41,6 V	44,1 V	41,7 V
Corriente de cortocircuito	10,36 A	10,1 A	9,6 A	10,36 A
Corriente MPP	9,6 A	9,62 A	9,08 A	9,6 A
Eficiencia	20,17%	19,84%	19,40%	19,88%
Garantía	10 años producto y 25 años para potencia	12 años producto y 30 años para potencia	15 años producto y 25 años para potencia	15 años producto y 25 años para potencia
Dimensiones	1979x1002x4 mm	2008x1002x40 mm	2078x992x35 mm	2008x1002x40
Precio	155,45 €	203,80 €	165 €	170,16

Ilustración 43: Tabla comparativa de las características principales de los paneles candidatos. Fuente: elaboración propia.

Seguidamente se mostrará una tabla comparativa con las puntuaciones y valores ponderados, con el resultado del panel que mejor se ajusta a nuestras necesidades, según nuestro criterio.

Criterio	Ponderación	Fabricante y modelo			
		Era Solar 400M	Art Solar ART400 - Black	Cnadian Solar CS1U 400	Jinko Solar 400M
Potencia y eficiencia	Puntos	9,5	8,5	8	9
Resultado puntuación	70%	6,65	5,95	5,6	6,3
Relación calidad - precio	Puntos	8,9	6,9	7,8	9,1
Resultado puntuación	20%	1,78	1,38	1,56	1,82
Garantía y fabricante	Puntos	7,8	9,5	10	7,8
Resultado puntuación	10%	0,78	0,95	1	0,78
Resultado final ponderado		9,21	8,28	8,16	8,9

Ilustración 44: Comparativa de los paneles solares con las ponderaciones. Fuente: elaboración propia.

5.5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MÓDULO ESCOGIDO

El panel escogido es un ERA SOLAR, modelo ESPSC TYPE 400M, que presenta las siguientes características claves y puntos fuertes:

- Panel de silicio monocristalino
- Células con tecnología PERC
- Potencia de pico de 400 W
- Tensión a máxima potencia: 41,7 V
- Corriente a máxima potencia: 9,6 A
- Rendimiento por encima del 20 %
- Garantía de 25 años para 80 %

Las curvas de tensión y corriente del panel escogido, en función de la temperatura e irradiancia, se muestran en la ilustración de a continuación:

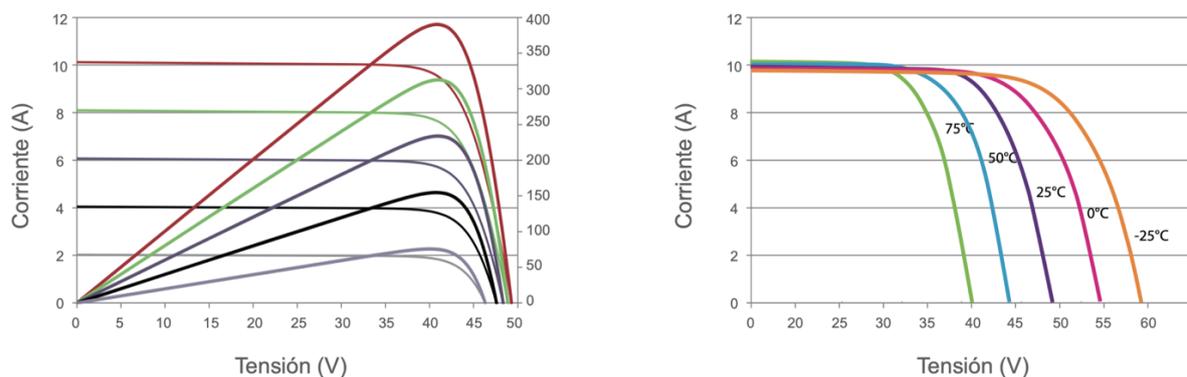


Ilustración 45: Curvas I-V en función de la temperatura y irradiancia, del panel ERA Solar 400M. Fuente: Era SOLAR.

En los puntos anteriores se ha mencionado la tecnología PERC, hablamos de Passivated Emitter Rear Cell. Esto nos indica que cada célula tiene una capa reflectante en su parte trasera, colocada entre el silicio y el aluminio.

Gracias a esta tecnología conseguimos que parte de la radiación no llegue a penetrar en la capa de aluminio final, y esta sea a su vez sea reflejada a la capa de silicio y pueda ser aprovechada, de esta manera se obtiene más energía y una temperatura de trabajo inferior respecto a otras tecnologías fotovoltaicas.

TIPO DE ESPECIFICACIÓN	VALOR
Potencia máxima (P_{mpp})	400 Wp
Máx. Tensión (V_{mpp})* en STC**	41,7 V
Máx. Corriente (I_{mpp}) en STC	9,60 A
Tensión en circuito abierto (V_{OC}) en STC	49,8 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC}) en STC	10,36
Eficiencia del módulo	20,17 %
Temperatura del coeficiente V_{OC}	- 0.38038 %/°K
Temperatura del coeficiente I_{SC}	+ 0.02973 %/°K
Temperatura del coeficiente P_{mpp}	- 0.57402 %/°K
Tensión máx. del sistema	1000 V/DC
Células	72 células monocristalinas PERC
Rango de temperaturas	- 45°C ... + 85°C
NOCT***	45°C
Dimensiones	1979 ± 1 x 1002 ± 1 x 40 mm
Peso	22,5 kg

Donde:

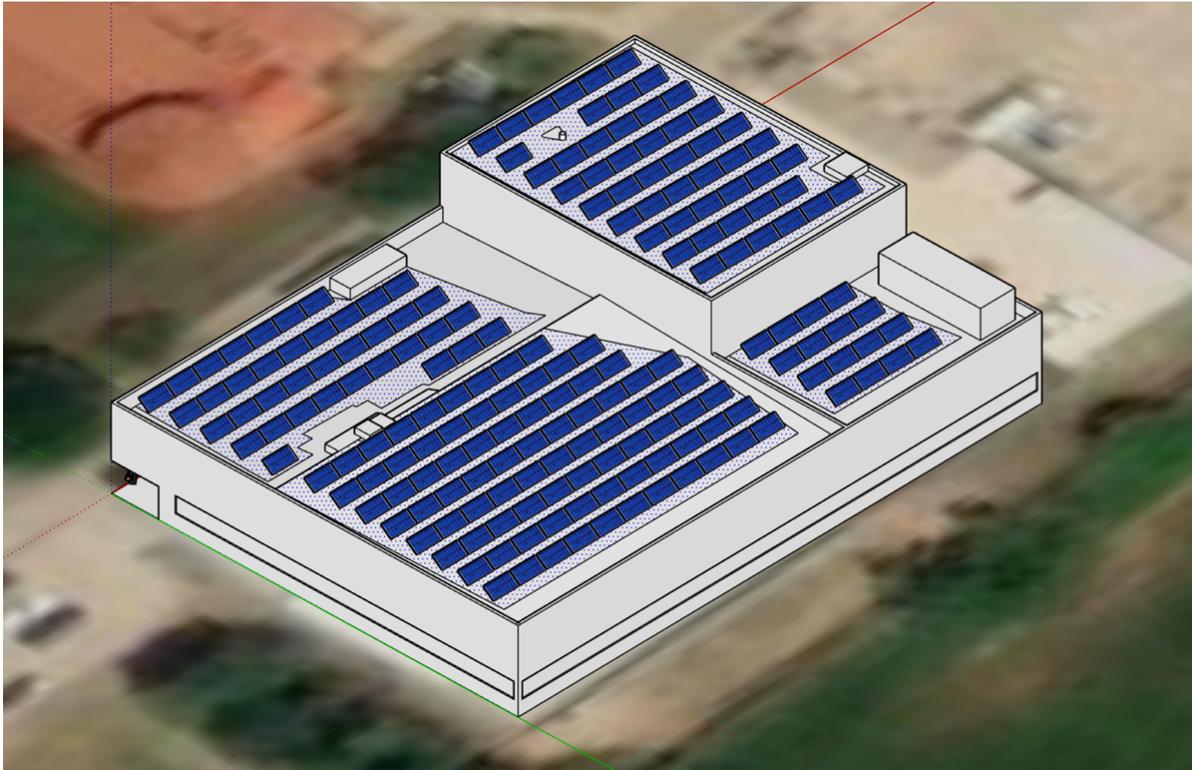
- * MPP: Maximun Power Point
- ** STC: Standard Test Conditions – 1000 W/m², 25°C, AM 1,5
- *** Normal Operating Cell Temperature

5.6 NÚMERO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Para poder calcular el número de paneles máximo que vamos a instalar en la azotea, vamos a recurrir al Plugin Skelion ya comentado anteriormente. Este tiene la posibilidad de representar en 3D sobre las planos que seleccionemos, los módulos fotovoltaicos con las medidas y parámetros que hemos calculado anteriormente que definen la posición individual y de conjunto de los paneles.

De tal modo que, introducimos los parámetros que se resumen en los siguientes puntos de a continuación, con los cuales Skelion representará y distribuirá los paneles fotovoltaicos:

- Altitud y latitud (ya determinada por el programa)
- Inclinação de los paneles óptima
- Orientación de los paneles
- Ángulo de azimut
- Distancia entre paneles
- Dimensiones del panel



Il·lustració 46: Vista axonometrica de la cuberta con la disposició de los panes. Fuente: elaboracion propia.

Como observamos en la ilustración anterior, los paneles han sido representados teniendo en cuenta los parámetros comentados anteriormente, además de estar dispuestos sobre la parte de la azotea donde se determinó el área con más horas de luz solar (zonas blancas de la ilustración 36 comentada en el apartado 5.2.2) y menos incidencia de sombras, por parte de obstáculos cercanos y el propio edificio.

En la ilustración 43, se observa como el modelo 3D descansa sobre un plano 2D que ilustra la cartografía del terreno, esto es porque el programa sitúa el modelo 3D en las coordenadas que nosotros le introducimos y muestra el terreno, así como edificaciones, como si de google Maps se tratará. De esta forma, podemos visualizar de forma gráfica e intuitiva la correcta orientación de la instalación y del edificio sobre una referencia geográfica real.

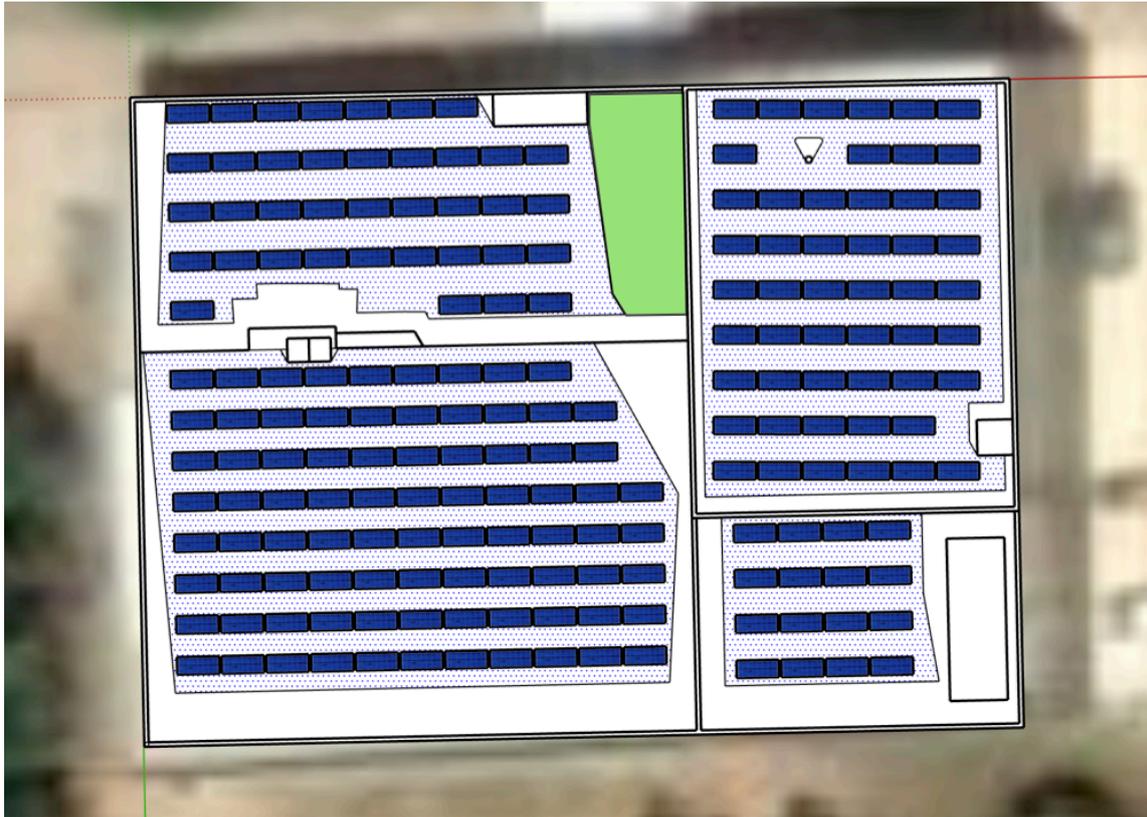


Ilustración 47: Planta de la cubierta con la disposición de los paneles. Fuente: elaboración propia.

El resultado final, nos brinda la posibilidad de instalar un total de 189 módulos fotovoltaicos en toda la azotea, que deberán ser instalados tal y como indican las ilustraciones y planos, para así maximizar la obtención de energía.

Como tenemos un panel cuya potencia de pico es de 400 Wp, con una simple operación matemática, podemos determinar la potencia de pico de la instalación:

$$P_{mpp_Instalación} = P_{mpp_Panel} \cdot N = 400 \cdot 189 = 75,60 \text{ kWp}$$

Esta potencia calculada será la que nuestra instalación no brindaría en el mejor de los casos, teniendo en cuenta un nivel de irradiación de 1000 W/m^2 a una temperatura de 25°C (condiciones STC).

Con el HSP podemos calcular que energía máxima que podemos obtener de todos nuestros paneles para el mejor y peor mes del año. El mes del año en cuanto a HSP se refiere es agosto, mientras que el más desfavorable es enero.

$$E_{agosto} = P_{mpp_Panel} \cdot HSP_{agosto} \cdot \eta_{panel} \cdot N = 400 \cdot 7,1 \cdot 0,2017 \cdot 189 = 108,26 \text{ Wh}$$

$$E_{enero} = P_{mpp_Panel} \cdot HSP_{enero} \cdot \eta_{panel} \cdot N = 400 \cdot 3,5 \cdot 0,2017 \cdot 189 = 53,36 \text{ kWh}$$

Estos valores de energía son bajo unas condiciones de cálculo ideales, ya que solo estamos contando únicamente pérdidas por eficiencia del panel, cuando la realidad es que en nuestra instalación intervendrán muchos más elementos que reduzcan estas cifras, los cuales podemos resumir principalmente en:

- Día en el que nos encontremos
- Sombras parciales
- Suciedad sobre las superficies de captación
- Perdidas por efecto Joule en el cableado
- Temperatura ambiente
- Eficiencia del convertidor

No obstante, son valores que nos ayudan a entender y hacernos una idea de las dimensiones generales que puede llegar a adquirir nuestra instalación en términos energéticos, en comparación a una situación ideal, o a una serie de días donde se den a cabo un seguido de factores, que minimicen dichas pérdidas y tengamos una generación abundante.

5.6.1 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS

Para dotar a los grupos de paneles fotovoltaicos de la correcta inclinación, así como una base estructural de descanso sólida y segura, se emplearán soporte de aluminio compuestos por triángulos cogidos al marco del modulo. Estos están especialmente diseñados para instalaciones en suelo y terrazas en las que los módulos se vayan a montar de modo horizontal.

Estas estructuras están fabricadas por el fabricante SACLIMA. En la siguiente ilustración podemos apreciar el esqueleto de la estructura donde irán puestos los paneles, así como una pequeña leyenda de los componentes que la forman y materiales.

Como resumen, podemos agrupar las principales ventajas de este sistema de anclaje estructural en los siguientes puntos:

- Solución económica y fácil transporte.
- Grado de inclinación personalizable hasta 40 grados.
- Diseñada tanto para módulos verticales como horizontales.
- Estructura totalmente a medida con triángulos pre-montados.
- Posibilidad de anclar o lastrar a la superficie.
- Ideal para superficies planas o con leve inclinación.



Componentes



1. Triángulos

Soporte principal de la estructura a medida depende del tipo de instalación.



2. Perfiles de aluminio

Tiene como función la colocación de los módulos a la estructura.



3. Uniones perf. aluminio

Las uniones de aluminio refuerzan la sujeción de los módulos a la estructura triangular.



4. Escuadras M8

Aplicación de piezas añadidas para cambios en el tamaño de la estructura.



5. Pinzas intermedias

Apta para la zona media de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



6. Pinzas finales

Habilitada para los extremos de la estructura, sujeta los módulos a ella con alta presión.



7. Tornillos M8 x 14

Sujeción escuadras y otros componentes.



8. Tornillos M8 x 35

Sujeción escuadras y otros componentes.



9. Tornillos M8 x 25

Sujeción escuadras y otros componentes.



10. Tuercas M8

Sujeción escuadras y otros componentes.

Ilustración 48: Componentes del sistema estructural de los módulos fotovoltaicos. Fuente: SACLIMA.

5.7 ELECCIÓN DEL INVERSOR

El inversor es conjuntamente con los paneles fotovoltaicos, uno de los componentes más importantes de la instalación. Este elemento es el que nos permite convertir la corriente eléctrica de carácter continua DC procedente de los módulos fotovoltaicos, en una de alterna AC a la salida, que es la que nos interesa porque los consumos de la fábrica son en alterna.

Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada desde las baterías o cargas, potencia máxima que pueden proporcionar y su eficiencia. Cuando escogemos un inversor para una instalación fotovoltaica, este debe estar ligeramente subdimensionado o sobredimensionado según convenga, para poder sacar la máxima rentabilidad a la instalación y poder extraer toda la potencia generada por los paneles.

Hay varias causas que provocan el subdimensionado o sobredimensionado del inversor en una instalación fotovoltaica.

La primera de ellas tiene que ver con los paneles fotovoltaicos conectados al inversor. Estos paneles en su hoja de características proporcionada por el fabricante, podemos observar los rangos de operación en los cuales trabajan de potencia, corriente y tensión, donde dichas condiciones estándar (STC) se definen a partir de los siguientes parámetros:

- 1) Irradiancia de 1000 W/m² de carácter constante
- 2) Temperatura de trabajo de los paneles de 25°C
- 3) Masa de aire de 1,5.

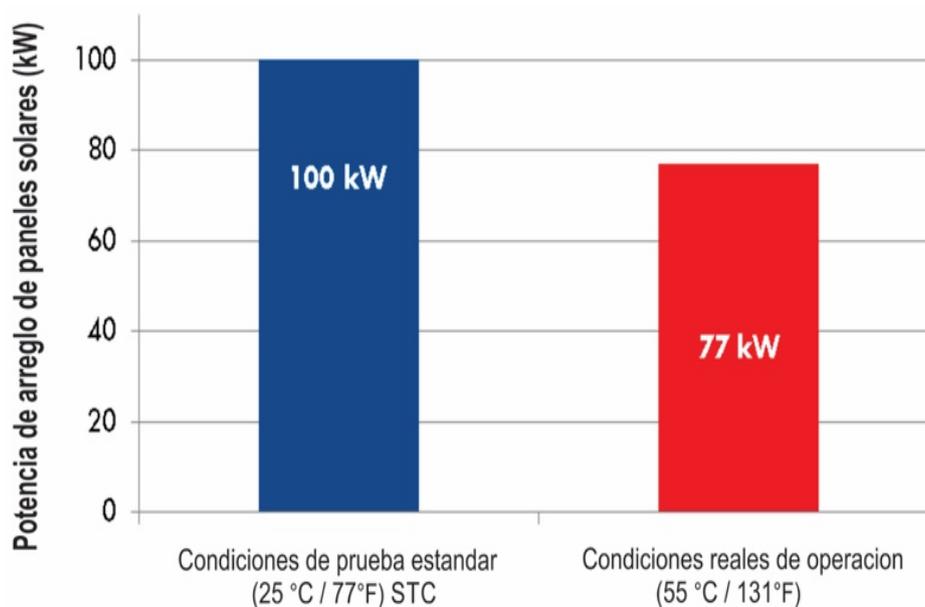


Ilustración 49: Ejemplo de un sistema fotovoltaico calculado a 100kW bajo diferentes condiciones. Fuente: Solenergy.mx.

Como bien sabemos los paneles solares no están siempre trabajando bajo estas condiciones, de hecho, la realidad es que los valores de potencia que proporcionen sean inferiores a los nominales estipulados, siendo la temperatura un factor determinante. Si tenemos un string de paneles que no llegara a entregar su potencia nominal, podríamos hacer el cálculo de la

potencia de pico del inversor y este nos ayudaría a tener un mejor uso de la capacidad de salida del mismo en AC.

Si nos centramos en un aspecto más económico, podemos tener un menor precio por energía suministrada (€/kWh). Tiene sentido pensar que sobredimensionar un sistema fotovoltaica, incrementará su precio por la instalación de más paneles y estructuras de soporte, no obstante, no sería necesario hacer esto con el resto de elementos de la instalación, por lo que el aumento de la producción de energía se consigue con un menor precio por kW instalado.

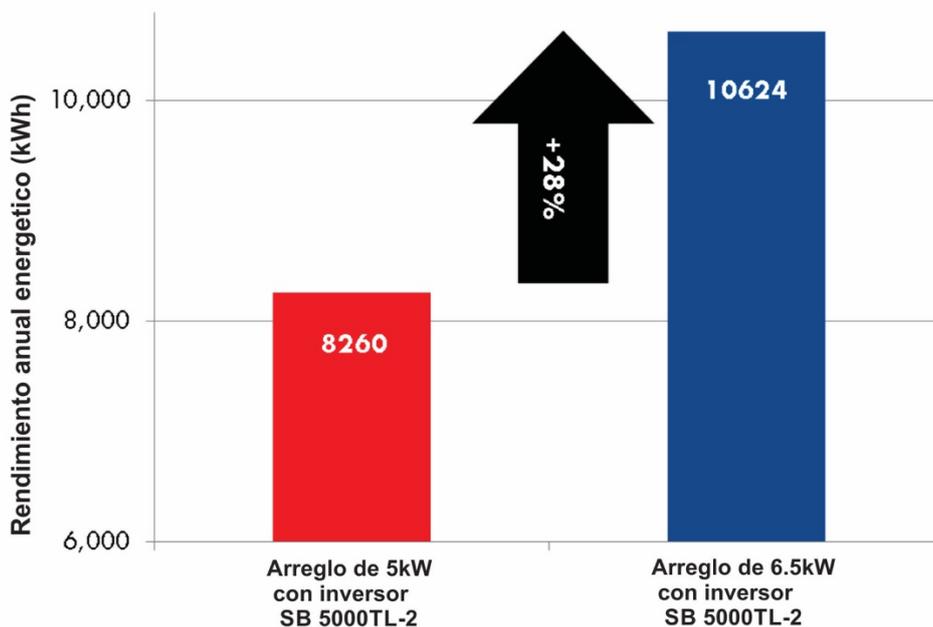


Ilustración 50: Comparación del rendimiento energético anual. Fuente: Solenergy.mx.

Debemos tener en cuenta el límite de tensión de entrada del inversor y no excederlo, para que este pueda operar bajo condiciones de seguridad, de esta manera se han diseñado los inversores y componentes que se conecten a el, en diferentes niveles e intervalos de tensión de entrada, para que resulte más fácil y eficiente el trabajo en conjunto. Si se excede estos niveles de tensión, es muy probable que se provoque un fallo en el inversor, a menos que este tenga protecciones contra sobretensión. El rango de tensión de funcionamiento en el punto de máxima potencia del rastreador (MPPT), también debe ser considerado, ya que, si tenemos algún panel o string que se haya fuera de estos rangos de MPPT, el inversor no será capaz de maximizar el rendimiento.

El cliente Sensofar, dispone de diferentes tipos de maquinaria industrial, donde incorporan motores eléctricos, así como otros tipos de carga que en su conjunto tienen en común que generan picos de potencia durante su arranque y funcionamiento, que en muchos casos puede llegar a superar hasta cuatro veces la corriente nominal del aparato que este conectado a la red. El inversor debe ser capaz de soportarlos sin resultar ser dañado.

De forma equivalente, los días en los que se produzca un exceso de generación de potencia, el inversor no consumirá parte de esta a modo de autoprotección y para aguas abajo, sin comprometer la eficiencia y generación media diaria de la instalación.

En nuestro sistema se opta por la subdimensión, que a efectos de diseño, es técnicamente lo más razonable y eficiente, además de que conlleva un retorno de la inversión en un menor tiempo.

En conclusión, con los puntos expuestos anteriormente, conjuntamente con los diversos estudios y artículos que ejemplifican y profundizan en este apartado, se puede llegar a tener un ratio límite DC/AC entre 1,2 o 1,5; siendo el primero el más extendido en la mayoría de las instalaciones y el segundo más enfocado para aplicaciones de carácter especial. Cabe destacar, que este ratio se podrá ampliar siempre y cuando no se sobrepase los parámetros estipulados por el fabricante a todos aquellos elementos que les afecte.

Con todo esto, los inversores a más a más, deben cumplir una serie de exigencias, que se exponen a continuación:

- Estar protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas, que permitirá detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Disponer de elementos de rearme y desconexión automática del inversor
- Poder admitir demandas instantáneas de potencia mayores al 150% de su potencia nominal, con objeto de hacer frente a los picos de potencia de máquinas, tales como motores eléctricos, frigoríficos, etc; los cuales demandan mayor potencia nominal en el momento de su puesta en marcha.
- Ofrecer baja distorsión armónica.
- Disponer de asilamiento galvánico.
- Capacidad de mediciones y monitorización del sistema.
- Protección contra calentamiento excesivo
- Protección de funcionamiento modo isla, que desconectará el inversor en caso que los valores de tensión y frecuencia de red queden fuera del rango de valores de operación permitidos por la instalación.
- Protección contra inversión de polaridad, que permite proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.
- La envolvente o carcasa que protege el dispositivo inversor ofrecerá un grado de aislamiento de tipo básico clase 1 y un grado de protección mínima IP20

Para nuestro proyecto se escogerá un ratio de 1,2 que es lo que más se ajusta a nuestras necesidades y condiciones de trabajo.

$$\frac{DC}{AC} = \frac{P_{mpp_Instalación}}{P_{Inversor}} = 1,2$$
$$P_{Inversor} = \frac{P_{mpp_Instalación}}{1,2} = \frac{75.600 \text{ Wp}}{1,2} = 63,00 \text{ kW}$$

El inversor que escojamos tendrá que tener una potencia entorno a los 63 kW. Como hemos comentado anteriormente, escogeremos un inversor que este ligeramente subdimensionado, es decir, que la salida de potencia de AC de este, sea menor a 63 kW, en concreto el valor de potencia AC de salida que usaremos como referencia será de 60 kW, que es un valor bastante extendido entre los fabricantes de inversores.

Después de definir los conceptos que ayudan a esclarecer la elección de un inversor, así como los valores que determinan el rango de potencia y tensión, entre otros, nos hemos decantado por el inversor de la marca GOODWE de la serie MT, modelo GW60 KN-MT.



Il·lustració 51: Modelo del inversor escogido serie MT, GW60 KN-MT. Fuente: GOODWE.

Uno de los principales motivos por el cual hemos escogido este inversor, es por sus cuatro rastreadores de MPPT y sus correspondientes cadenas de entrada por rastreador, que es bastante amplio y se ajusta a nuestras necesidades combinatorias de strings de la instalación, además de su rango de tensiones de entradas, dado que es muy importante debido a que los paneles siempre están suministrando diferentes valores de tensión a la que se hayan, y este valor es bastante flexible en cuanto a nuestros requerimientos de instalación.

Podemos resumir los puntos fuerte de este inversor en:

- Gran versatilidad y rentabilidad respecto a otros fabricantes.
- Función de reserva de potencia.
- Capacidad de garantizar un 15% de sobrecarga máxima continua de potencia en salida AC y un 50% en la entrada DC.
- Cuatro seguidores MPPT.
- Protecciones frente a sobrecargas y cortocircuitos de carácter bidireccional, que aseguran la instalación a ambos lados del inversor.
- Comunicación PLC, habilitando la posibilidad de comunicación y transmisión de datos con regiones rurales aisladas.
-

5.8 PARAMETRIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.8.1 CÁLCULO DEL RANGO DE TEMPERATURAS DE LOS MÓDULOS

En este apartado se procederá al cálculo de la temperatura mínima y máxima que puede llegar a alcanzar los paneles de nuestra instalación. Con ello podremos trabajar bajo las peores condiciones como punto de partida y así optimizar la instalación en base a dicho contexto.

Este cálculo no ayudará a determinar la tensión que tendremos por string, conjuntamente con la máxima tensión admisible del inversor ($U_{DC,MAX}$).

Tal como se indica en el pliego de Condiciones Técnicas y Anexo I del IDAE, utilizaremos la expresión matemática que se muestra a continuación, para el cálculo máximo y mínimo de temperatura de los módulos solares.

$$T_c = T_{amb} + \frac{[E \cdot (NOCT - 20)]}{800}$$

Donde:

- T_{amb} : Temperatura ambiente donde se halla la instalación [°C]
- E: Irradiancia solar medida con la CTE equilibrado [W/m²]
- TC: Temperatura de las células solares [°C]
- NOCT: Temperatura de operación nominal del panel [°C]

El parámetro NOCT (Normal Operating Cell Temperature), viene definido por el propio fabricante, en nuestro caso este tiene un valor de 45 °C.

Para calcular las temperaturas máximas y mínimas, que se han registrado en el emplazamiento de nuestro proyecto en el peor de los casos, se recurrirá a una base de datos climática proporcionada por el portal AEMET (Agencia Estatal de Meteorología Española). Esta agencia dispone de un servicio llamado Open Data, el cual es un API REST (Application Programming Interface REpresentational State Transfer), que nos permitirá descargar un histórico de datos climáticos de todas las estaciones climáticas que se hallan distribuidas por España.

Para nuestra localización, AEMET solo proporciona un registro que va desde el 14 de enero del 2015, hasta el 4 de julio del 2021, donde los valores más relevantes los hemos expuesto en la siguiente tabla:

Parámetro	Temperatura [°C]	Fecha
Temperatura Máxima más alta Registrada	42,4	28/06/2019
Temperatura Máxima más baja Registrada	0,7	21/12/2009
Temperatura Mínima más alta Registrada	22,9	29/07/2015
Temperatura Mínima más baja Registrada	-9,1	27/01/2005

Ilustración 52: Temperaturas máximas y mínimas registradas desde el 2015 hasta el 2021. Fuente AEMET.

En el siguiente gráfico (ilustración 49), se puede visualizar el mes donde la radiación solar presenta su pico máximo de todo el año. Por lo que respecta a dicho valor, lo encontramos en el mes de Julio a fecha de 2015, con un valor de 883,09 W/m² a las doce del mediodía. Este dato se ha extraído de la base de datos PVGIS que comprende un histórico entre el 2005 y el 2017.

$$I = 883,09 \text{ W/m}^2$$

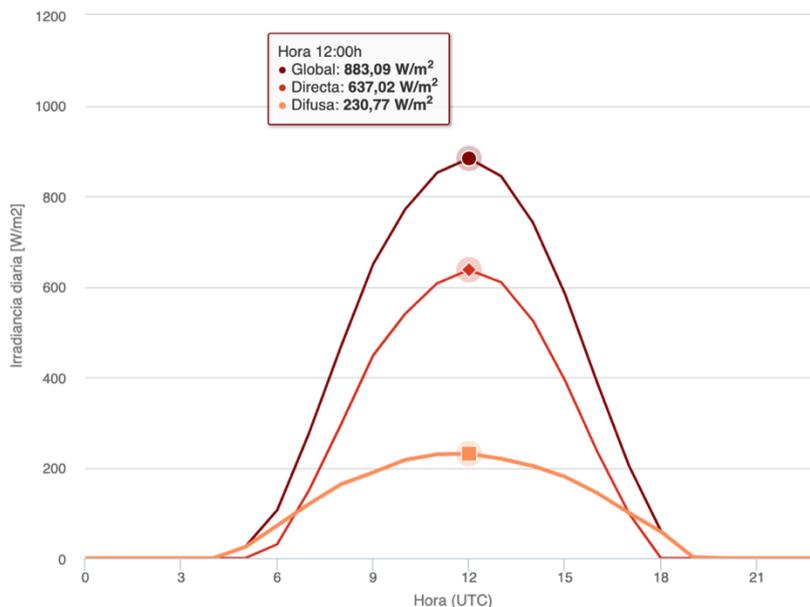


Ilustración 53: Mes de Julio donde la radiación solar presenta su pico máximo. Fuente: PVGIS.

Como valor de radiación mínima escogeremos un valor de 100 W/m² como medida media estándar.

Con los datos anteriores ya definidos, es posible calcular los rangos de temperatura máximos y mínimos de las celdas fotovoltaicas.

$$T_{c_m\acute{a}x} = 42,4 + \frac{[883,09 \cdot (45 - 20)]}{800} = 69,99 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{c_m\grave{i}n} = -9,1 + \frac{[100 \cdot (45 - 20)]}{800} = -5,97 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Para garantizar que el panel funcionará bajo estos rangos de temperatura de operación de forma correcta, debemos primero comprobar que estos valores se hayan dentro de los proporcionados por el fabricante de nuestro panel. En la tabla que procede, se lleva a cabo este pequeño análisis.

NOCT (45 °C)	T _{c_mín}	T _{c_máx}
T _{amb_mín}	-5,97 °C	NA
T _{amb_máx}	NA	69,99 °C
T _{fabricante}	-45 °C	85 °C

Il·lustració 54: Comparación del NOCT del fabricante respecto al calculado. Fuente: elaboración propia.

Vemos como los valores de temperatura máximos y mínimo están dentro del rango de temperatura proporcionados por el fabricante, con un margen bastante más amplio cara a temperaturas bajas que las altas. Aun así, los resultados son satisfactorios.

5.8.2 CÁLCULO DEL RANGO DE TENSIONES DE OPERACIÓN DE LOS MÓDULOS

Los paneles fotovoltaicos tienen un rango de operación de tensión máximo y mínimo que se ve influenciado de forma directa y proporcional por la temperatura, es por ese mismo motivo que se procedió previamente al cálculo de la temperatura máxima y mínima de las células. A partir de aquí, se aplicará el valor de temperatura obtenido, para así hallar las correcciones de tensión que sufren los paneles por esta misma.

Para ello utilizaremos la siguiente expresión, que nos arrojará los valores de tensión máximos y mínimos de operación de los módulos, bajo las condiciones de temperatura estudiadas.

Para el caso de la tensión en circuito abierto tenemos:

$$V_{ocM} = V_{ocMr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right) (T_{cel} - T_r)$$

Análogamente, en el caso de la tensión máxima de pico para MPPT tenemos:

$$V_{mpM} = V_{mpMr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right) (T_{cel} - T_r)$$

Donde:

- V_{ocMr} : Tensión en circuito abierto en STC [V]
- V_{mpMr} : Tensión máxima MPPT en circuito en STC [V]
- V_{ocM} : Constante de decremento de la tensión con la temperatura. Dato proporcionado por fabricante [%/°K]
- T_r : Temperatura en condiciones STC, dato proporcionado por fabricante [25 °C]
- T_{cel} : Temperatura a la que se quiere averiguar la tensión corregida [°C]

Con todo ello se realiza el cálculo de las tensiones, primero de las de las de circuito abierto, que procede de la siguiente forma:

$$V_{ocM_mín} = V_{ocMr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right) (T_{cel_máx} - T_r) = 49,8 + \left(\frac{49,8 \cdot \frac{-0,38}{100}}{^{\circ}\text{C}} \right) (69,99 - 25)$$

$$V_{ocM_mín} = 41,28 \text{ V}$$

$$V_{ocM_máx} = V_{ocMr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right) (T_{cel_mín} - T_r) = 49,8 + \left(\frac{49,8 \cdot \frac{-0,38}{100}}{^{\circ}\text{C}} \right) (-5,97 - 25)$$

$$V_{ocM_máx} = 55,60 \text{ V}$$

Y finalmente, de las tensiones máxima MPPT tenemos:

$$V_{mM_mín} = V_{mMr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right) (T_{cel_máx} - T_r) = 41,7 + \left(\frac{49,8 \cdot \frac{-0,38}{100}}{^{\circ}\text{C}} \right) (69,99 - 25)$$

$$V_{mM_mín} = 33,18 \text{ V}$$

$$V_{mM_máx} = V_{mMr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right) (T_{cel_mín} - T_r) = 41,7 + \left(\frac{49,8 \cdot \frac{-0,38}{100}}{^{\circ}\text{C}} \right) (-5,97 - 25)$$

$$V_{mM_máx} = 47,56 \text{ V}$$

5.8.3 AGRUPACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

5.8.3.1 NÚMERO DE PANELES EN SERIE

A partir de los niveles de operación de tensión de vacío y MPPT calculados en el apartado anterior, conjuntamente con los rangos de tensión admisibles que posee el inversor escogido, podremos averiguar el número de módulos que podremos colocar a la entrada del inversor, si que estos excedan la máxima tensión permitida de la entrada DC el inversor.

Conectando los paneles en serie, como si se tratase de una cadena, donde el borne positivo de un panel se conecta al negativo del otro, conseguimos aumentar la tensión manteniendo el mismo valor de corriente que proporciona un panel.

Primero, hallaremos el número máximo de módulos en serie que podemos colocar para el inversor:

$$N_{s,max} = \frac{V_{\max CC \text{ inversor}}}{V_{ocM_máx}} = \frac{1.100}{55,60} = 19,78 \approx 19 \text{ módulos máximo}$$

Por último, y de forma análoga, el número de módulos mínimos en serie que podemos colocar para el inversor:

$$N_{s,min} = \frac{V_{\min CC \text{ inversor}}}{V_{ocM_mín}} = \frac{200}{33,18} = 6,02 \approx 6 \text{ módulos mínimo}$$

Por lo tanto, nuestros strings deben tener como mínimo 6 módulos fotovoltaicos y 19 como máximo.

5.8.3.2 NÚMERO DE PANELES EN PARALELO

A la hora de calcular el número de strings o ramales, de paneles que coloquemos en paralelo, tendremos que tener en cuenta la corriente máxima admisible que acepta la entrada de nuestro inversor. Para esta conexión, los bornes positivos de los paneles se conectan conjuntamente, y por separado, lo mismo pero con los bornes negativos.

El inversor escogido dispone de cuatro entradas de seguidores de MPPT, donde todas las entradas disponen de tres ramas CC (A: 3 / B: 3 / C: 3 / D: 3)

Seguidamente, a partir de las siguientes ecuaciones, determinaremos que cantidad de strings podemos colocar en cada entrada del inversor, en función de la intensidad de cortocircuito que poseen los módulos fotovoltaicos.

$$N_{pA} = \frac{I_{\max \text{ inversor } A}}{I_{scM}} = \frac{33}{10,36} = 3,18 \rightarrow 3 \text{ Strings en } A$$

$$N_{pB} = \frac{I_{\max \text{ inversor } B}}{I_{scM}} = \frac{33}{10,36} = 3,18 \rightarrow 3 \text{ Strings en } B$$

$$N_{pC} = \frac{I_{\max \text{ inversor } C}}{I_{scM}} = \frac{33}{10,36} = 3,18 \rightarrow 3 \text{ Strings en } C$$

$$N_{pD} = \frac{I_{\max \text{ inversor } D}}{I_{scM}} = \frac{33}{10,36} = 3,18 \rightarrow 3 \text{ Strings en } D$$

Observamos que corresponde un total de tres ramas de módulos fotovoltaicos, para los seguidores A y B, al igual que C y D. Una vez ya tenemos la cantidad de módulos mínimos y máximos por string, así como el número de strings que es capaz el inversor de realizar su seguimiento MPPT, ya podremos escoger la combinación de la distribución de los módulos fotovoltaicos que se ajuste a las condiciones mencionadas.

Por lo tanto, para poder proporcionar toda la potencia disponible y cumplir con las condiciones del inversor, la distribución será la siguiente:

- Entrada A (3 strings máx.): 19 módulos en serie, para cada string (57 módulos).
- Entrada B (3 strings máx.): 19 módulos en serie, para cada string (57 módulos).
- Entrada C (2 strings máx.): 19 módulos en serie, para cada string (38 módulos).
- Entrada D (2 strings máx.): 19 y 18 módulos en serie, para cada entrada de string respectivamente.

Cuando hemos determinado el número máximo de paneles que colocaremos por string, tenemos que asegurar que la tensión que genera dicho string no supere el valor máximo de tensión de entrada que soporta el inversor ($V_{\text{String}} < 1.100 \text{ V}$).

Por lo tanto, la tensión más elevada que se producirá en un rama, corresponderá a la tensión de vacío en la situación que propicie el valor de tensión más elevado a la salida del panel, multiplicado por la cantidad que haya de estos mismos en un string:

$$V_{\max_Adm_DC} = 55,60 \cdot 19 = 1.056,4 \text{ V} < 1.100 \text{ V}$$

La tensión de entrada DC por string para el caso más desfavorable, es inferior a la estipulada por el fabricante, por lo que en este sentido estamos cubiertos.

Respecto a los intervalos de tensión de operación de las entradas de MPPT, también estamos dentro de dichos rangos de tensión ($200 < V_{\text{String_MPPT}} < 1.000$), por lo que podemos asegurar que el seguimiento MPPT se realizará de forma óptima.

$$V_{m\acute{a}x_Adm_MPPT} = 47,56 \cdot 19 = 903,64 < 1.000 \text{ V}$$

$$V_{m\grave{i}n_Adm_MPPT} = 33,18 \cdot 18 = 597,24 > 200 \text{ V}$$

Con esta configuración, dejamos libre dos entradas del inversor. Esto lo hacemos para que en el futuro si se desea se pueda ampliar la instalación con más strings, o en el caso que se quiera hacer un Re-Powering, es decir, un cambio de paneles para aumentar o disminuir la potencia del sistema por obsolescencia de la instalación, que se tengan disponibles entradas para poder distribuir las cadenas a interés propio del diseño que se plantee.

5.8.4 CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE LA INSTALACIÓN

Para la instalación del cableado, diferenciamos dos tipos de conductores por el tipo de energía que transportan, así como las condiciones en las cuales operan. Estos conductores serían los cables de corriente continua y los de corriente alterna.

Los cables de corriente continua interconectan todos los paneles solares entre ellos, para así transportar la energía generada de estos a la entrada del inversor y demás elementos de potencia. Cabe destacar que, entre el inversor y las líneas de provenientes de los paneles, se encuentran los diferentes elementos de corte y protección que aseguran este lado de la instalación, además de las protecciones ya existentes del inversor.

A diferencia del cableado de alterna de la instalación, el de continua presenta una serie de particularidades que hace que tengamos que poner especial énfasis en la elección de dicho conductor, ya que este se haya en contacto directo con el ambiente, lo que le hace ser susceptible a los cambios bruscos de temperatura, además de la lluvia, con todo ello aun así debe ser capaz de proporcionar unas pérdidas energéticas bajas.

Por lo que respecta al cableado de alterna, este es menos crítico ya que irá dispuesto por el interior de la instalación de la fábrica. Los conductores de alterna se encargan principalmente de evacuar la corriente continua transformada en alterna, hacia la instalación de consumo que tenga el usuario, pasando por los elementos de medida y protecciones de alterna, y si fuera necesario, evacuando el exceso de energía mediante una conexión a la acometida principal.

Para realizar el cálculo de las secciones de los conductores, se ha optado por aplicar tres criterios de análisis, estos serían:

- 1) Intensidad máxima admisible
- 2) Intensidad de cortocircuito.
- 3) Caída de tensión máxima admisible

Dado a la gran variedad, calidad y profesionalidad de la que dispone el fabricante Prysmian, escogeremos una línea de productos que es específica para instalaciones fotovoltaicas, además de seguir sus recomendaciones publicadas en su web que ayudarán a optimizar y calcular la mejor sección y tipo de cableado para cada parte de la instalación.

5.8.4.1 CÁLCULO DE SECCIÓN POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (LADO DC)

La distribución de paneles y strings, así como tipología que presenta nuestra instalación, es un factor determinante a la hora de calcular los parámetros que acontecen, por ese motivo se mostrará a continuación un pequeño resumen de los datos esenciales de la instalación.

- Número total de strings: 10.
- Número de paneles por cada string: 57 para el string mas largo, 18 para el más corto.
- Potencia máxima de un modulo fotovoltaico (P_{MPP}): 400 Wp.
- Longitud de las líneas de cada string (longitud del cable hasta el módulo más alejado): 51 m.
- Corriente de cortocircuito ($I_{SC\ STC}$) por panel de 10,36 A.

Para el lado de corriente continua, por recomendación del fabricante y características de nuestro proyecto, el cable escogido es el PRYSUN, el cual está diseñado bajo el estándar europeo EN 50618 y el internacional IEC 62930.



Ilustración 55: Cable modelo PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente: PRYSMIAN.

Con el valor de la corriente de cortocircuito ($I_{SC\ STC}$) por panel, podremos realizar el cálculo que nos permita obtener la sección por intensidad máxima admisible y por cortocircuito. No obstante, hay que tener en cuenta los factores externos como temperatura ambiente, o el lugar por donde irán dispuestos los cables, para si poder aplicar el correspondiente factor de corrección que nos ayude a esclarecer la sección real necesaria.

El cableado irá instalado en un canaleta protectora separada de la superficie del tramo exterior, TIPO B1 (como esta a la intemperie se aplica ITC-BT 30, pto. 2.1.2.). Para que el cableado ventile de forma adecuada el calor, en tramos de interior el cable irá en canaleta protectora sobre pared TIPO B2, pero este último caso no aplica en nuestra instalación ya que toda es en exterior (parte de continua DC).

En cualquier caso, el sistema de la instalación que nosotros aplicamos tal y como hemos comentado, será del tipo B1 (UNE-HD 60364-5-52).

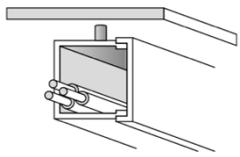
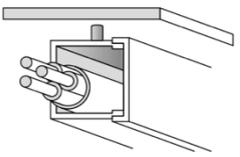
ELEMENTO	MÉTODOS DE INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIPO
10 11		Conductores aislados en canal protectora suspendida.	B1
		Cable multiconductor en canal protectora suspendida.	B2

Ilustración 56: Sistema de instalación B1 para el cableado de DC. Fuente: PRYSMIAN.

Como habrá unos tramos del cableado que estén afectados por el sol, se tomará un factor de corrección por acción solar para el tramo exterior. El ambiente estándar que podemos considerar para el interior de un canal o cuadro, es de unos 50°C, de tal modo, podemos escoger el correspondiente factor de corrección de la UNE-HD 60364-5-52

Tenemos que agrupar dentro del canal los conductores positivos por un lado y los negativos por otro, con el fin de que, si se produce un fallo de aislamiento, la tensión entre conductores sea similar y las consecuencias por dicho fallo sean menores.

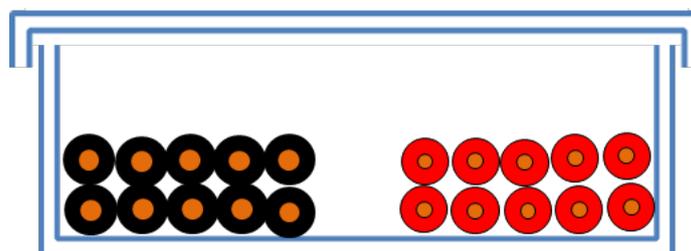


Ilustración 57: Sección de la canaleta donde se dispondrán los conductores de DC de los módulos. Fuente: PRYSMIAN.

Esto se expone y recoge dentro del Pliego de condiciones técnicas para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red del IDAE (PCT-C-REV – julio 2011) en su apartado 5.5.1: *Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.*

A modo de resumen se expondrán los coeficientes de corrección que aplicaremos para el cálculo del lado de corriente continua, así como la correspondiente tabla y norma de donde se ha cogido:

- Por agrupamiento de 3 circuitos (3 strings como máximo por canal) dentro de una envolvente (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8. Hemos escogido este valor, ya que por defecto no tenemos un valor específico para 10 circuitos.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Ilustración 58: Tabla con factores de corrección por número de circuitos o cables multiconductores. Fuente: PRYSMIAN.

- Por acción solar directa (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4): 0,9 o mayor. No existe una orientación clara de la normativa en cuanto a la consideración de la cuantitativa de la acción directa del sol sobre los tendido de cable. Hemos escogido la UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4, porque es la más aplicada al campo de generación fotovoltaica y la que más factores tiene en cuenta.

- Por temperatura de 50 °C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.14): 0,9.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

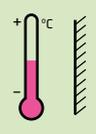


Ilustración 59: Tabla con factores de corrección por temperatura. Fuente: PRYSMIAN.

- Por tratarse de un instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4.

Con todos los factores de corrección expuestos y detallados anteriormente, se procede al cálculo de la intensidad máxima admisible:

$$I'_{ext} = \frac{10,36 \cdot 1,4}{(0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,8)} = 22,38 \text{ A}$$

A partir de este valor, nos iremos a la tabla C.52.1.bis de UNE-HD 60364-5-52 (o a través del catálogo Prysmian de cables y accesorios para BT). Tenemos que entrar por la columna izquierda por el método de instalación escogido (B1), hasta llegar a XLPE2, ya que nuestro cable es termoestable y soporta 90 °C en régimen permanente, además de ser circuitos de 2 conductores activos por tratarse de corriente continua.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)																
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E																			
F																			
Cobre	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

Ilustración 60: Tabla con los valores de las intensidades máximas admisibles para conductores de cobre en instalaciones eléctricas de baja tensión. Fuente: PRYSMIAN.

Seguidamente, bajamos desde el XLP2 hasta dar con el grupo 10b, donde dentro de este tenemos diferentes niveles de corriente. Nosotros tenemos 22,38 A de intensidad, pero la tabla no dispone de este valor, de tal modo que, nosotros cogemos el valor más próximo a 22,38 A por exceso, es decir, 28 A. Dicho valor correspondería a una sección mínima de 2,5 mm².

Para realizar el cálculo de sección de conductor por intensidad máxima admisible, hemos utilizado la corriente de cortocircuito del panel, por ese motivo, queda ya definida la sección mediante el cálculo de la corriente de cortocircuito, que correspondería con los 2,5 mm² mencionados anteriormente.

5.8.4.2 CÁLCULO DE SECCIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN (LADO DC)

En el punto 5 de la ITC-BT-40, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, se expone textualmente que “*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 intensidad nominal.*”

Además de dicho punto, también tenemos que tener en cuenta las el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA del PCT, que asigna un 1,5% de caída de tensión máxima entre paneles e inversor.

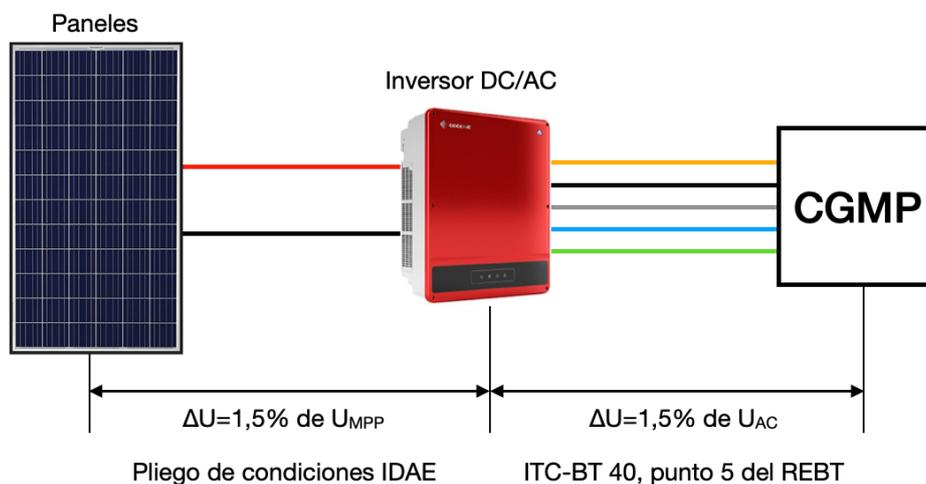


Ilustración 61: Esquema de las caídas de tensiones máximas de la instalación a cada lado del inversor. Fuente: elaboración propia.

Para calcular la sección por caída de tensión, primero necesitaremos recordar la tensión que hay en el peor de los casos en cada string, en este caso para el string más largo. A partir de las ecuaciones que proceden se lleva a cabo este cálculo y posteriormente el de la sección.

La tensión máxima para el string de 57 módulos será de:

$$U_{mpp_String} = N \cdot U_{mpp_Panel} = 57 \cdot 41,7 = 2.376,9 \text{ V}$$

Por el lado de corriente continua, tendremos una caída de tensión máxima de:

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \cdot 2.376,9 = 35,65 \text{ V}$$

Finalmente, se calcula la sección mínima:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mpp}}{\Delta U \cdot \theta} = \frac{2 \cdot 9,6 \cdot 51}{35,65 \cdot 44} = 0,60 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L: Longitud del cable hasta el panel más alejado respecto al inversor [m]
- I_{mpp} : Intensidad nominal en el punto de máxima potencia [A]
- ΔU : Caída de tensión entre el inversor y el panel más alejado a este [V]
- θ : Conductividad eléctrica del cobre a 90°C [m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$)]

Dado que, por el método de corriente admisible máxima, la sección mínima recomendada era de 2,5 mm², nos fijaremos a esta ya que contempla el peor de los casos, para asegurar que el sistema responda y aguante cara a posibles fallas de cortocircuitos y problemas de calentamiento por efecto Joule, ya que con la sección mínima de 0,6 mm² calculada en este apartado, no sería capaz de solventar dichos problemas.

Finalmente, el cableado que utilizaremos para el lado de continua será un PRYSUN de sección 1x2,5 mm², entre los paneles y la entrada del inversor, siendo el criterio de intensidad máxima admisible el concluyente para la elección de la sección DC.

5.8.4.3 CÁLCULO DE SECCIÓN POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (LADO AC)

Para esta parte de la instalación, PRYSMIAN recomienda la elección del cable AFUMEX Class 1000 V (AS) unipolar, con una sección que como ya veremos a continuación no será pequeña, debido principalmente a las grandes magnitudes de corrientes que debe soportar estos cables. La línea será instalada en un canal de protección liso sobre pared



Ilustración 62: Cable modelo AFUMEX Class 1000 V (AS). Fuente: PRYSMIAN.

Antes de proseguir, se considera importante recordar los parámetros básicos a la salida del inversor, que necesitaremos para calcular la sección del cableado:

- Tensión a la salida del inversor: 400 V (3L + N + PE)
- Corriente máxima de salida del inversor: 80 A
- Longitud entre la salida del inversor y el cuadro de maniobra: 12 m

El sistema de fijación del cableado para tipo unipolar bajo canal de protección fijado sobre pared, corresponde al B1.

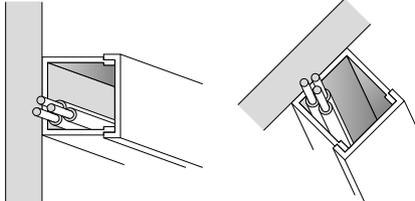
6 7		<p>Conductores aislados o cables unipolares en canal protectora fijada sobre una pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...):</p> <ul style="list-style-type: none"> • En recorrido horizontal • En recorrido vertical. 	B1
--------	---	---	----

Ilustración 63: Sistema de instalación B1 para el cableado de AC. Fuente: PRYSMIAN.

La línea que sale del inversor, se compondrá de tres conductores de fase cargados (L1 + L2 + L3), además del neutro y tierra. Como el inversor limita la corriente de salida de forma autónoma, solo tenemos que aplicar el coeficiente de corrección de la ITC-BT 40 de 1,25 de sobredimensionado:

$$I'_{CA} = 80 \cdot 1,25 = 100 \text{ A}$$

A lo que se refiere del resto de factores de corrección del lado de continua, no se aplican lógicamente, no hay agrupación de circuitos, ni tampoco hay acción solar y la temperatura ambiente es de 40 °C.

Al igual que para el apartado de DC, con el valor de la corriente máxima admisible calculado anteriormente, nos iremos a la tabla C.52.1.bis de UNE-HD 60364-5-52 (o a través del catálogo Prysmian de cables y accesorios para BT). Tenemos que entrar por la columna izquierda por el método de instalación escogido (B1), hasta llegar a XLPE3, ya que nuestro cable es termoestable y soporta 90 °C en régimen permanente, además de ser circuitos de 3 conductores activos por tratarse de corriente alterna.

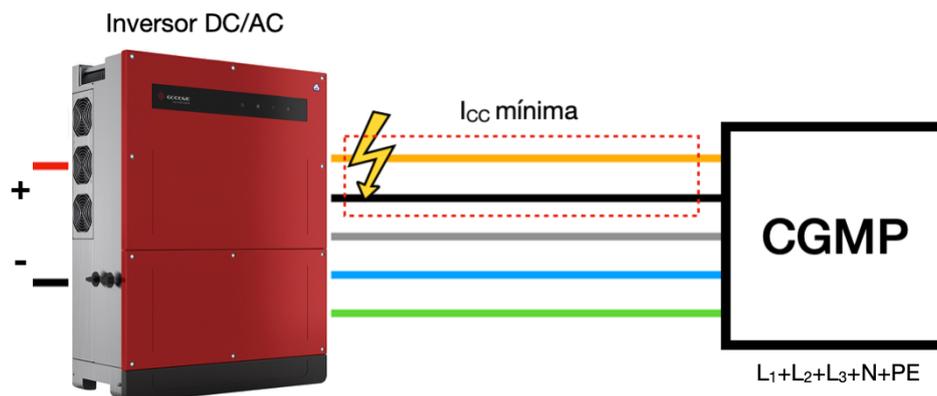
- $\cos \varphi$: Coseno de Phi de la instal·laci3, se escoge un valor unitario

La secci3 normalizada al valor calculado corresponde a 8 mm².

5.8.4.5 C3LCULO DE SECCI3 POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (LADO AC).

En el apartado del c3lculo de la corriente m3xima admisible, hemos visto que la corriente m3xima del inversor era de 80 A, con esta hemos hallado el valor de falla m3xima aplicando el coeficiente de correcci3n de 1,25 descrito en el ITC-BT 40, dando un corriente m3xima admisible final de 100 A.

Una vez tenemos dicho valor, tenemos que comprobar si la secci3 m3nima t3cnica admisible calculada de 25 mm², soportar3a un cortocircuito visto desde la protecci3n del inversor a la entrada del CGMP.



Ilustraci3n 65: Representaci3n de la zona de falla para el lado de AC de la instal·laci3. Fuente: elaboraci3n propia.

Tal y como dice el Anexo 3 de la GUIA-BT, tenemos que la f3rmula para el c3lculo aproximado se expresa como:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{m3x.}}$$

Consideraremos la resistencia que tenemos entre la salida del inversor y la protecci3n que hay antes de la entrada del CGMP.

Para el c3lculo de la resistividad, utilizaremos una temperatura de 150°C, que es una estimaci3n de la temperatura que se puede alcanzar en un cortocircuito en estas condiciones.

Aplicando la f3rmula extra3da de la UNE 20003 (IEC 28), tenemos que:

$$\rho_{Cu}(T) = \frac{1}{58} \cdot (1 + 0,00393 \cdot (T - 20))$$

$$\rho_{Cu}(150^{\circ}\text{C}) = \frac{1}{58} \cdot (1 + 0,00393 \cdot (150 - 20)) = 0,02605 \text{ mm}^2 \cdot \Omega/\text{m}$$

La resistencia de un conductor a una determinada temperatura, es directamente proporcional a su longitud e inversamente proporcional a su área transversal:

$$R = \rho_{Cu} \cdot \frac{L}{A} = 0,02605 \cdot \frac{12 \cdot 2}{25} = 0,0198 \Omega$$

Si nos vamos al Anexo G del la UNE-HD 60364-5-52, este nos recomienda un valor aproximado de reactancia de $0,08 \Omega/\text{km}$, por lo tanto, tendremos una impedancia total definida por la siguiente expresión:

$$Z_{m\acute{a}x.} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{0,0198^2 + (0,08 \cdot 0,012)^2} = 0,01982 \Omega$$

Como era de esperar, la influencia de la reactancia es prácticamente nula, debido a la longitud de la línea. Este tipo de variable comienza a cobrar importancia cuando se trata de análisis relacionados con el cálculo de líneas de alta tensión que tienen longitudes de varios kilómetros.

Finalmente, la intensidad de cortocircuito que tendríamos sería:

$$I_{cc_m\acute{i}n.} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{m\acute{a}x.}} = \frac{0,8 \cdot 400}{0,01982} = 16.161,61 A$$

Después de este resultado tenemos que adecuar el tipo de protección que pueda trabajar con este valor de corriente de cortocircuito. El sistema escogido B1 (XLPE3), con una sección de 25 mm^2 , puede llegar a soportar una intensidad máxima admisible de 100 A. No obstante, sabemos que por nuestra línea circulará un intensidad máxima de 80 A tal como dice las especificaciones del inversor.

Con la regla que se recoge en el punto 1.1. de la GUIA-BT-22, la corriente mínima que asegura el disparo de la protección es de 800 A, muy por debajo de la cifra 16.161,61 A calculada anteriormente. Esta protección se atribuye a un interruptor automático para instalaciones domésticas y análogas (IA modulares o magnetotérmicos), con curva C, donde se utiliza para protección de circuitos con carga mixta y habitualmente en las instalaciones de usos domésticos o análogos.

$$\text{Curva C: } I_{cc_m\acute{i}n.} > 10 \cdot I_m$$

$$16.161,61 > 10 \cdot 80 \rightarrow 16.161,61 A > 800 A$$

Para finalizar, al igual que en el caso del cálculo de sección para el lado de DC, hemos escogido el criterio de corriente máxima admisible, que daba como resultado una sección de 25 mm^2 .

5.8.4.6 CÁLCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.

Como cualquier instalación, esta debe estar preparada para garantizar la seguridad, tanto de las personas, como de los equipos eléctricos que estén conectados a esta, además de asegurar un correcto funcionamiento de las protecciones.

Es por ese motivo que se necesita de un conductor de tierra, para así conectar todas las masas metálicas de la instalación a tierra (tensión de referencia 0 V), con el fin de eliminar o limitar valores de diferencia de potencial peligrosos, y al mismo tiempo, que se permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico.

A partir del REBT-ITC-BT-18, el conductor de tierra deberá ser del mismo material que las fases activas de la instalación, es decir, de cobre e irá dispuesto en la misma canalización junto con el resto de fases activas.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2 del punto 3.4 del REBT-ITC-BT-18, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-54 apartado 543.1.1.

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE FASE ACTIVOS DE LA INSTALACIÓN S (MM ²)	SECCIÓN MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN S _p (MM ²)
S < 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Ilustración 66: Sección de los conductores de protección, según sección de los de fases activos. Fuente: REBT-ITC-BT-18.

Para la protección del lado de continua, tenemos conductores activos con una sección de 2,5 mm², por lo tanto, correspondería un conductor de tierra de la misma sección. Para el lado de alterna tenemos se tiene una sección de 25 mm², lo que equivale por tabla a una sección del cable de tierra de 16 mm².

Como resumen tendríamos las siguientes secciones de conductor de protección en función de la parte de la instalación y la sesión de los conductores activos de esta.

LADO INSTALACIÓN	SECCIÓN CONDUCTORES DE FASE ACTIVOS (MM ²)	SECCIÓN CONDUCTORES DE TIERRA (MM ²)
DC	2,5	2,5
AC	25	16

Ilustración 67: Tabla resumen de las secciones de los conductores de protección y fases activas. Fuente: elaboracion propia.

5.8.5 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

5.8.5.1 SISTEMA DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra, marcado por la ITC-BT-26, se compone de cuatro piquetas con una longitud de cuatro metros, dispuestas en forma de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 20 mm. Cada piqueta estará unida entre si por electrodos horizontales de cobre desnudo, formando así una malla cuádruple (una placa metálica) entre los electrodos y las piquetas, cuyo espesor deberá ser mínimo de 2 mm para el caso de cobre. En conjunto, este sistema pretenderá facilitar la descarga de corrientes de derivación hacia el suelo y

reduciendo la diferencia de potencial entre las partes metálicas y el conductor de tierra de la instalación.

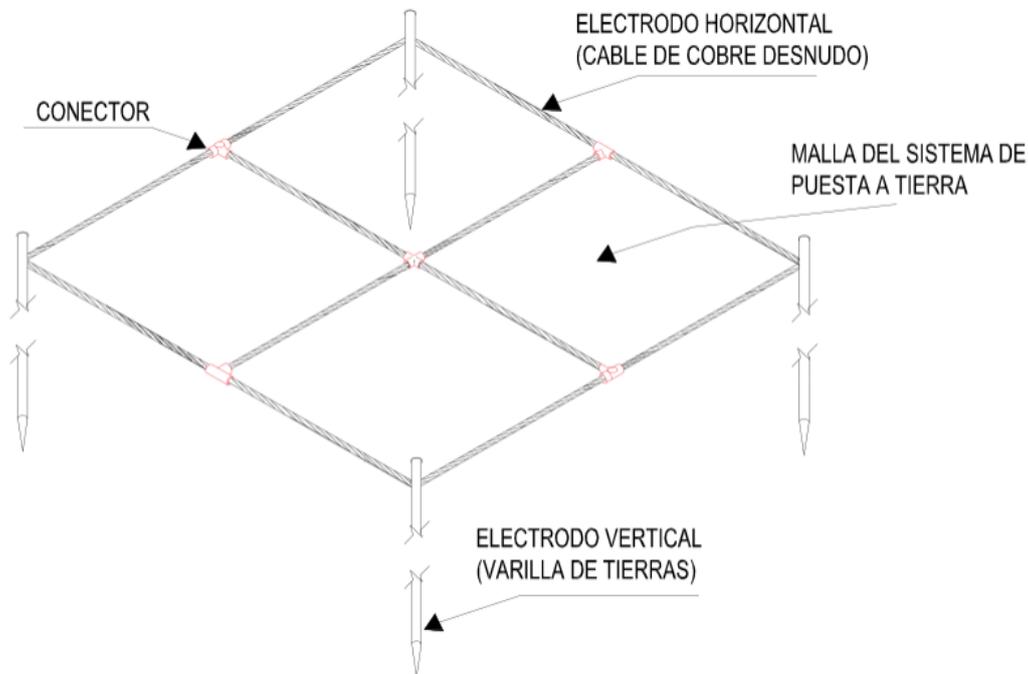


Ilustración 68: Esquema del sistema a tierra con las piquetas. Fuente: UPV.es.

A partir de la tabla 3 del ITC-BT-18, podemos sacar el valor de la resistividad del terreno que viene determinada principalmente por el tipo de suelo, composición y clima de la zona. Este valor de resistividad es de $300 \text{ m}\Omega$, pero si no se depusiera de dicha medida, se tendría que ir al emplazamiento y realizar varias mediadas in situ, teniendo en cuenta la meteorología del lugar días antes, así como la evolución del terreno y composición a lo largo de sus años.

Seguidamente, con la ayuda de la siguiente ecuación, se calcula la resistividad que se tiene en función del tipo de piqueta y características del electrodo, definida en la tabla 5 de la ITCBT-18.

$$R_{picas} = \frac{\rho}{N \cdot L} = \frac{300}{4 \cdot 4} = 18,75 \text{ m}\Omega$$

Donde

- ρ : Resistividad del terreno [$\text{m}\Omega$]
- N: Números de picas
- L: Longitud de picas [m]

El perímetro comprendido por todas las piquetas está conectado a través de los electrodos horizontales y estos con sus correspondientes nodos, todo ello formando un cuadrado que conforma una placa metálica cuyo perímetro normalizado, tiene un valor $5,81 \text{ m}$.

$$R_{placa} = \frac{0,8 \cdot \rho}{P} = \frac{0,8 \cdot 300}{5,81} = 41,30 \text{ m}\Omega$$

Donde:

- ρ : Resistividad del terreno [$m\Omega$]
- N: Perímetro total de la placa [m]

Una vez tenemos calculada las resistencias que intervienen la instalación de puesta a tierra, se calcula la resistencia total de la instalación, para así poder hallar la tensión de defecto que viene estipulada en el REBT en la ITC-BT-18, donde se expone que no puede superar la tensión máxima de seguridad de 24 V

$$R_{Total} = \frac{R_{Placa} \cdot R_{Picas}}{R_{Placa} + R_{Picas}} = \frac{18,75 \cdot 41,30}{18,75 + 41,30} = 12,89 \text{ m}\Omega$$

$$V_{Defecto} = I_{diferencial} \cdot R_{Total} = 0,3 \cdot 12,89 = 3,87 \text{ V}$$

$$V_{Defecto} \leq 24 \text{ V} \rightarrow 3,87 \text{ V} < 24 \text{ V}$$

Como podemos observar del cálculo anterior, cumplimos con creces los márgenes de diferencia de potencial necesarios, que garantizan la protección de personas y sistemas de la instalación, además de un circuito de evacuación de fallas de corriente preparado para descargas al terreno.

5.8.6 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICOS

Este tipo de protecciones resultan esenciales para garantizar la continuidad y correcto funcionamiento de la instalación, a la hora que dota de seguridad a los elementos contactados a ella, así también como a las personas y operarios que estén en contacto con elementos con riesgo eléctrico.

Estas protecciones deben cumplir con un seguido de normas y requisitos que se recogen en el PCT del IDAE, así como también con el dispuesto en el RD 1663/2000, el RD 1699/2001, RD 3275/1982, RD 842/2002, sobre protecciones de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.

Podemos resumir las aplicaciones de estos decretos y ordenanzas en los siguientes puntos:

- Protecciones para interconexión a red de máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz 48 Hz respectivamente).
- Protecciones de máxima y mínima tensión ($1,1 V_N$ y $0,85 V_N$, respectivamente) por cada fase.
- Aplicación del RD 3275/1982 relacionado con las condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Las exigencias contempladas en el REBT del RD 842/2002
- Un elemento de corte general que proporcione aislamiento total de la instalación generadora, esta función viene incluida en el propio inversor, aislando así la parte generadora de la red.
- Interruptor automático diferencial del tipo A de 30 mA, para la protección de personas en caso de derivación a tierra.

- Interruptor automático para la desconexión y conexión automática, en caso de perturbaciones de tensión en red o frecuencia, con relé de enclavamiento.
- Aplicación de la instrucción 5/2006 y de la UNE 20460-7-712.
- Cumplimiento de armónicos y compatibilidad electromagnética (EMC), dispuesto en el artículo 13 del RD .
- Criterio de desconexión por máxima tensión homopolar para instalaciones con tensión mayor de 1 kV hasta 36 kV. Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general, sobre los equipos generadores o sobre los interruptores.
- La instalación deber tener una separación galvánica entre la red y el sistema generador, ya sea a través de un transformador de aislamiento, o un elemento equivalente que cumpla dicha función, en nuestro caso sería el inversor que posee estas cualidades.

A continuación, se mostrará una tabla resumen con los umbrales de protección y tiempos máximos de actuación de las protecciones eléctricas:

PARÁMETRO	UMBRAL DE PROTECCIÓN	TIEMPO MÁXIMO DE ACTUACIÓN
Sobre tensión – Fase 1	$U_n + 10\%$	1,5 s
Sobre tensión – Fase 1	$U_n + 15\%$	0,2 s
Tensión mínima	$U_n - 15\%$	1,5 s
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s
Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobre tensión – Fase 1	$U_n + 10\%$	1,5 s

Ilustración 69: Umbrales de protección y tiempos máximos de actuación de las protecciones eléctricas según RD 1699/2011. Fuente: REBT.

Para el caso de las aplicaciones del REBT ITC-BT-40 Apartado 7, se deben aplicar las siguientes consideraciones:

- En las instalaciones de generación interconectadas con la Red de Distribución Pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior.
- Las protecciones mínimas a instalar deberán tener las siguientes características y rangos de actuación:
 - De sobreintensidad, mediante relés magnetotérmicos o solución equivalente.
 - De mínima tensión instantáneos, conectados entre la fase y el neutro y que actuaran, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
 - Desobretensión, conectado entre fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
 - De máxima y mínima frecuencia, cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 periodos.

5.8.6.1 PROTECCIONES LADO DC

Para esta parte de la instalación, las protecciones actuarán sobre corriente continua. El inversor instalado dispone de un seccionador de continua, pero que no actúa a nivel individual por cada string. Por ese mismo motivo, se va a instalar una caja de protecciones de fusibles, la cual albergará un fusible para cada cadena de paneles, además de la posibilidad de instalar componentes opcionales, que puedan tomar lecturas de cada cadena, así como detectar corrientes defectuosas.

Inicialmente, se utilizarán dos cajas de strings, la cual una albergará dos grupos de 3 strings (A y B), mientras que la otra de tamaño inferior, recogerá dos grupos de 2 strings (C y D).

La caja de conexión que usaríamos para la entrada de la rama A y B sería la SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE, que soporta dos grupos de tres strings y es compatible con inversores que tengan seguimiento de MPPTs. Dispone de la posibilidad de incorporar protección contra sobretensiones y elementos de lectura contra fallas de corriente por string.

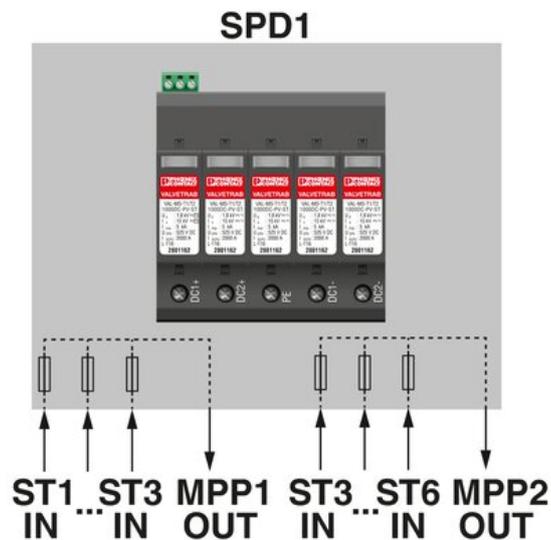


Ilustración 70: Esquema eléctrico de las conexiones de la string box SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE. Fuente: PHOENIX.



Ilustración 71: Envoltorio de la string box SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE. Fuente: PHOENIX.

Análogamente, para la entrada de la rama C y D sería la SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000S, similar a la primero, pero que soporta dos grupos de dos strings de y también compatible con inversores que tengan seguimiento de MPPTs. Posee las mismas protecciones y complementos de mejora que la caja expuesta inicialmente de dos grupos de tres strings.

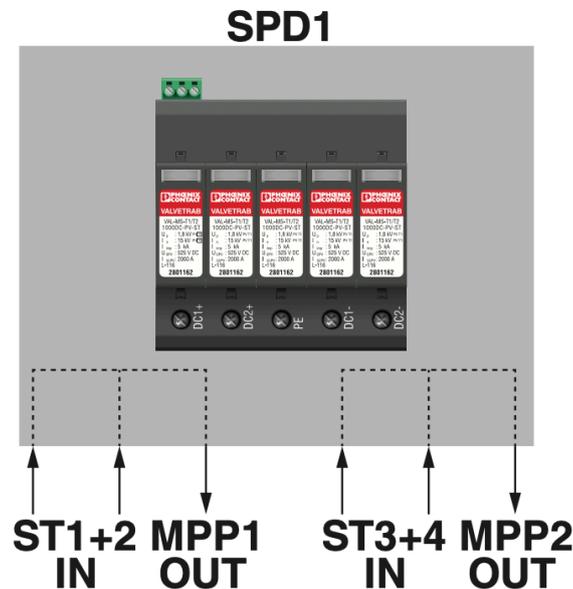


Ilustración 72: Esquema eléctrico de las conexiones de la string box SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000S. Fuente: PHOENIX.



Ilustración 73: Envoltorio de la string box SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000S. Fuente: PHOENIX.

5.8.6.2 CÁLCULO Y DIMENSIÓN DE LAS PROTECCIONES DC (FUSIBLES)

Estas protecciones irían dentro de la caja en donde se agruparán los diferentes grupos de strings. Primero tenemos que determinar los parámetros límite de tensión y corriente máximos y mínimos, que serán los que nos orientarán para saber que fusible es el adecuado para colocar en la caja de conexión, que proteja cada rama de paneles.

A la hora de calcular todos los parámetros, así como condiciones y factores de seguridad seguidos durante este, hemos utilizado la guía proporcionada por el fabricante de fusibles BUSSMANN.

Aunque se recomienda un estudio completo de todos los parámetros, por recomendación de BUSSMANN se usará factores de corrección: 1,56 para corriente y 1,2 para tensión durante la selección del cartucho fusible. Estos abarcan la mayoría de variaciones producidas por la instalación.

El régimen de corriente del cable:

$$\text{Current rating} \geq 1,56 \cdot I_{SC} = 1,56 \cdot 10,36 = 16,161 \text{ A}$$

$$I_z = 28 \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 18,14 \text{ A}$$

$$\text{Current rating} < I_z \text{ (cumple)}$$

La corriente de cortocircuito máxima para cada cadena de string (Grupo A y B) es:

$$I_{SC_string} = (N_p - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{SC} = (3 - 1) \cdot 1,25 \cdot 10,36 = 25,9 \text{ A}$$

$$I_{SC_string} < I_z \text{ (cumple)}$$

En el caso de del Grupo C y D de paneles compuesto por dos strings varía ligeramente:

$$I_{SC_string} = (N_p - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{SC} = (2 - 1) \cdot 1,25 \cdot 10,36 = 12,95 \text{ A}$$

$$I_{SC_string} < I_z \text{ (cumple)}$$

El régimen de corriente del fusible mínimo y máximo sería:

$$I_n \geq 1,56 \cdot I_{SC} = 1,56 \cdot 10,36 = 16,161 \text{ A}$$

$$I_n \leq I_{mod_max_OCPRR} = 20 \text{ A}$$

$$I_n < I_z \text{ (cumple)}$$

Finalmente, el régimen de tensión mínimo del fusible se calcula como:

$$\text{Voltage rating} \geq 1,20 \cdot V_{OC} \cdot N_s = 1,2 \cdot 49,8 \cdot 19 = 1335,44 \text{ V}$$

La variable $I_{mod_max_OCPRR}$ es un valor correspondiente al régimen de protección de sobretensión máxima del módulo fotovoltaico especificado por la IEC 61730-2 (esto a menudo lo especifican los fabricantes de módulos como régimen de fusible de serie máximo), en nuestro caso este valor es de 20 A.

Número de referencia				Integrales de energía I ² t (A ² s)		Pérdida de vatios (W)		
Cilíndrico	Cilíndrico con etiquetas	Cilíndrico con fijaciones de 10 mm	Corriente (A)	Tensión (V CC)	Total en la tensión nominal			
					Prearco	0,8 I _n	I _n	
PV-15A14LF	PV-15A14L-T	PV-15A14LF10F	15	1500	14	160	3,2	5,8
PV-20A14LF	PV-20A14L-T	PV-20A14LF10F	20		34	400	3,6	6,5
PV-25A14LF	PV-25A14L-T	PV-25A14LF10F	25	1300	65	550	4,1	7,5
PV-32A14LF	PV-32A14L-T	PV-32A14LF10F	32		105	900	5,7	10,4

Ilustración 74: Datasheet de los fusibles PV-20A14LF. Fuente: BUSSMANN

Con todos los parámetros y límites calculados, podemos concluir que el fusible a escoger debe tener una corriente nominal entorno a los 16,16 A con un rating de tensión próximo a 1335,44 V. El modelo escogido sería el PV-20A14LF, ya que el voltage rating es de 1500 > 1.135,44 V y el current rating de 20 > 16,67 A, por lo tanto, este fusible protegería esta parte de la instalación.

5.8.6.2.1 DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES PARTE DC

Las instalaciones fotovoltaicas, debido a su sistema de captación de energía fotoeléctrica a través de grandes superficies con elementos eléctricos activos, están irremediablemente expuestas a descargas atmosféricas, con las consecuentes sobretensiones transitorias que estas puedan ocasionar, a causa, por ejemplo, de un día lluvioso (atmósfera eléctricamente más cargada).

Hay que evitar a toda costa estas sobretensiones, ya que suponen un peligro para el usuario, así como estructural y funcional para la instalación. La idea sería descargar estas sobretensiones que pueda adquirir el cableado y elementos conectados a estos al sistema de puesta a tierra.

Recordamos de cálculos anteriores que el valor de tensión máximo en el lado de DC del inversor, viene determinado por la tensión de vacío de un panel multiplicado por la cantidad de estos que haya en serie:

$$V_{m\acute{a}x_{oc}} = 49,8 \cdot 19 = 946,2 < 1.000 \text{ V}$$

Con esto queremos exponer que, nuestro descargador de tensión, debe trabajar con una tensión máxima nominal de 1000V. la corriente nominal de descarga se escoge según la actividad eléctrica climática, donde a más actividad, mayor tensión nominal de descarga; este valor suele rondar los 2 kA.

Una vez tenemos estos datos, nos hemos decantado por seleccionar la protección de CIRPROTEC modelo PSM3-40/1000 PV, para el lado de continua DC. Además, esta protección de sobretensión, cumple con la clasificación acorde a la EN61643-11 y EN50539-11 de tipo II.

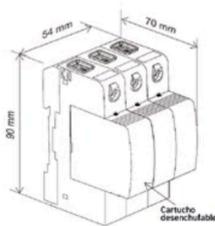
REFERENCIAS

CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración								Cartucho
		RED	Esquema eléctrico	Ucpv [Vdc]	Iscpv [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20) [kA]	U _{p@I_n} (8/20) [kV]	IR	L
77707850	PSM3-40/600 PV	"Y" PV	A	660	10	40	20	≤2,6		C40
77707851	PSM3-40/600 PV IR	"Y" PV	A	660	10	40	20	≤2,6	√	C40
77707852	PSM3-40/1000 PV	"Y" PV	A	1060	10	40	20	≤4		C41
77707853	PSM3-40/1000 PV IR	"Y" PV	A	1060	10	40	20	≤4	√	C41
77707840	PSM3-40/1500 PV	"Y" PV	A	1500	10	40	15	≤5		C42
77707841	PSM3-40/1500 PV IR	"Y" PV	A	1500	10	40	15	≤5	√	C42

Observación: ver también la página 27 «2 polos» para aplicaciones de CC de autoconsumo «off-grid» (muy baja tensión). Consúltenos para otras tensiones.

DIMENSIONES

3 módulos



ESQUEMA ELÉCTRICO

A Y PV

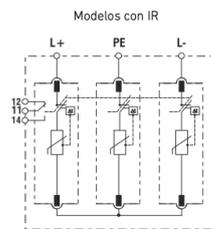
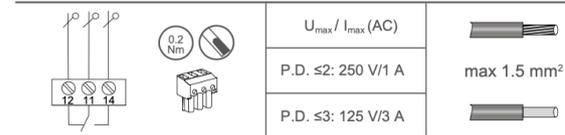


DIAGRAMA MICRORRUPTOR (IR)



Cartuchos de recambio

CÓDIGO	REFERENCIA	RED	Ucpv [Vdc]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20)	U _{p@I_n} (8/20) [kV]	Cartucho
77707656	PSM-40/600 PV	PV	330	40	20	≤1,3	C40
77707657	PSM-40/1000 PV	PV	530	40	20	≤2	C41
77707683	PSM-40/1500 PV	PV	750	40	15	≤2,5	C42

Ilustración 75: Datasheet del descargador de tensiones DC. Fuente: CIRPROTEC.

Según el fabricante, la serie PSM 40 PV es la gama de dispositivos Tipo 2/Clase II para proteger contra sobretensiones transitorias inducidas (8/20 μ s) para instalaciones fotovoltaicas, según normas EN 50539-11 e IEC 61643-31. Producto certificado UL 1449 4th Ed.

Esta protección utiliza el sistema de desconexión dinámica térmica optimizado para tensiones en DC con alto poder de corte. De esta forma no se requiere instalar un fusible previo de back up para interrumpir las corrientes de cortocircuito típicas de cualquier instalación fotovoltaica. Estos dispositivos de protección contra sobretensiones son adecuados para todas las aplicaciones fotovoltaicas: plantas y huertas solares, cubiertas y autoconsumo (off-grid).

Apreciamos como los parámetros límite de actuación calculados, no sobrepasan los valores mostrados por el fabricante, por lo que podemos asegurar el correcto funcionamiento de esta protección ante fallas de sobretensión.

5.8.6.2.2 SECCIONADOR LADO DC

El objetivo del seccionador de la parte de continua de la instalación, sería el de aislar la parte generadora de la instalación del resto. Con esto lo que se pretende, es que las labores de mantenimiento de la instalación se realicen de forma segura. Para escoger el seccionador adecuado, este debe tener presente la tensión máxima a la que trabaja la instalación, así como la corriente que deberán ser capaces de cortar al actuar.

Por lo que se refiere a la corriente que deben soportar al abrirse, sería la intensidad de cortocircuito de un panel por el número de strings que se conecte al seccionador. Como

tenemos grupos de dos y de tres strings, habrá que colocar dos que se ajusten a tales condiciones. Por lo que respeta a la tensión máxima, la hallamos multiplicando el número máximo de paneles por string, por el valor de la tensión de circuit abierto de un panel.

El seccionador que escogeríamos para cada grupo de tres strings, sería determinado a partir de los siguientes valores:

$$I_{sc} = 3 \cdot 10,36 = 31,08 \text{ A}$$

$$V_{m\acute{a}x_{oc}} = 47,56 \cdot 19 = 946,2$$

Hemos escogido de la marca BRITEC, el modelo BRPV3 1000V, que cumple con los parámetros y rangos establecidos, que garantizan su correcto funcionamiento ante una falla de este tipo en nuestra instalación.

3 Mod		BRPV3 600	BRPV3 1000	BRPV3 1500
SPD classification according to EN61643-11		Type 2	Type 2	Type 2
SPD classification according to EN50539-11		Class II	Class II	Class II
Max. continuous operating dc voltage	Ucpv	600V	1000V	1500V
Nominal discharge current (8/20 μ.s)	In	20kA	20kA	20kA
Max. discharge current (8/20 μ.s)	I _{max}	40kA	40kA	40kA
Voltage protection level [(DC+/DC-)→PE]	Up	≤ 2.6kV	≤ 4.0kV	≤ 5.2kV
Response time	t _A	≤ 25ns	≤ 25ns	≤ 25ns
Operating temperature range	Tu	-40°C -80°C	-40°C -80°C	-40°C -80°C
Operating state/fault indication		green/red	green/red	green/red
Cross-section area (Min.)		4mm ²	4mm ²	4mm ²
Cross-section area (Max.)		35mm ²	35mm ²	35mm ²
For mounting on		35mm Din rail	35mm Din rail	35mm Din rail
Enclosure material		Thermalplastic UL94-V0		
Degree of protection		IP20	IP20	IP20
Order Code		B8009	B8010	B8018
Order code (With remote signal)		B8011	B8012	B8019

Ilustración 76: Datasheet del seccionador DC BRITEC modelo BRPV3 1000V. Fuente: BRITEC.

5.8.6.3 PROTECCIONES AGUAS ABAJO DEL INVERSOR

Estas protecciones, tal como indica el ED 1699/2011, no son necesarias instalarlas por separado, ya que, las incorpora el propio inversor. En nuestro caso el inversor ya viene predefinido con las protecciones de tensión mínima y máxima, así como las de frecuencia mínima y máxima.

El inversor aplica también la tecnología de transformless que actúa separado la red de distribución de la red generadora de la instalación.

5.8.6.3.1 DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES PARTE AC

Para la parte de la instalación de alterna, también debe ir una protección de sobretensiones que actué de la misma forma, con la cual se ha definido la del lado de DC, salvando eso sí, las correspondientes diferencias de funcionamiento y niveles de tensión, por estar trabajando con corriente alterna y al otro lado del inversor a diferentes niveles de tensión y corriente.

Hemos seleccionado la protección contra sobretensiones, de la marca CIRPROTEC, el modelo de tres fases más neutro (4 polos) PSC4-12,5/400 TT.

CÓDIGO	REFERENCIA	RED	Configuración								Cartuchos	
			Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	I _{imp} (10/350) [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20) [kA]	U _{p@I_n} (8/20) [kV]	IR	L	N
77738400	PSC4-12,5/230 TT	TT (3Ph+N)	J	120/208	150	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1 (L-N) ≤1,5 (N-PE)		C02	C07
77738401	PSC4-12,5/230 TT IR	TT (3Ph+N)	J	120/208	150	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1 (L-N) ≤1,5 (N-PE)	√	C02	C07
77738405	PSC4-12,5/400 TT	TT (3Ph+N)	J	230/400	275	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1,3 (L-N) ≤1,5 (N-PE)		C03	C07
77738406	PSC4-12,5/400 TT IR	TT (3Ph+N)	J	230/400	275	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1,3 (L-N) ≤1,5 (N-PE)	√	C03	C07
77738450	PSC4-12,5/230 TNS	TNS (3Ph+N)	L	120/208	150	12,5	65	20	≤1		C02	-
77738451	PSC4-12,5/230 TNS IR	TNS (3Ph+N)	L	120/208	150	12,5	65	20	≤1	√	C02	-
77738455	PSC4-12,5/400 TNS	TNS (3Ph+N)	L	230/400	275	12,5	65	20	≤1,3		C03	-
77738456	PSC4-12,5/400 TNS IR	TNS (3Ph+N)	L	230/400	275	12,5	65	20	≤1,3	√	C03	-
77738457	PSC4-12,5/480 TNS	TNS (3Ph+N)	L	277/480	320	12,5	65	20	≤1,4		C04	-
77738458	PSC4-12,5/480 TNS IR	TNS (3Ph+N)	L	277/480	320	12,5	65	20	≤1,4	√	C04	-

Ilustración 77: Datasheet del descargador de tensiones AC CIRPROTEC CSH4-12,5/400 TT. Fuente: CIRPROTEC.

Este dispositivo de protección, según la información proporcionada por CIRPROTEC, es adecuado como segundo escalón de protección en cuadros de distribución cuando existen protectores Tipo 1 instalados aguas arriba, o como primer escalón de protección en instalaciones comerciales, viviendas u otras aplicaciones que no estén expuestas a descargas directas, ni provistas de sistemas de protección externa contra el rayo.

5.8.6.3.2 INTERRUPTOR GENERAL MANUAL.

Esta protección es la encargada de proteger la parte del circuito de alterna frente a sobreintensidades, tales como cortocircuitos o sobre descargas. A partir de la guía del reglamento electrotécnico de baja tensión, en el apartado ITC-22, se debe cumplir con los siguientes dos requisitos de actuación:

$$(1): I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$(2): I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- I_b: Corriente máxima que circula por la instalación (salida del inversor).
- I_n: Corriente asignada a la protección.
- I_z: Corriente admisible del cable en función de ITC-BT-19 y UNE HD 60.364.5-52

- I_2 : Corriente que garantiza la actuación del dispositivo para un periodo de tiempo prolongado.

Para interruptores magnetotérmicos podemos obviar la comprobación (2), ya que esta siempre se cumple. Para saber la corriente a la salida del inversor, se puede calcular a partir de la potencia y tensión nominal del inversor, o consultar la hoja de características del inversor. En nuestro caso dicha corriente tiene un valor de 80 A.

$$80 \leq I_n \leq 100$$

Con todo esto, podemos determinar que el interruptor general será de cuatro polos (3 fases más el neutro) del fabricante Schneider modelo Acti9 C120, con un IC de 80 A, curva C y poder de corte de 10 kA. Este cumple con la norma IEC 60947-2

Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	80 A en 30 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 500 V corriente continua acorde a Icu
Poder de seccionamiento	Sí acorde a En > 50 A

Ilustración 78: Datasheet del interruptor general manual SCHNEIDER modelo Acti9 C120. Fuente: SCHNEIDER

5.8.6.3.3 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DIFERENCIAL

Esta interruptor diferencial tiene como objetivo principal, la protección de las personas frente a descargas de carácter eléctrico, ya sea bien por contacto directo o indirecto. A nivel de instalación, estas protecciones también tienen la capacidad de detectar fugas de corriente al conductor de tierra.

Tal como se recoge en el punto 11 del REBT del ITC-BT-24, la sensibilidad de estas protecciones a nivel doméstico debe ser de 30 mA, o de 300 mA para uso industrial o casos diferentes. El interruptor automático que instalaremos será de la misma marca que el magnetotérmico general, ya que se complementan el uno al otro de tal manera que se

asegura el correcto funcionamiento de la instalación, evitando fallas menores y dotando al sistema de un servicio de energía más continuo sin tantos saltos e interrupciones.

Del fabricante Schneider y modelo Acti 9 iID40, con cuatro polos (3 fases más el neutro) con una corriente nominal de 80 A, curva C, poder de corte de 10 kA y con una sensibilidad de fuga a tierra de 300 mA. Este cumple con la norma IEC 61008-1.

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	80 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Ilustración 79: Datasheet del interruptor automático diferencial SCHNEIDER modelo Acti9 iID40. Fuente: SCHNEIDER.

6 SIMULACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO A TRAVÉS DE PVSYST

En este apartado del documento procederemos a simular la instalación fotovoltaica con la ayuda del software PVsyst. Con esto podremos hacer un análisis mucho más exhaustivo de los parámetros del sistema, así como conocer las pérdidas totales de la instalación, rendimiento, horas de máxima y mínima producción, etc; así como asegurar que el dimensionado de esta misma es el correcto.

El software dispone de una amplia base de datos de fabricantes y modelos de paneles solares e inversores, no obstante, y como veremos más adelante, el programa no dispone del panel que vamos a instalar, por lo que tendremos que introducir los parámetros de este en el programa.

Lo primero que tenemos que hacer cuando iniciamos el programa, es definir el lugar geográfico donde se llevará a cabo el proyecto. Nosotros lo definimos introduciendo las coordenadas longitud, latitud y altitud que tenemos, pero PVsyst ofrece otras opciones como introducir un archivo histórico de datos climáticos del lugar o seleccionar en el mapa la zona en concreto. Una vez hemos importado los datos y nombrado el archivo se procede a definir unos parámetros básicos necesarios antes de realizar la simulación, como la orientación de los paneles y características de string, entre otros.

Comenzando por la orientación de paneles, le introducimos un valor de inclinación de 38 grados con un acimut de 0 grados como plano fijo, tal como se había calculado en apartados anteriores. El resultado de esta operación, podemos visualizarlo en la siguiente ilustración, con un dibujo ilustrativo que ofrece el programa junto con la productividad meteorológica anual.

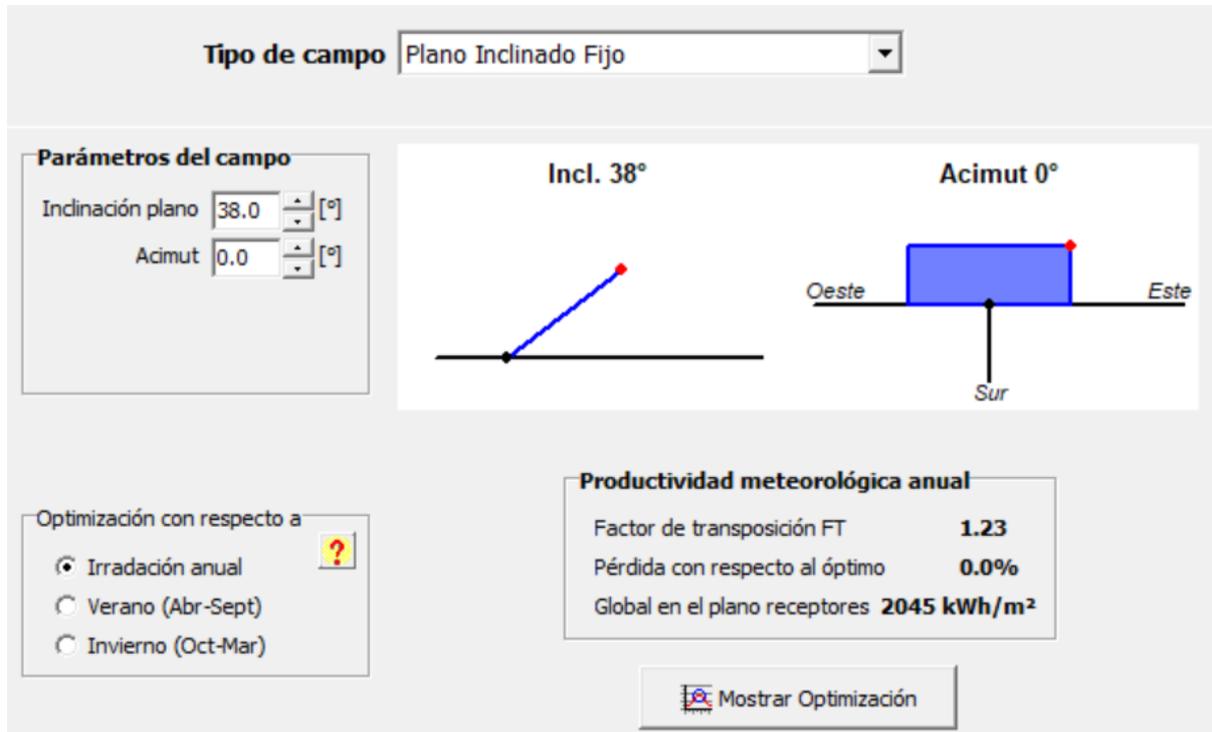


Ilustración 80: Pantalla PVsyst de la elección de la inclinación y acimut de los paneles. Fuente: elaboración propia.

Si optamos por dar a la opción "mostrar optimización" (ilustración 81), el programa arroja un par de graficas más detalladas sobre los parámetros comentados en la ilustración 80.

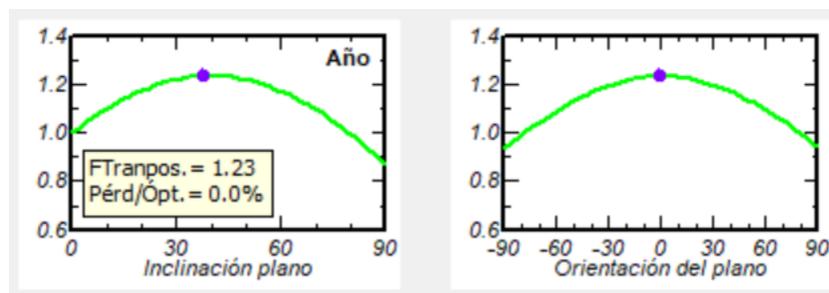


Ilustración 81: Graficas de inclinación y orientación de la instalación. Fuente: elaboración propia.

Observamos como las pérdidas con respecto al ángulo óptimo son del 0%, esto se debe a que hemos hallado anteriormente cual era la inclinación óptima a través de la plataforma web PVGIS, que tenía en cuenta múltiples factores, siendo su resultado bastante preciso. Aquí podemos ver como PVsyst a partir de su base de datos y aproximaciones, corrobora dicha inclinación como correcta.

Ahora se procede a introducir todos los datos referidos al tipo de panel fotovoltaico que tenemos, inversores y distribución de los strings. El programa no disponía de nuestro modelo de módulo, pero esto no supone ningún inconveniente ya que nos permite dar de alta tantos modelos como queramos, con las prestaciones que nosotros le asignemos.

Una vez definido todos los parámetros del panel en PVsyst, a partir de los datos del fabricante, el software arroja un resumen de las principales características del panel (ilustración 82).

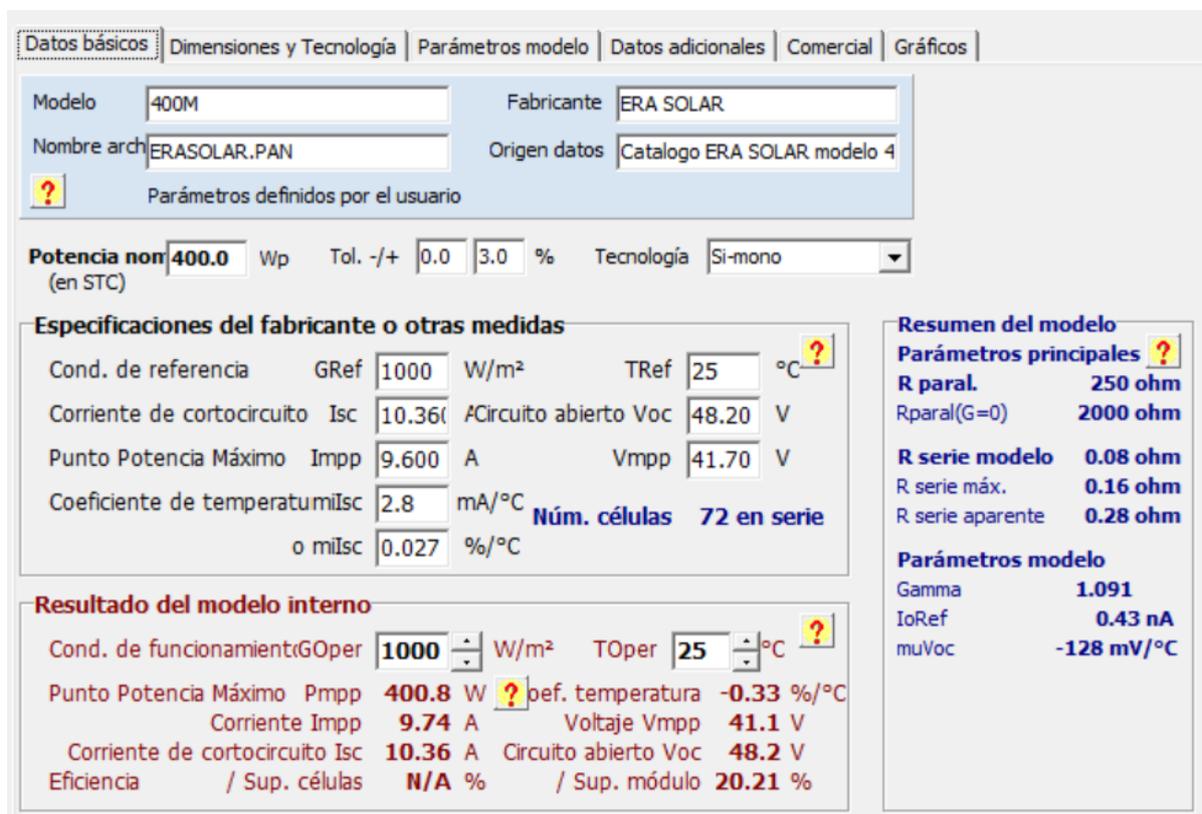


Ilustración 82: Resumen de características de nuestro panel ERA SOLAR 400M a través de PVsyst. Fuente: elaboración propia.

A continuación, escogemos el inversor el cual, si se encuentra en la base de datos, y la distribución y número de paneles de la instalación. Cabe mencionar que por características del programa a la hora de definir los strings, así como el número de paneles en serie y en paralelo, no se pudo introducir el número de paneles exactos que disponemos realmente de 189, sino que hemos introducido un total de 190. A efectos de cálculo de la instalación, este único panel de diferencia, no supone un cambio significativo en términos de producción energética, ni tampoco a nivel económico en nuestro proyecto.

Como la temperatura más baja que tenemos en Terrassa según históricos es de -5,97 grados, hemos tenido que ajustar este parámetro en las condiciones de funcionamiento (V_{OC}) del programa, ya que por defecto esta viene en -10 grados, la cual no se ajustaba con la realidad. De esta forma PVsyst, realizará el cálculo de la tensión de vacío de funcionamiento de los paneles bajo la temperatura de -5,97 que la redondea a efectos de cálculo a -6 grados.

Configuración global sistema

Núm. de tipos de sub-conjuntos: 1

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Núm. de módulos	190	Potencia nominal FV	76.0 kWp
Superficie módulos	377 m ²	Potencia máxima FV	74.9 kWdc
Núm. de inversores	1	Potencia nominal CA	60.0 kWac

Conjunto FV

Nombre y orientación del sub-conjunto

Nombre: Conjunto FV

Orientación: Plano Inclinado Fijo

Inclinación: 38°
Acimut: 0°

Ayuda al dimensionamiento

Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada: 0.0 kWp

... o superficie disponible(módulos): 0 m²

Selección del módulo FV

Disponible actualmente: ERA SOLAR

Filter: All PV modules

400 Wp 35V Si-mono 400M

Catalogo ERA SOLA

Abrir

Dimensionamiento de voltajes: 36.4 V
Voc (-6°C): 52.1 V

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponible actualmente: Goodwe

Output voltage 400 V Tri 50Hz

60 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz GW60KN-MT

Since 2018

Abrir

Núm. de inversores: 1

Voltaje de funcionam.: 200-1000 V
Voltaje máx. de entrada: 1100 V

Potencia global inv.: 60.0 kWac

Utilice característica mu

inversor con 4 MPPT

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 19 (entre 6 y 19)

Núm. de cadena: 10

Perdida sobrecarga: 0.3 %

Relación Pnom: 1.27

Cond. de funcionamiento

V _{mpp} (60°C)	691 V
V _{mpp} (20°C)	791 V
V _{oc} (-6°C)	989 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 97.8 A
Isc (STC): 104 A
Isc (en STC): 104 A

Máx. en bases STC

P_{máx} en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 70.1 kW

Potencia nom. Conjunto (STC): 76.0 kWp

Núm. módulos: 190 Superficie: 377 m²

Ilustración 83: Configuración global del sistema. Fuente: Elaboración propia.

PVsyst da un valor de V_{OC} a -6 grados para un string de 19 paneles de 989 V, muy próximo a lo calculado de forma teórica en el apartado 5.7.3.2, donde teníamos 1.056,4V, salvando las diferencias por imprecisiones del método de cálculo y software

$$V_{oc(-5,97^{\circ}C)} = 55,60 \cdot 19 = 1.056,4 V \approx 989 V$$

Lo mismo tenemos para el caso de las tensiones V_{mpp} , en los diferentes rangos de temperatura.

En la ilustración siguiente podemos ver los detalles de pérdidas por sobrecarga y dimensionamiento de la potencia, que se dan en la instalación.

La instalación reporta una potencia nominal de 76 kWp que, si tenemos en cuenta el panel de más, concuerda con total exactitud con nuestro resultado:

$$P_{mpp_Instalación} = P_{mpp_Panel} \cdot N = 400 \cdot 189 = 75,60 kWp$$

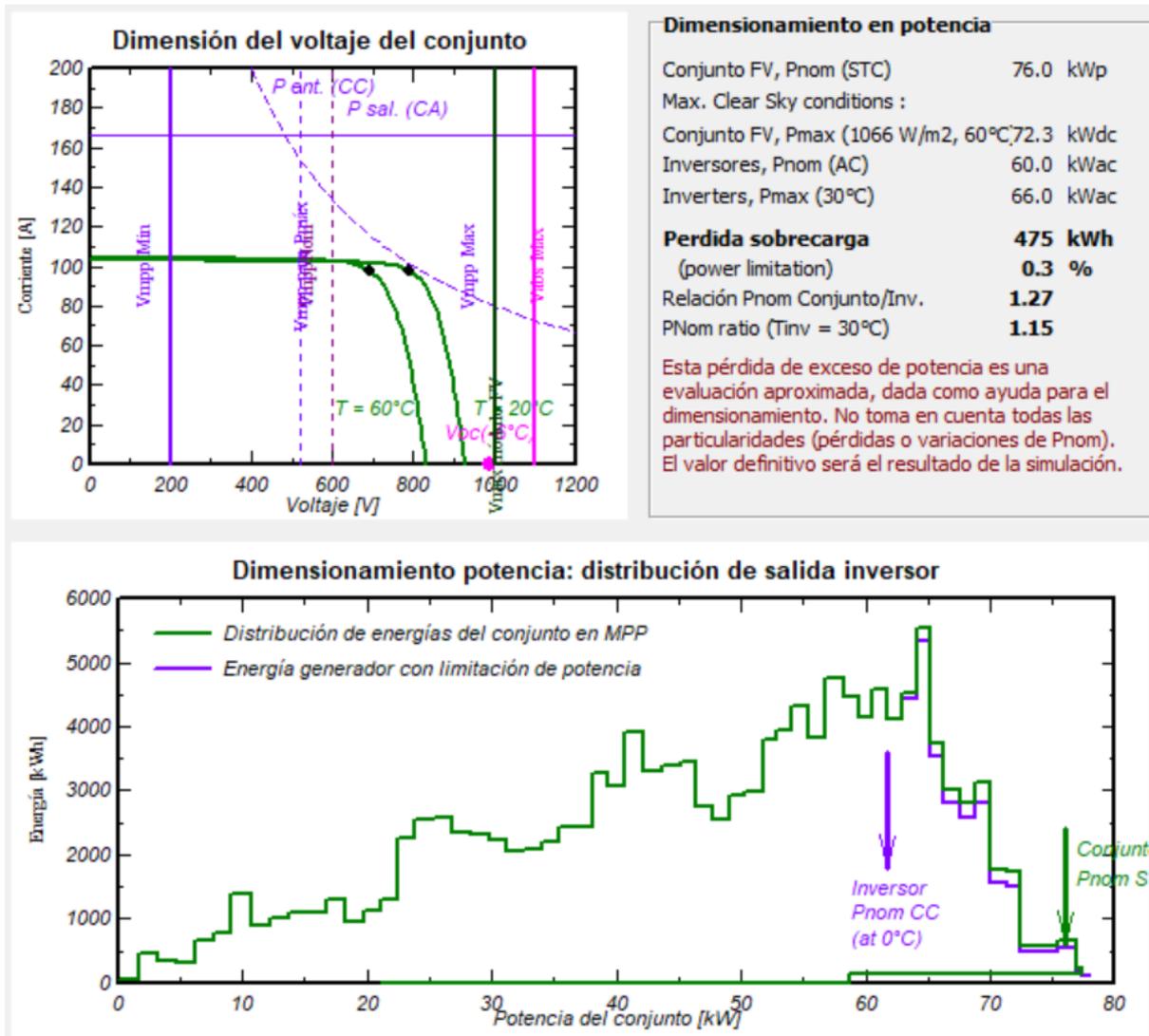


Ilustración 84: Dimensionamiento de potencia y pérdidas por sobrecarga de la instalación. Fuente: elaboración propia.

Estos serían los datos principales antes de realizar la simulación. Una vez efectuamos dicha simulación, el programa genera un informe detallado con una serie de gráficas y cálculos que explican los parámetros principales que definen el proyecto de forma extensa y clara, así como de otros secundarios.

Con este informe nos podemos hacer una idea bastante precisa sobre si el dimensionamiento de la instalación ha sido correcto o no, a parte de poder probar diferentes combinaciones de inversores, strings y paneles, en caso que los resultados no sean favorables.

El susodicho informe, se presenta en los ANEXOS del presente documento. Debido a su longitud y multitud de información, solo se mostrarán algunas gráficas y parámetros que ayuden a clarificar la viabilidad del proyecto en este mismo punto, a modo de resumen.

6.1 RESULTADOS

Para el presente sub apartado, se mostrarán unas gráficas resultantes de la simulación de nuestro sistema que nos brindan una serie de información que ayudan a entender y esclarecer la dimensión de la instalación en términos de producción, así como rendimiento.

6.1.1 ÍNDICE DE RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

En la gráfica que observaremos a continuación, podremos ver el rendimiento de la instalación. El programa PVsyst para realizar dicha gráfica, se basa en la relación entre la energía incidente de nuestros planos receptores, respecto a la energía útil que se produce a la salida de nuestro inversor.

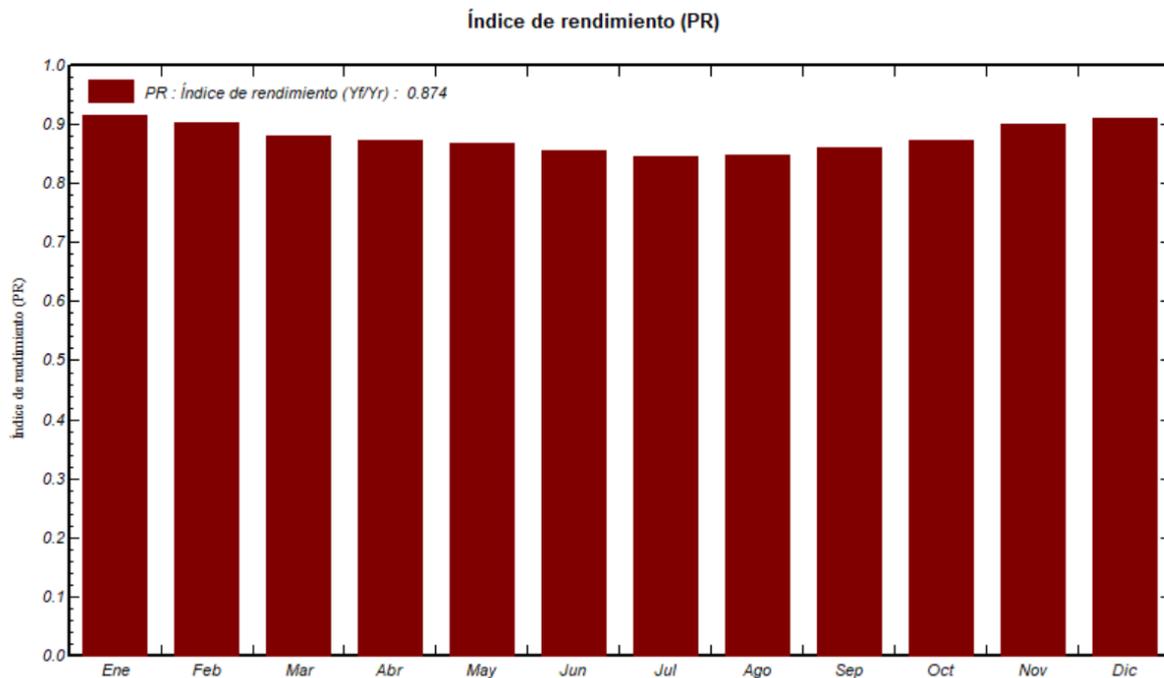


Ilustración 85: Índice de rendimiento de la instalación. Fuente: elaboración propia.

Tenemos un rendimiento de la instalación anual del 0,874. Un valor por encima de lo habitual que indica un correcto dimensionado de la instalación, si tenemos en cuenta que se están contabilizando pérdidas de carácter climático como sombreado y suciedad en los paneles, temperatura ambiente, rendimiento del inversor y de los módulos, entre otros.

Producción normalizada y factores de pérdida: Potencia nominal 76.0 kWp

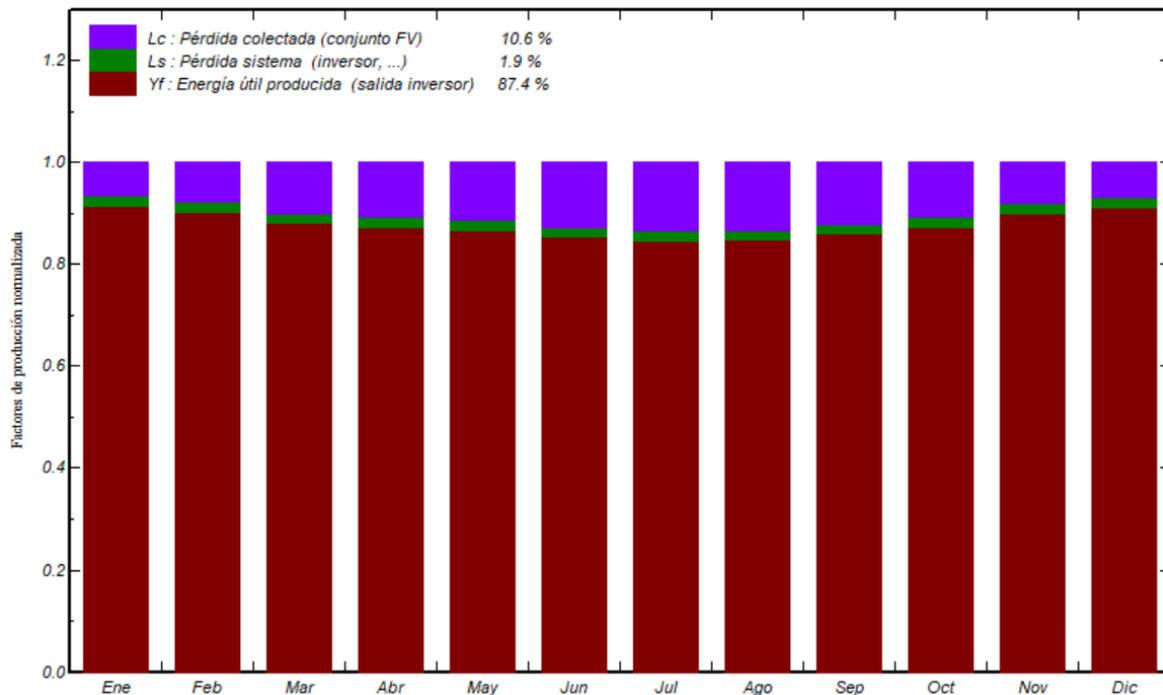


Ilustración 86: Desglose del rendimiento de la instalación por los componentes principales. Fuente elaboración propia.

Vemos que en los meses de verano hay un rendimiento ligeramente menor respecto a los meses de invierno, a pesar de tener más horas de irradiación en verano que en invierno. Una de las principales causas de este fenómeno, es que durante el verano la temperatura de operación de los paneles y del inversor es alta, lo que afecta al rendimiento de ambos y a los valores de producción energética, en términos de tensión y voltaje de los módulos, y de operación del inversor.

En invierno, la temperatura baja era un factor que beneficiaba la generación de energía por parte de los paneles e inversor, aunque la irradiación de esta época no goce de un valores óptimos. Aun así, la instalación se ha dimensionado cara a una producción estrictamente anual y no por estaciones en concreto, lo que ayuda a equilibrar estas bajadas y subidas de producción y de rendimiento.

6.1.2 PRODUCCIÓN ESPERADA Y ENERGÍA INCIDENTE EN PLANO RECEPTOR

En la siguiente ilustración podemos ver la energía en el plano receptor de nuestra instalación, datos a partir de los cuales se han utilizado para elaborar la gráfica del rendimiento del sistema, comentada en el sub apartado anterior.

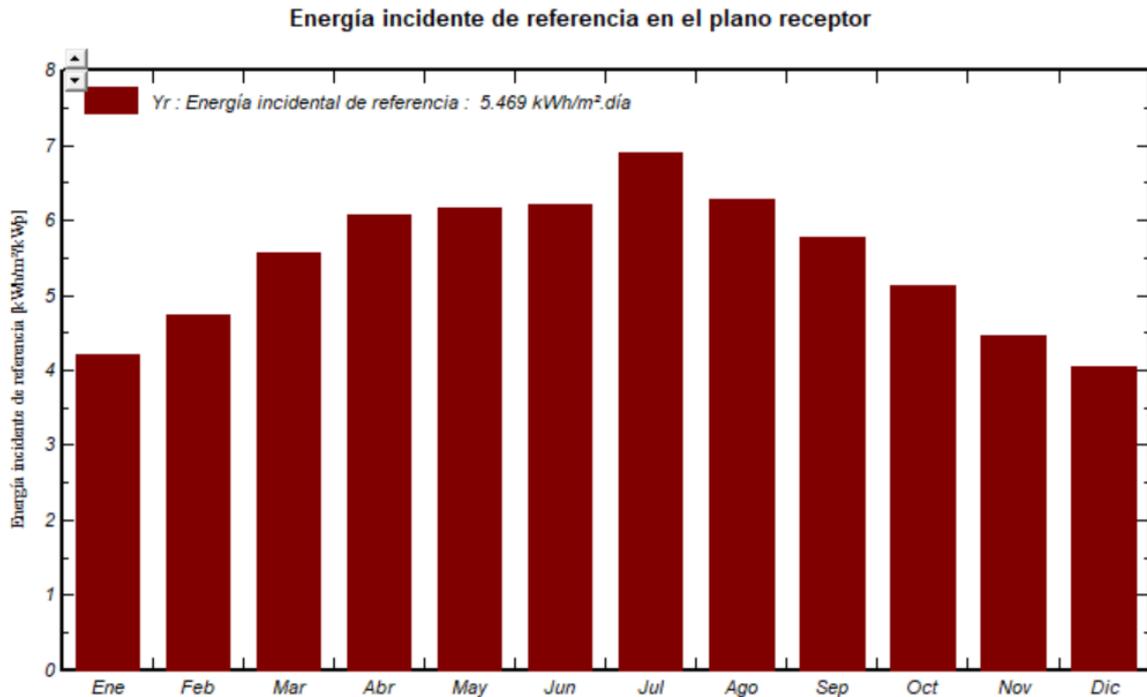


Ilustración 87: Energía incidente de referencia en plano receptor. Fuente: elaboración propia.

Como es lógico, se observa como en los meses de verano la energía en el plano receptor es bastante mayor en comparación con los meses de invierno.

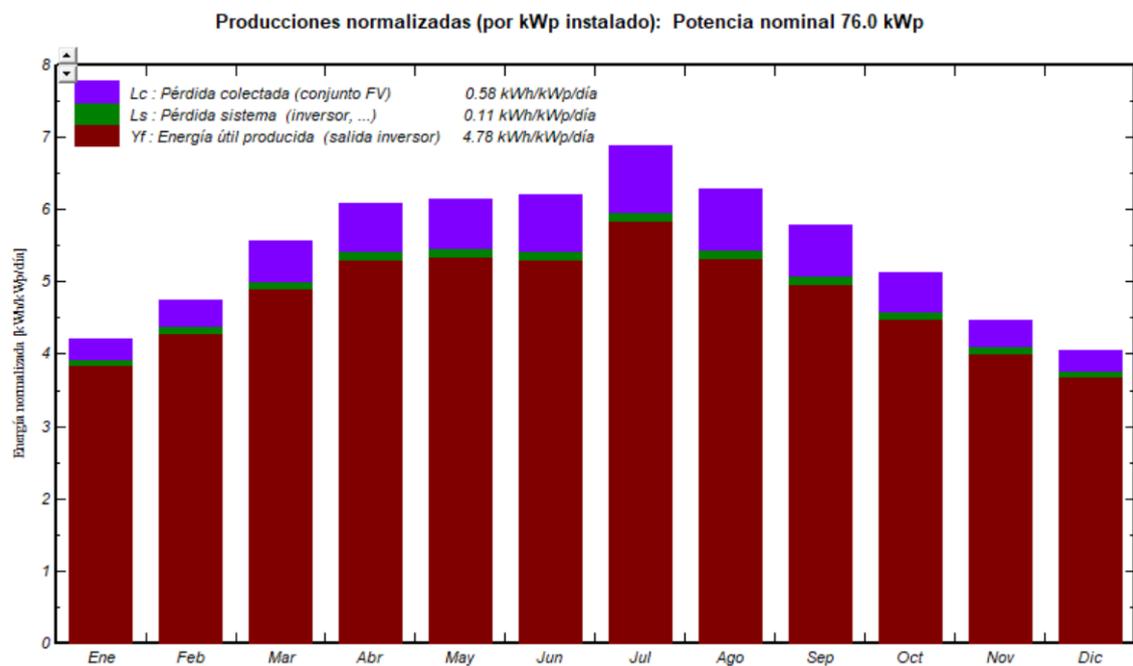


Ilustración 88: Producciones normalizadas del sistema por kWp instalado. Fuente: elaboración propia.

Podemos agrupar los resultados de producción según los diferentes tipos de balance que ofrece el software, a partir de los cuales se hará el estudio económico en el siguiente apartado.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
Enero	69.3	24.14	6.43	130.6	127.9	9278	9084	0.915
Febrero	85.0	31.02	7.45	132.8	129.8	9321	9119	0.904
Marzo	133.3	44.06	10.14	172.8	168.7	11824	11558	0.880
Abril	165.2	61.37	12.17	182.5	177.2	12395	12120	0.874
Mayo	198.7	73.80	16.22	190.8	184.6	12862	12582	0.868
Junio	204.8	77.71	20.64	186.2	180.0	12365	12100	0.855
Julio	228.1	71.45	22.77	213.8	207.0	14067	13761	0.847
Agosto	186.4	69.29	22.84	194.8	189.1	12851	12572	0.849
Septiembre	142.8	53.96	18.94	173.4	168.8	11589	11336	0.860
Octubre	107.8	35.95	15.93	159.0	155.5	10801	10564	0.874
Noviembre	74.2	25.19	10.35	133.8	131.0	9357	9159	0.900
Diciembre	61.3	20.03	6.92	125.4	122.7	8878	8690	0.912
Año	1657.0	587.97	14.27	1996.1	1942.3	135588	132645	0.874

Ilustración 89: Balance y resultados principales de la producción esperada. Fuente: elaboración propia.

Donde:

- *GlobHor*: Irradiación global horizontal.
- *DiffHor*: Irradiación difusa horizontal.
- *T_Amb*: Temperatura ambiente.
- *GlobInc*: Irradiación global incidente en plano receptor.
- *GlobEff*: Irradiación global difusa en plano receptor.
- *EArray*: Energía efectiva en la salida del conjunto PV.
- *E_Grid*: Energía inyectada a la red por el sistema.
- *PR*: Índice de rendimiento.

7 PRESUPUESTO Y ESTUDIO ECONÓMICO

La instalación fotovoltaica de autoconsumo, estudiada para el cliente SENSO FAR con una potencia de pico máxima de 75,6 kWp, asciende a un valor 50.471,22 € de costos de inversión inicial. Dentro de este valor se incluyen los gastos referidos a todos los componentes que conforman la instalación, así como los propios derivados del estudio técnico y económico, además de la logística, equipo humano y técnico para el montaje del sistema. El resumen de estos gastos iniciales, los podemos encontrar en la siguiente tabla:

PARTE DEL SISTEMA	COMPONENTE	FABRICANTE	MODELO	UNIDADES	PRECIO UN.	PRECIO TOTAL
Receptores FV	Módulo fotovoltaico	ERA SOLAR	M400	189	132,22	24989,58
	Estructura de soporte FV	Saclima	Triangular inclinada	1	3500	2900
Inversor DC/AC	Inversor	GOODWE	GW60 KN-MT	1	4299	4299
Caja de conexiones	String Box	Phoenix Contact	SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000S	2	310,08	620,16
	String Box	Phoenix Contact	SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE	2	602,82	1205,64
Protecciones DC	Fusibles String Box 1	Bussmann	PV-20A14LF	6	6,52	39,12
	Fusibles String Box 2	Bussmann	PV-20A14LF	6	6,52	39,12
	Fusibles String Box 3	Bussmann	PV-20A14LF	4	6,52	26,08
	Fusibles String Box 4	Bussmann	PV-20A14LF	4	6,52	26,08
	Descargador de sobre tensiones (1/string)	CIRPROTEC	PSM3-40/1000 PV	10	52,94	529,4
	Seccionador lado DC	BRITEC	BRPV3 1500 Tipo 2	10	49,8	498
Protecciones AC	Descargador de sobre tensiones	CIRPROTEC	PSC4-12,5/400 TT	1	756,04	756,04
	Interruptor general manual	SCHNEIDER	Acti9 C120 Dardo Plus	1	390	390
	Interruptor automático diferencial	SCHNEIDER	Acti 9 iID40	1	88,03	88,03
Cableado y conexiones	Cableado DC	Cable PRYSUN DC	H1Z2Z2-K 1x2,5 mm ²	390	0,67	261,3
	Cableado AC	Cable PRYSUN AC	Afumex Class 1000V AS 25 mm ²	25	3,51	87,75
	Canalización DC	Tupersa	13003856 - 16 mm	565	0,59	333,35
	Canalización AC	Tupersa	13003870 - 25 mm	37	0,76	28,12
	Canaleta	Unex	73110-2 30x40 mm	535	6,27	3354,45
Proyecto ingenierial y civil	Estudio técnico del proyecto	-	-	1	5100	5100
	Estudio técnico económico	-	-	1	400	400
	Montaje y logística de la instalación	-	-	1	4500	4500
Blance total de gastos						50471,22

Ilustración 90: Balance total de gastos de la instalación SENSO FAR. Fuente: elaboración propia.

El presupuesto de la instalación se podrá ver reducido en el caso que se pueda llegar a hacer, acuerdos con las diferentes empresas de proveedores, ya que todos los precios son basados en cantidades de P.V.P.

7.1 CASH FLOW

Ahora calcularemos, a partir de los gastos de instalación, producción y precio de mercado de la energía, la rentabilidad de la instalación, así como el número de años que se necesita para amortizarla. El estudio de Cash Flow se analizará para un periodo de tiempo de 25 años (periodo que garantiza el fabricante de placas su funcionalidad óptima), donde los principales factores que intervendrán en este cálculo se agrupan en los siguientes puntos:

- Precio de venta del kWh de 0,11 € con un interés anula del 2%.
- Disminución del 25% de la potencia generada en 25 años de vida de sistema.
- Gasto anual por mantenimiento de 2.100 € con un interés anual del 2%.

Los gastos de mantenimiento son aproximados para una planta de generación fotovoltaica de 70 kWp. En dicho precio de mantenimiento se incluyen los siguientes servicios sujetos a la Tarifa Premium, proporcionados por la empresa Alromar:

- Servicio de monitorización.
- Limpieza de los módulos solares.
- Desplazamiento por visita de mantenimiento correctivo en fin de semana y festivos
- Servicio de termografía.
- Material de mantenimiento.
- Asistencia 24/7h.

INGRESOS POR PRODUCCIÓN				BALANCE GASTOS		
AÑO	ENERGÍA ANUAL GENERADA (KWH)	PRECIO DEL KWH (€)	INGRESOS (€)	GASTOS (€)	CASH FLOW (€)	BENEFICIO ACUMULADO
1	132645	0,110	14590,95	50471,22	-35880,27	-35.880,27 €
2	131318,55	0,112	14733,94	2100,00	12633,94	-23.246,33 €
3	129992,1	0,114	15028,62	2142,00	12886,62	-10.359,71 €
4	128665,65	0,117	15019,51	2184,84	12834,67	2.474,96 €
5	127339,2	0,119	15161,96	2228,54	12933,43	15.408,39 €
6	126012,75	0,121	15304,11	2273,11	13031,00	28.439,39 €
7	124686,3	0,124	15445,87	2318,57	13127,30	41.566,70 €
8	123359,85	0,126	15587,19	2364,94	13222,25	54.788,94 €
9	122033,4	0,129	15727,97	2412,24	13315,73	68.104,67 €
10	120706,95	0,131	15868,16	2460,48	13407,67	81.512,35 €
11	119380,5	0,134	16007,66	2509,69	13497,96	95.010,31 €
12	118054,05	0,137	16146,39	2559,89	13586,50	108.596,81 €
13	116727,6	0,140	16284,27	2611,09	13673,18	122.270,00 €
14	115401,15	0,142	16421,21	2663,31	13757,90	136.027,90 €
15	114074,7	0,145	16557,11	2716,57	13840,53	149.868,43 €
16	112748,25	0,148	16691,87	2770,91	13920,97	163.789,40 €
17	111421,8	0,151	16825,41	2826,32	13999,08	177.788,48 €
18	110095,35	0,154	16957,61	2882,85	14074,76	191.863,24 €
19	108768,9	0,157	17088,37	2940,51	14147,86	206.011,10 €
20	107442,45	0,160	17217,57	2999,32	14218,25	220.229,35 €
21	106116	0,163	17345,11	3059,30	14285,80	234.515,15 €
22	104789,55	0,167	17470,86	3120,49	14350,37	248.865,52 €
23	103463,1	0,170	17594,70	3182,90	14411,80	263.277,33 €
24	102136,65	0,173	17716,51	3246,56	14469,96	277.747,28 €
25	100810,2	0,177	17836,16	3311,49	14524,67	292.271,95 €

Ilustración 91: Cash Flow de la instalación a un periodo de 25 años Fuente: elaboración propia.

Se observa como a partir del cálculo anterior de la tabla Excel, la instalación es económicamente viable amortizándose prácticamente en su totalidad al tercer año. Esto es debido a la gran cantidad de energía que es capaz de producir esta planta fotovoltaica, por su elevado número de paneles solares, localización geográfica y eficiencia del sistema.

El parque audiovisual en donde se encuentra la fábrica SENSOFAR, nos pudo ceder un Excel con los consumos mensuales de la fabrica, así como el importe que esta pagaba por dicha energía. Se ha resumido estos valores en la siguiente tabla:

MES	Consumo SENSOFAR (kWh)	Importe por consumo (€)
ENERO	18637,95	2300,02
FEBRERO	13265,92	1801,11
MARZO	13166,17	1791,85
ABRIL	8884,32	1394,24
MAYO	10517,92	1545,93
JUNIO	10813,04	1573,33
JULIO	15903,18	2046,03
AGOSTO	13724,46	1843,74
SETIEMBRE	12744,85	1752,79
OCTUBRE	12888,44	1766,01
NOVIEMBRE	13844,98	1854,87
DICIEMBRE	12494,24	1729,4
TOTAL	156885,47	21399,32

Ilustración 92: Facturación y consumo mensual de la fábrica SENSOFAR GROUP. Fuente: Parc Audiovisual de Catalunya.

Suponiendo que SENSOFAR paga un precio anual medio por energía consumida de red de 21.399,32 €, a partir del beneficio acumulado que nos proporciona la venta anual de los kW generados por la instalación mostrado en la tabla del Cash Flow, podemos ver de forma hipotética, en que año el balance de pago con la compañía suministradora sería negativo, es decir, el valor de la energía vendida supera el coste de la factura anual media.

AÑO	IMPORTE POR CONSUMO RED MEDIO (€)	BENEFICIO ACUMULADO ANUAL INSTALACIÓN FV(€)	BALANCE (€)
1	21399,30	-35880,27	57279,57
2	21399,30	-23246,33	44645,63
3	21399,30	-10359,71	31759,01
4	21399,30	2474,96	18924,34
5	21399,30	15408,39	5990,91
6	21399,30	28439,39	-7040,09
7	21399,30	41566,70	-20167,39
8	21399,30	54788,94	-33389,64
9	21399,30	68104,67	-46705,37
10	21399,30	81512,35	-60113,04
11	21399,30	95010,31	-73611,01
12	21399,30	108596,81	-87197,51
13	21399,30	122270,00	-100870,69
14	21399,30	136027,90	-114628,59
15	21399,30	149868,43	-128469,12
16	21399,30	163789,40	-142390,09
17	21399,30	177788,48	-156389,18
18	21399,30	191863,24	-170463,93
19	21399,30	206011,10	-184611,79
20	21399,30	220229,35	-198830,04
21	21399,30	234515,15	-213115,85
22	21399,30	248865,52	-227466,22
23	21399,30	263277,33	-241878,02
24	21399,30	277747,28	-256347,98
25	21399,30	292271,95	-270872,65

Ilustración 93: Balance económico de factura por consumo energético a los 25 años. Fuente: elaboración propia.

8 CONCLUSIONES FINALES

Con el presente proyecto, hemos demostrado la viabilidad técnica y económica de la instalación. Se han utilizado diferentes herramientas de simulación y cálculos que nos ha permitido definir los parámetros y componentes que mejor se ajustan a nuestro sistema.

Debido a la gran cantidad de fabricantes de paneles solares como de inversores, el proyecto de una instalación solar permite multitud de combinaciones y usos horarios de la energía posibles. De tal modo, que podemos decir que cada instalación solar es única debido a las necesidades del cliente, emplazamiento de la instalación e irradiación de la zona. La generación de electricidad a través de generadores fotovoltaicos, se ha convertido actualmente en una solución muy viable en términos económicos y energéticos, ya que por una parte estaríamos ahorrando en nuestra factura de la luz, al consumir una energía que nosotros mismos producimos y no comprándola a la compañía suministradora.

Por otro lado, un factor muy importante es que, con la implementación de estos sistemas, estamos reduciendo la contaminación atmosférica, uso de combustibles y destrucción de ecosistemas, promoviendo de forma directa una transición energética verde que ayuda a combatir el calentamiento global. Con las ayudas que dispone actualmente el estado a la hora de instalar un sistema de este tipo, tanto a particulares como a empresas, resulta bastante económico en términos de inversión y amortización en un pocos años, tal y como hemos visto en el estudio económico.

9 WEBGRAFÍA

- [1] «Sede Electrónica Del Catastro» 2021. Disponible online: <https://www.sedecatastro.gob.es/>.
- [2] «Portal PVGIS» 2021. Disponible online: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis/>.
- [3] «Portal AEMET» Disponible online: <http://www.aemet.es/portal/>.
- [4] « Catálogo de SMA» Disponible online: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters.html>.
- [5] «Catálogo de GOODWE Inverter» Disponible online: https://www.goodwe.com/Public/Uploads/productsen/pdf/GW_MT_Datasheet-EN.pdf.
- [6] «Schneider electric» Disponible online: <https://www.se.com/ww/en/>.
- [7] «BUSSMAN by EATON». Disponible online: <https://www.eaton.com/content/eaton/us/en-us/products/electrical-circuit-protection/fuses-and-fuse-holders>.
- [8] «Portal of NREL, Software de dimensionado de instalaciones fotovoltaicas SAM». Disponible online: <https://sam.nrel.gov/>.
- [9] «CIRPROTEC» Disponible online: <http://www.cirprotec.com/es>.
- [10] «Lisardo Recio Maíllo, Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 50 kW para autoconsumo industrial, PrysmianClub» Disponible online: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-50-kw-para-autoconsumo-industrial/>.
- [11] «Lisardo Recio Maíllo, Caídas de tensión en líneas de strings fotovoltaicos. Tablas de aplicación, PrysmianClub» Disponible online: <https://www.prysmianclub.es/caidas-de-tension-en-lineas-de-strings-fotovoltaicos-tablas-de-aplicacion/>.
- [12] «Juan Carlos Nava Palacios, Propuesta De Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra Y Medicion De Resistencia A Tierra De La Subestación Las Fresas Banco I.» Disponible online: <https://www.esimecu.ipn.mx/>.
- [13] «IDEA Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía» 2011. Disponible online: <https://www.idae.es/>.
- [14] «Paneles ERA Solar». Disponible online: <https://www.erasolar.com.cn/>.
- [15] «Phoenix Contact». Disponible online: <https://www.phoenixcontact.com/>.
- [16] «Atlas de radiació solar a Catalunya, Institut Català d'energia». Disponible online: <http://icaen.gencat.cat/ca/inici/>.
- [17] «Artículo SUN Fields Europe». Disponible online: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-HSP/>.

- [18] «Portal of NREL, Software SAM». Disponible online: <https://sam.nrel.gov/>.
- [19] «Reglamento Electrotécnico Para Baja Tensión e TIC». Disponible online: https://www.boe.es/legislacion/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf.
- [20] «Alejandro Sáez Pastor, PVGIS Para El Calculo De Instalaciones Fotovoltaicas». Disponible online: <https://www.fisica.uji.es/priv/web%20master%20SIH007/treballs%202017/PVGIS%20trabajo.pdf>
- [21] «Estadísticas y datos históricos climáticos de Terrassa, WeatherSpark». Disponible online: <https://es.weatherspark.com/d/47240/7/6/Tiempo-promedio-el-6-de-julio-en-Terrassa-Espa%C3%B1a#Sections-SolarEnergy>.
- [22] «Variaciones de la tensión, intensidad y potencia con la irradiancia y la temperatura». Disponible online: <https://automatismoidustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/variaciones-de-la-tension-intensidad-y-potencia-con-la-irradiancia-y-la-temperatura/>.
- [23] «Joan Pons Llobera, TFG: Diseño de una instalación de autoconsumo fotovoltaico con excedentes para un espacio gastronómico en Mallorca». Disponible online: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/185215>.
- [24] «Tienda Solar Fotovoltaica». Disponible online: <https://autosolar.es/>.
- [25] «Guía Técnica de aplicación de protecciones – BT-18, Ed 10/05 rev.1». Disponible online: http://www.f2i2.net/documentos/IsiF212/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf.
- [26] «Oriol Hinojo Comellas, TFG: Diseño de un sistema de monitorización inteligente de una microred eléctrica». Disponible online: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/328664>.
- [27] «Sergio García Ferrer, TFG: Disseny d'una instal·lació fotovoltaica en un edifici públic». Disponible online: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/130979>.
- [28] «Solar Systems Design Plugin for Sketchup». Disponible online: <https://http://skelion.com/>
- [29] «UNE-HD 60364-5-52». Disponible online: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054027>.
- [30] «Guías Técnicas de aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión». Disponible online: <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/guia-tecnica-aplicacion.aspx>.
- [31] «Portal enciclopedia libre Wikipedia». Disponible online: <https://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Portada>.
- [32] «Soporte estructural SACLIMA por Monsolar». Disponible online: <https://www.monsolar.com/estructura-de-aluminio-con-railes-para-superficie-2-paneles-24v-horizontal.html>

[32] « Portal of PVsyst, Software de dimensionado de instalaciones fotovoltaicas PVsyst ». Disponible online: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>



Disseny D'una Planta Fotovoltaica D'autoconsum

Document:

ANNEX 1. DIAGRAMA UNIFILAR

Autor:

Daniel Noguera Romero

Director /Co-director:

Álvaro Luna Alloza / Pedro Rodríguez Cortes

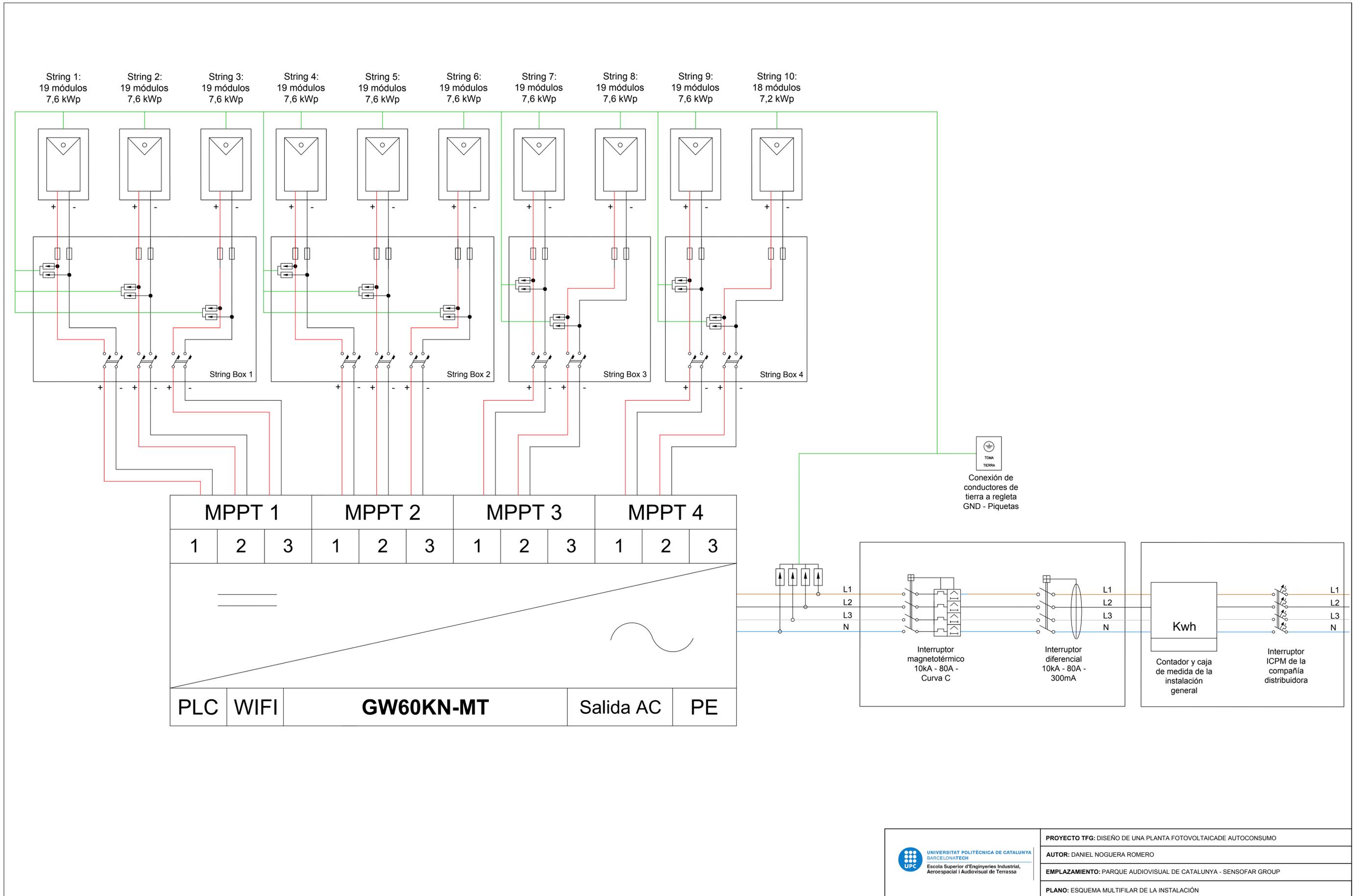
Titulació:

Grau en enginyeria Elèctrica

Convocatòria:

Pròrroga, 2021

TREBALL FINAL D'ESTUDIS



PROYECTO TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
AUTOR: DANIEL NOGUERA ROMERO
EMPLAZAMIENTO: PARQUE AUDIOVISUAL DE CATALUNYA - SENSOVAR GROUP
PLANO: ESQUEMA MULTIFILAR DE LA INSTALACIÓN



PROYECTO TFG: DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

AUTOR: DANIEL NOGUERA ROMERO

EMPLAZAMIENTO: PARQUE AUDIOVISUAL DE CATALUNYA - SENSOFAR GROUP

PLANO: PLANTA DE LA INSTALACIÓN CON LA DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES



Disseny D'una Planta Fotovoltaica D'autoconsum

Document:

ANNEX 2. SIMULACIONS PVsyst

Autor:

Daniel Noguera Romero

Director /Co-director:

Álvaro Luna Alloza / Pedro Rodríguez Cortes

Titulació:

Grau en enginyeria Elèctrica

Convocatòria:

Pròrroga, 2021

TREBALL FINAL D'ESTUDIS

Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
Emplazamiento: Dirección: Parc Audiovisual de Catalunya Ctra, BV-1274, Km 1, 082

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Estudio Fotovoltaico SENSO FAR

Sitio geográfico	Matadepera	País	Espana	
Ubicación	Latitud	41.59° N	Longitud	2.01° E
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	378 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Matadepera	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : SENSO FAR_GW60 KN-MT

Fecha de simulación 17/09/21 11h16

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación plano captador	Inclinación	38°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sin sombreado			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	400M		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	ERA SOLAR		
Número de módulos FV		En serie	19 módulos	En paralelo	10 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	190	Pnom unitaria	400 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	76.0 kWp	En cond. de funciona.	70.1 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	717 V	I mpp	98 A
Superficie total		Superficie módulos	377 m²		

Inversor

Base de datos PVsyst original		Modelo	GW60KN-MT		
Características		Fabricante	Goodwe		
		Voltaje de funcionam.	200-1000 V	Pnom unitaria	60.0 kWac
				Potencia máx. (=>30°C)	66.0 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	60 kWac
				Relación Pnom	1.27

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	119 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
 Emplazamiento: Dirección: Parc Audiovisual de Catalunya Ctra, BV-1274, Km 1, 082

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Estudio Fotovoltaico SENSO FAR

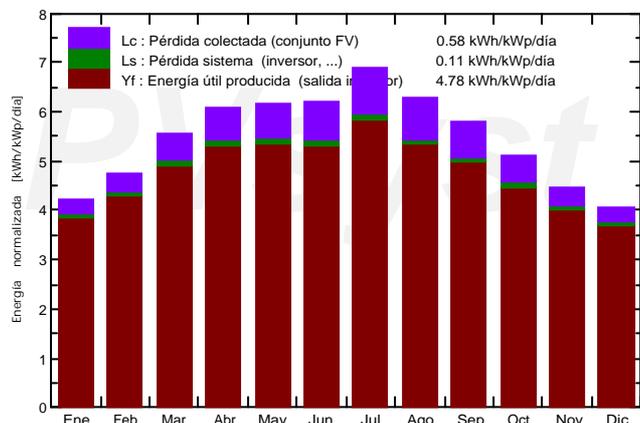
Variante de simulación : SENSO FAR_GW60 KN-MT

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	400M	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	190	Pnom total 76.0 kWp
Inversor	Modelo	GW60KN-MT	Pnom 60.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

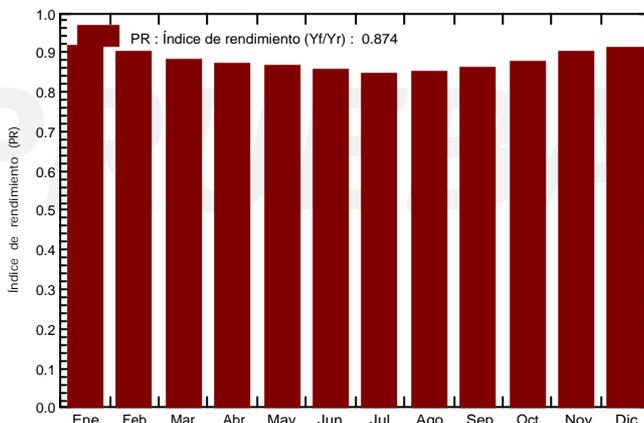
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida 132.6 MWh/año	Produc. específica 1745 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	87.44 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 76.0 kWp



Índice de rendimiento (PR)



SENSOFAR_GW60 KN-MT Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	69.3	24.14	6.43	130.6	127.9	9.28	9.08	0.915
Febrero	85.0	31.02	7.45	132.8	129.8	9.32	9.12	0.904
Marzo	133.3	44.06	10.14	172.8	168.7	11.82	11.56	0.880
Abril	165.2	61.37	12.17	182.5	177.2	12.39	12.12	0.874
Mayo	198.7	73.80	16.22	190.8	184.6	12.86	12.58	0.868
Junio	204.8	77.71	20.64	186.2	180.0	12.37	12.10	0.855
Julio	228.1	71.45	22.77	213.8	207.0	14.07	13.76	0.847
Agosto	186.4	69.29	22.84	194.8	189.1	12.85	12.57	0.849
Septiembre	142.8	53.96	18.94	173.4	168.8	11.59	11.34	0.860
Octubre	107.8	35.95	15.93	159.0	155.5	10.80	10.56	0.874
Noviembre	74.2	25.19	10.35	133.8	131.0	9.36	9.16	0.900
Diciembre	61.3	20.03	6.92	125.4	122.7	8.88	8.69	0.912
Año	1657.0	587.97	14.27	1996.1	1942.3	135.59	132.64	0.874

GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
 Emplazamiento: Dirección: Parc Audiovisual de Catalunya Ctra, BV-1274, Km 1, 082

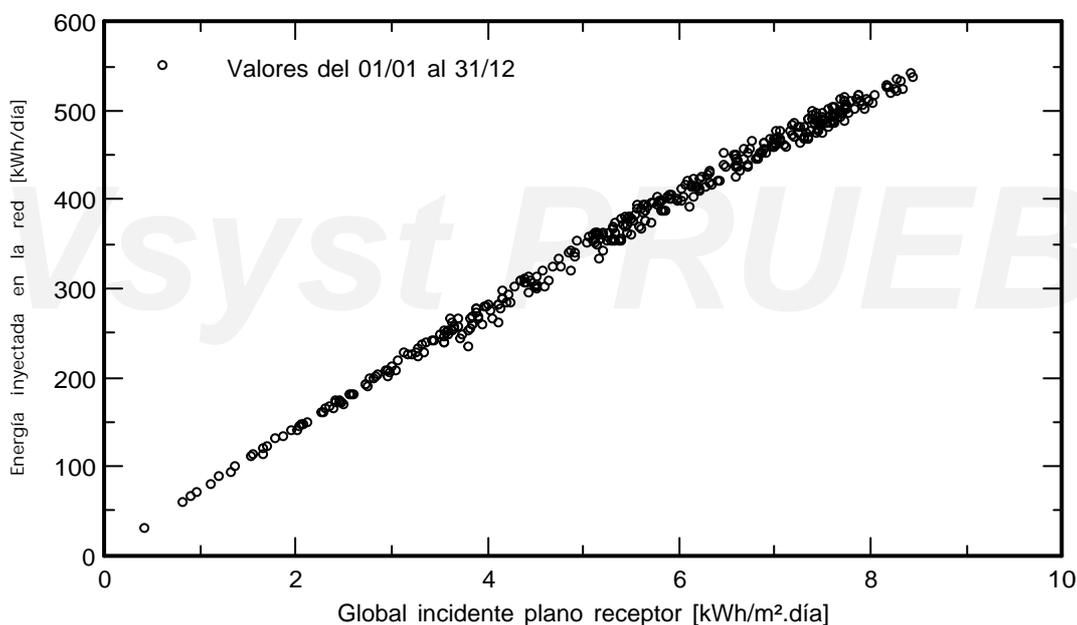
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Estudio Fotovoltaico SENSO FAR

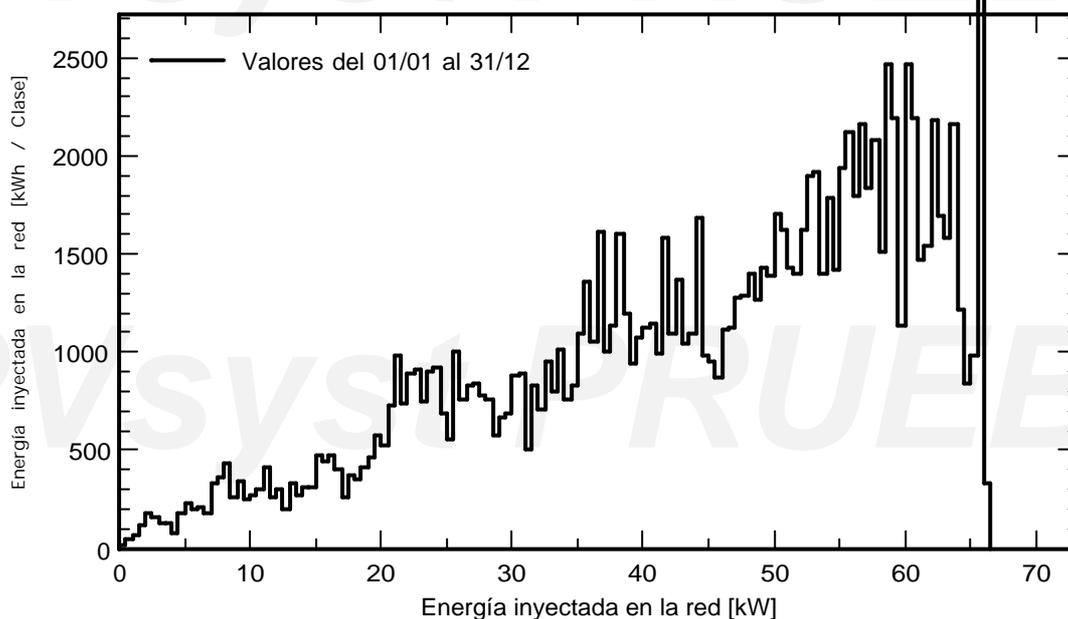
Variante de simulación : SENSO FAR_GW60 KN-MT

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	400M	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	190	Pnom total 76.0 kWp
Inversor	Modelo	GW60KN-MT	Pnom 60.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
 Emplazamiento: Dirección: Parc Audiovisual de Catalunya Ctra, BV-1274, Km 1, 082

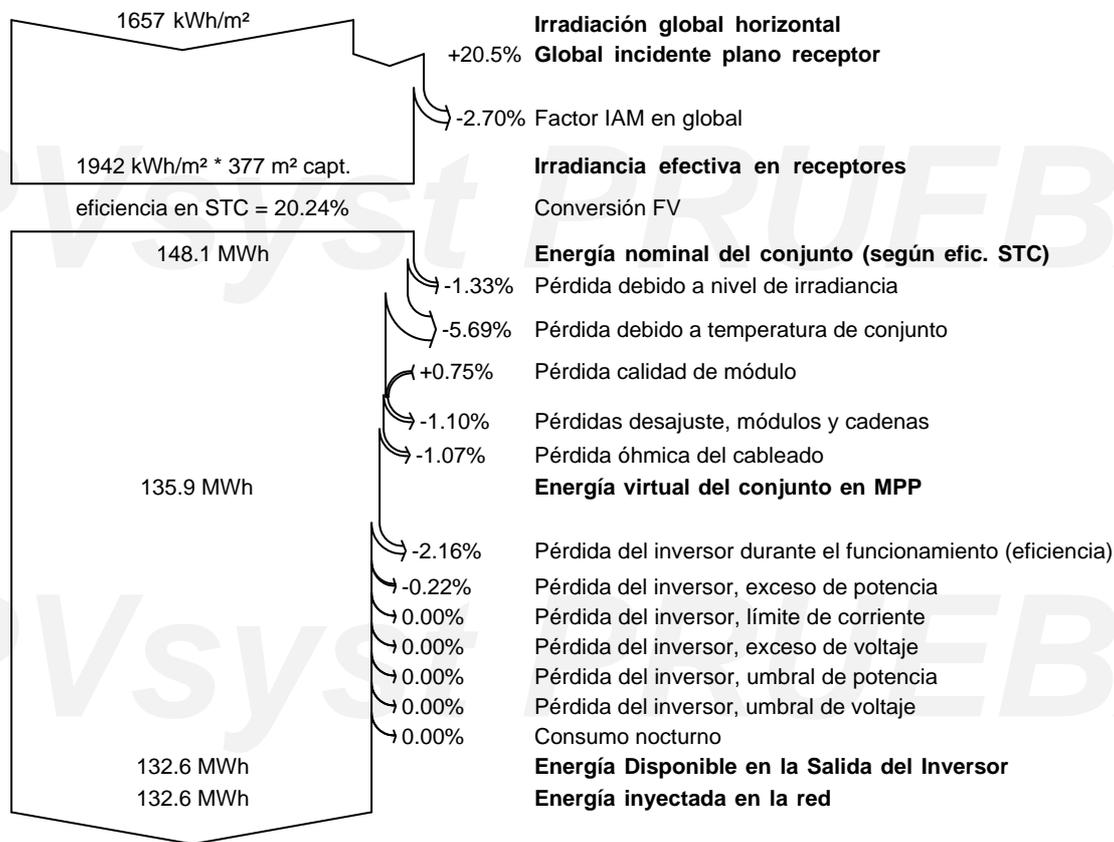
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Estudio Fotovoltáico SENSO FAR

Variante de simulación : SENSO FAR_GW60 KN-MT

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	400M	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	190	Pnom total 76.0 kWp
Inversor	Modelo	GW60KN-MT	Pnom 60.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
Emplazamiento: Dirección: Parc Audiovisual de Catalunya Ctra, BV-1274, Km 1, 082

Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : Estudio Fotovoltaico SENSO FAR

Variante de simulación : SENSO FAR_GW60 KN-MT

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	400M	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	190	Pnom total 76.0 kWp
Inversor	Modelo	GW60KN-MT	Pnom 60.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

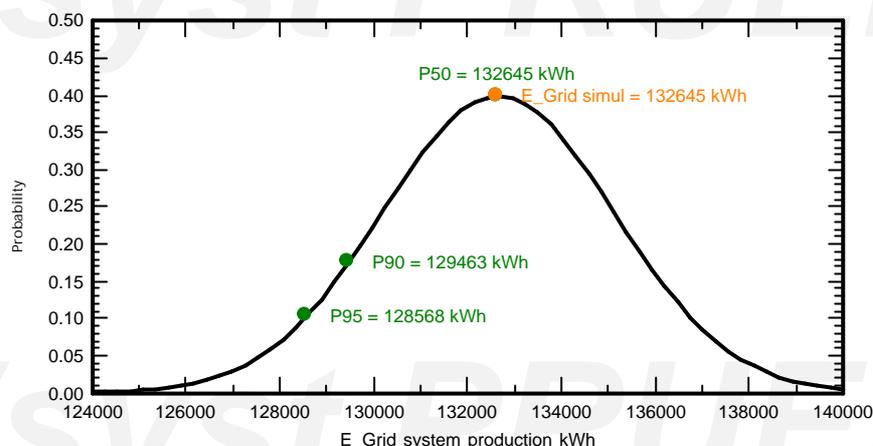
Origen de los datos meteorológicos	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100%
Datos meteorológicos	Tipo No definido Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio 3 %
Variabilidad de un año al otro	Varianza 0.5 %

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %	
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %	
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %	
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %	
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 %	(suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	2.5 MWh
	P50	132.6 MWh
	P90	129.5 MWh
	P95	128.6 MWh

Probability distribution



Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
 Emplazamiento: Dirección: Parc Audiovisual de Catalunya Ctra, BV-1274, Km 1, 082

Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : Estudio Fotovoltaico SENSO FAR

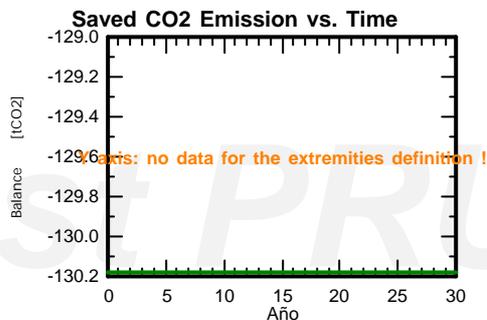
Variante de simulación : SENSO FAR_GW60 KN-MT

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	400M	Pnom	400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	190	Pnom total	76.0 kWp
Inversor	Modelo	GW60KN-MT	Pnom	60.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Produced Emissions	Total:	130.18 tCO2
	Source:	Detailed calculation from table below
Replaced Emissions	Total:	0.0 tCO2
	System production:	132.64 MWh/año
		Lifetime: 30 years
		Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	0 gCO2/kWh
	Source:	Custom value supplied by User
CO2 Emission Balance	Total:	-130.2 tCO2

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.01 kgCO2/kg
Quantity	76.0 kWp	1900 kg
Subtotal [kgCO2]	130167	12.7



Estudio fotovoltaico en SENSO FAR Group
Optimización de la tensión de los PV strings

**PV array used at Fixed voltage :
Optimization of the operating voltage**

Gives the average array power when used at a given fixed voltage, calculated hour by hour over the year, summer or winter, using the following meteo file:

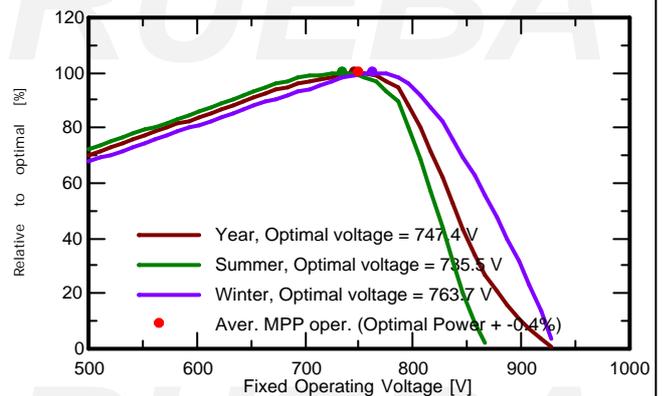
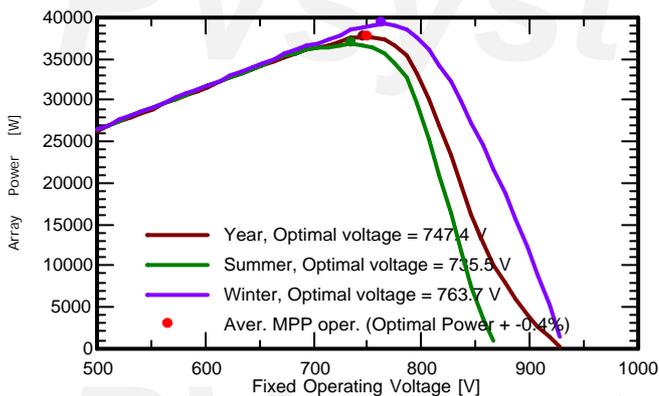
Matadepera;Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100%;Sintético at Matadepera (Espana)

with plane orientation of tilt = 38.0°, and azimuth = 0.0°

and an array of 10 strings of 19 units of the following PV module:

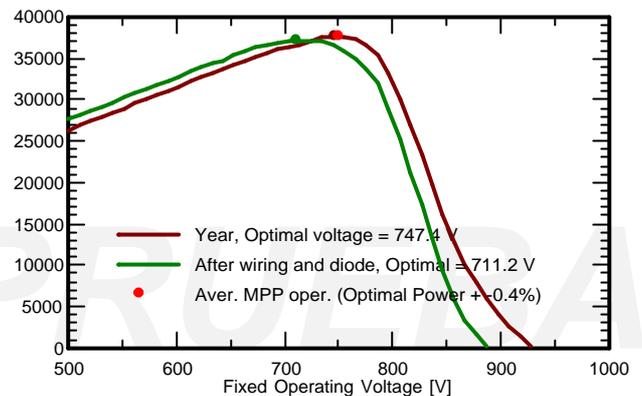
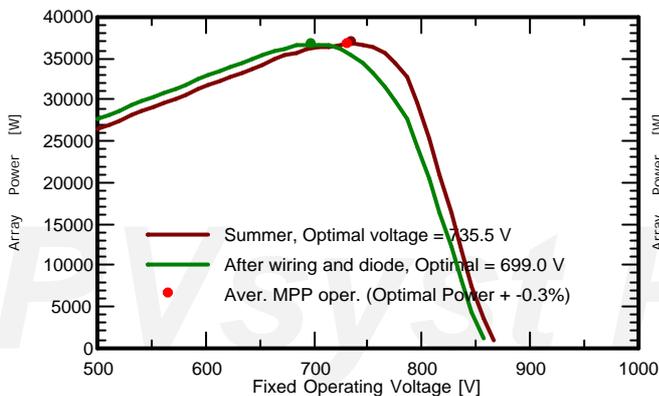
400M from ERA SOLAR

Array performance according to seasons



User operating voltage after wiring resistance

(Circuit 20 meter of wire 2.5 mm², i.e. 150 mOhm)





Disseny D'una Planta Fotovoltaica D'autoconsum

Document:

ANNEX 1. DATASHEETS COMPONENTS

Autor:

Daniel Noguera Romero

Director /Co-director:

Álvaro Luna Alloza / Pedro Rodríguez Cortes

Titulació:

Grau en enginyeria Elèctrica

Convocatòria:

Pròrroga, 2021

TREBALL FINAL D'ESTUDIS

ESPSC

Monocrystalline Solar Module

Q High-quality
With 72 cells and 5 bypass diodes in power classes from 380 to 400 Wp for grid connected systems.

\$ Reliable
The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.

kg Solid
An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.

Wp Performance guarantee
ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

+ WATTS POSITIVE TOLERANCE

10 YEARS PRODUCT WARRANTY

10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%

25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%



ESPSC

Monocrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1979 x 1002 x 40mm
Weight	22.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono PERC (158.75 x 158.75 mm)
Cell Embedding	EVA
Back-Foil	FEVE / PET / FEVE
Junction Box	TÜV certified
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm or Customized Length
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa(IEC61215),40mm

Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%

Packaging Configuration
(Two pallets = One stack)
27pcs/pallet, 54pcs/stack,
594pcs/40'HQ Container

CHARACTERISTICS

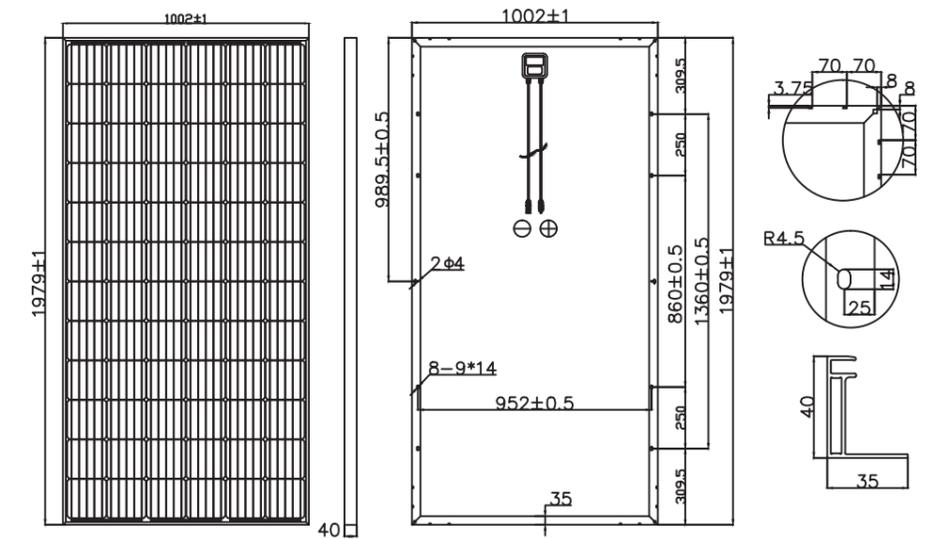
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I _{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V _{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P _{mpp}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

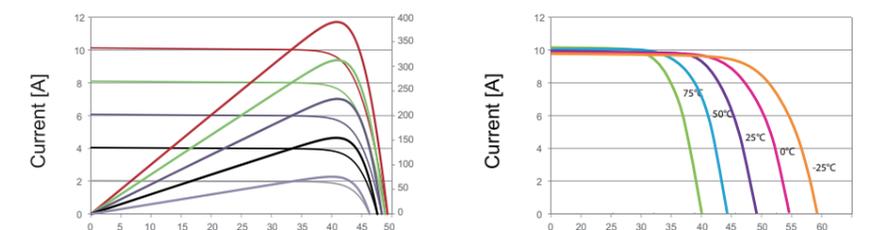
IEC 61215 edition 2 (TÜV Nord)
(TÜV Rheinland)
IEC 61730 MCS INMETRO
CE CEC SALT-MIST
UL1703 CSA
PID Resistant

INSURANCE

Chubb



CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures of 25°C and variable levels of irradiance

Module characteristics at variable module temperatures and constant module irradiance of 1.000 W/m²

ESPSC TYPE	380M	385M	390M	395M	400M
Power Class	380Wp	385Wp	390Wp	395Wp	400Wp
Max. Power Voltage (V _{mpp})* at STC**	40.5V	40.8V	41.1V	41.4V	41.7V
Max. Power Current (I _{mpp}) at STC	9.39A	9.44A	9.49A	9.55A	9.60A
Open Circuit Voltage (V _{oc}) at STC	48.9V	49.1V	49.3V	49.5V	49.8V
Short Circuit Current (I _{sc}) at STC	9.75A	9.92A	10.12A	10.23A	10.36A
Module Efficiency	19.16%	19.42%	19.67%	19.92%	20.17%

* MPP: Maximum Power Point

** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5

*** Normal Operating Cell Temperature





GOODWE
YOUR SOLAR ENGINE

COMERCIAL, INDUSTRIAL Y PLANTAS SOLARES

SOLUCIONES PARA
SISTEMAS SOLARES

www.goodwe.com



**50% de
sobredimensionamiento
de entrada en CD**



**15% de sobrecarga de
salida en CA**



**Máx. eficiencia de
99%**



**Interrupción de circuito de
fallo de arco**



**Segunda
generación de
comunicación por
línea eléctrica
(PLC)**



**Monitorización a
nivel de cadena**



Serie SDT G2
2 MPPT, Trifásico

Serie SMT
3 MPPT, Trifásico

Serie MT
4 MPPT, Trifásico

Serie HT
12 MPPT, Trifásico

Ficha técnica de Serie MT



Ficha técnica

GW50KN-MT GW60KN-MT GW50KBF-MT GW60KBF-MT GW75KBF-MT GW80KBF-MT

Entrada de CC

Máx. Potencia (W)	65000	80000	65000	80000	97500	104000
Tensión máx. de entrada CD (V)	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Rango de tensión MPPT (V)	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000
Tensión de arranque (V)	200	200	200	200	200	200
Tensión Mínima de alimentación (V)	210	210	210	210	210	210
Tensión nominal entrada CD (V)	620	620	620	620	750	800
Max. Corriente de entrada por MPPT (A)	33/33/22/22	33	30	44	44	39
Max. Corriente de cortocircuito por MPPT (A)	41.5/41.5/27.5/27.5	41.5	37.5	55	55	54.8
No. de rastreadores MPPT	4	4	4	4	4	4
No. de cadenas de entrada por rastreador	3/3/2/2	3	2	3	3	3

Datos de salida CA

Potencia nominal de salida (W)	50000	60000	50000	60000	75000	80000
Max. Potencia activa CA (cosφ=1)	55000;57500 @415Vac*1	66000;69000 @415Vac*1	55000;57500 @415Vac*1	66000;69000 @415Vac*1	82500*1	88000*1
Potencia máx. aparente de salida (VA)	55000;57500 @415Vac*2	66000;69000 @415Vac*2	55000;57500 @415Vac*2	66000;69000 @415Vac*2	82500*2	88000*2
Tensión nominal de salida (V)	400, predeterminado 3L + N + PE, 3L + PE opcional en la configuración				500, 3L/PE	540, 3L/PE
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máx. de salida (A)	80	96	80	96	95.3	94.1
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)					
THDi de salida (salida nominal)	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%

Eficiencia

Eficiencia máx.	98.7%	98.8%	98.8%	98.8%	99.0%	99.0%
Euro eficiencia	98.3%	98.5%	98.3%	98.3%	98.4%	98.4%

Protección

Monitorización de Corriente de Cadena FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección anti-isla	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de polaridad inversa de entrada	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitorización de aislamiento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Fusible CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Función Anti-PID para Módulo	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Protección contra sobretensiones CC	Integrado (Tipo II)					
Protección contra sobretensiones CA	Integrado (Tipo II)					
Unidad de Monitorización de Corriente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobretensión de corriente CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección contra cortocircuitos de CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobretensión CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitorización de humedad	-	-	-	NA	NA	NA

Datos generales

Rango de temperatura ambiente (°C)	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60
Humedad relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitud operativa (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Enfriamiento	Enfriamiento por ventilador					
Display	LCD ó WiFi+APP			LED, WiFi+APP		
Comunicación	RS485 ó WiFi ó PLC					
Peso (kg)	59	64	60	65	65	65
Tamaño (ancho*alto*largo mm)	586*788*264	586*788*264	586*788*264	586*788*267	586*788*267	586*788*267
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Autoconsumo nocturno (W)	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Topología	Sin transformador					

*1: Para Bélgica Máx. Potencia de salida (W): GW50KN-MT es 50000; GW60KN-MT es 60000; GW50KBF-MT es 50000; GW60KBF-MT es 60000; GW75KBF-MT es 75000; GW80KBF-MT es 80000.

*2: Para Bélgica Máx. Potencia aparente de salida (VA): GW50KN-MT es 50000; GW60KN-MT es 60000; GW50KBF-MT es 50000; GW60KBF-MT es 60000; GW75KBF-MT es 75000; GW80KBF-MT es 80000.

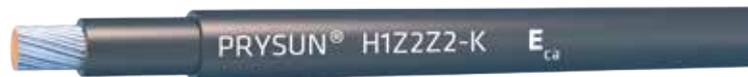
*: Visite el sitio web de GoodWe para obtener la última versión de los certificados.

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS
HALOGEN FREE
IEC 62821-1 Anexo B
EN 50525-1 Anexo B



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1009483



MÁXIMA RESISTENCIA AL AGUA (AD7)



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA AL OZONO



RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90°C (120°C, 20 000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403 ; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	(AD7) Inmersión
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad según IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 según IEC60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Eca**. 8secciones desde 1x4 a 1x25.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

PRYSUN

H1ZZZ2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930

Designación genérica: H1ZZZ2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20 000 h)
Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

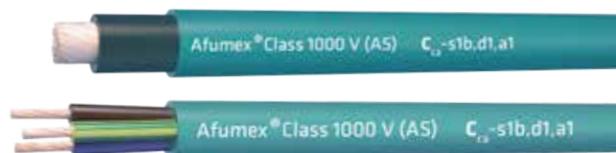
(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070 C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50399
 EN 60332-3-24
 IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-2
 EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 NFC 20454
 DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN DE HUMOS
 EN 50399



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR
 EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS
 EN 50399



MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.



LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Caja de conexión de generadores - SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000SE - 1016812

Tenga en cuenta que los datos indicados aquí proceden del catálogo en línea. Los datos completos se encuentran en la documentación del usuario. Son válidas las condiciones generales de uso de las descargas por Internet. (<http://phoenixcontact.es/download>)



Caja de conexión de generadores para instalaciones fotovoltaicas hasta 1000 V DC para la conexión de 2x 2 strings. Con protección contra sobretensiones y conexión push-in para el lado de entrada y salida.

Descripción del artículo

Las cajas de conexión de generadores (CCG) Solarline se utilizan en instalaciones de techo pequeñas igual que en instalaciones al aire libre grandes. Sus funciones incluyen la agrupación y la protección de strings así como dado el caso la separación de los módulos del sistema restante mediante un interruptor para el cuerpo de bomberos o un interruptor-seccionador.

Sus ventajas

- ✓ Instalación y puesta en marcha rápidas
- ✓ Amplia gama de cajas de conexión de generadores en existencias
- ✓ Asesoramiento orientado a la aplicación
- ✓ Combinación de equipos de conmutación adecuada a la norma gracias a la aplicación de la norma DIN EN 61439



Datos mercantiles

Unidad de embalaje	1 pcs
EAN	 4 055626 499154
EAN	4055626499154
Peso por unidad (sin incluir el embalaje)	2.244,900 g
Número de tarifa arancelaria	85363030
Clave de venta	DTHAAA

Datos técnicos

Parámetros del sistema

Tensión en vacío (U_{OC})	máx. 1100 V DC
Tensión MPP (U_n)	máx. 1000 V DC
Número de entradas de string	2 (Por MPP Tracker)
Corriente por cada string (máx.)	20 A ($I_{máx}$)

Caja de conexión de generadores - SOL-SC-2ST-0-DC-2MPPT-1000SE - 1016812

Datos técnicos

Parámetros del sistema

Número de salidas	1 (Por MPP Tracker)
Número de rastreadores MPP soportados	2

Dispositivos de protección

Equipo de protección contra sobretensiones	T1 / T2
Nivel de protección U_p	$\leq 3,5$ kV
Corriente transitoria total I_{total} (8/20) μ s	40 kA
Corriente transitoria total I_{total} (10/350) μ s	5 kA

Entrada de cables

Tipo de entrada de cables	Prensaestopas
Sección de línea, entrada de string	2,5 mm ² ... 6 mm ²
Zona estanca, entrada de string	3 mm ... 6,5 mm
Sección de línea, salida	2,5 mm ² ... 6 mm ²
Zona estanca, salida	3 mm ... 6,5 mm
Sección de línea, puesta a tierra	16 mm ² (2 x)
Zona estanca, puesta a tierra	6 mm ... 12 mm

Datos generales

Material tapa/puerta	Policarbonato (transparente)
Material carcasa	Policarbonato
Peso	2244,9 g
Índice de protección	IP65
Clase de protección	II

Dimensiones

Dimensión exterior Anchura, Altura, Profundidad	254 mm x 180 mm x 111 mm (Dimensiones de la carcasa)
---	--

Condiciones ambientales

Temperatura ambiente (servicio)	-20 °C ... 55 °C
---------------------------------	------------------

Caja de conexión de generadores - SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE - 1042281

Tenga en cuenta que los datos indicados aquí proceden del catálogo en línea. Los datos completos se encuentran en la documentación del usuario. Son válidas las condiciones generales de uso de las descargas por Internet. (<http://phoenixcontact.es/download>)



Caja de conexión de generadores para instalaciones fotovoltaicas hasta 1000 V DC para la conexión de 2x 3 strings. Con protección contra sobretensiones y conector DC SUNCLIX para el lado de entrada y salida.

Descripción del artículo

Las cajas de conexión de generadores (CCG) Solarline se utilizan en instalaciones de techo pequeñas igual que en instalaciones al aire libre grandes. Sus funciones incluyen la agrupación y la protección de strings así como dado el caso la separación de los módulos del sistema restante mediante un interruptor para el cuerpo de bomberos o un interruptor-seccionador.

Sus ventajas

- ✓ Instalación y puesta en marcha rápidas
- ✓ Amplia gama de cajas de conexión de generadores en existencias
- ✓ Asesoramiento orientado a la aplicación
- ✓ Combinación de equipos de conmutación adecuada a la norma gracias a la aplicación de la norma DIN EN 61439



Datos mercantiles

Unidad de embalaje	1 pcs
EAN	 4 055626 601304
EAN	4055626601304
Peso por unidad (sin incluir el embalaje)	3.495,000 g
Número de tarifa arancelaria	85363030
Clave de venta	DTHAAA

Datos técnicos

Parámetros del sistema

Tensión en vacío (U_{OC})	máx. 1100 V DC
Tensión MPP (U_n)	máx. 1000 V DC
Número de entradas de string	3 (Por MPP Tracker)
Corriente por cada string (máx.)	12 A ($I_{máx}$)

Caja de conexión de generadores - SOL-SC-3ST-0-DC-2MPPT-1011SE - 1042281

Datos técnicos

Parámetros del sistema

Número de salidas	1 (Por MPP Tracker)
Número de rastreadores MPP soportados	2

Dispositivos de protección

Fusible de string	Midget / 10,3 x 38 (12 A incluido en el volumen de suministro)
Equipo de protección contra sobretensiones	T1 / T2
Nivel de protección U_p	$\leq 3,5$ kV
Corriente transitoria total I_{total} (8/20) μs	40 kA
Corriente transitoria total I_{total} (10/350) μs	5 kA

Entrada de cables

Tipo de entrada de cables	SUNCLIX
Sección de línea, entrada de string	2,5 mm ² ... 6 mm ²
Sección de línea, salida	6 mm ² ... 16 mm ²
Sección de línea, puesta a tierra	16 mm ² (2 x)
Zona estanca, puesta a tierra	6 mm ... 12 mm

Datos generales

Material tapa/puerta	Policarbonato (transparente)
Material carcasa	Policarbonato
Peso	3495 g
Índice de protección	IP65
Clase de protección	II

Dimensiones

Dimensión exterior Anchura, Altura, Profundidad	361 mm x 254 mm x 111 mm (Dimensiones de la carcasa)
---	--

Condiciones ambientales

Temperatura ambiente (servicio)	-20 °C ... 55 °C
---------------------------------	------------------

Cartuchos fusible fotovoltaicos de 14 x 65 mm, de 15 a 32 A, 1300/1500 V CC, serie PV-A14L

Descripción

Una gama de cartuchos fusible de 14 x 65 mm diseñados específicamente para la protección y el aislamiento de cadenas fotovoltaicas. Estos cartuchos fusibles pueden interrumpir las sobrecorrientes bajas asociadas con sistemas fotovoltaicos en fallo (corriente inversa, fallo de multimatriz).



Símbolo del catálogo

Cilíndrico
PV-(régimen de amperios)
A14LF

Cilíndrico con etiquetas
PV-(régimen de amperios)
A14L-T

Cilíndrico con fijaciones de 10 mm: PV-(régimen de amperios)A14LF10F

Datos técnicos

Tensión	1300 V CC IEC/UL (25 y 32 A) 1500 V CC IEC/UL (15 y 20 A)
Corriente	15-32 A
Capacidad de corte nominal	10 kA
Régimen de interrupción mín.	2 x I _n
Coordinación de fusible fotovoltaico con	Celdas de película fina y celdas de silicón cristalina de 4", 5" y 6"
Constante de tiempo	1-3 ms

Accesorios

Clips de fusible: 5592-01 para -LF
5960-07/5960-09 para -10F

Clase de funcionamiento

gPV

Tamaño del fusible

14 x 65 mm

Normas / Aprobaciones

IEC 60269-6, UL 2579

(Número de referencia
E335324)

Compatible con RoHS,
CCC pendiente

Envasado

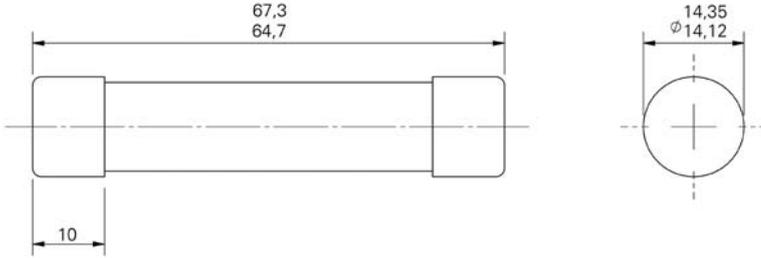
CMP: 10

Embalaje 100% reciclable.

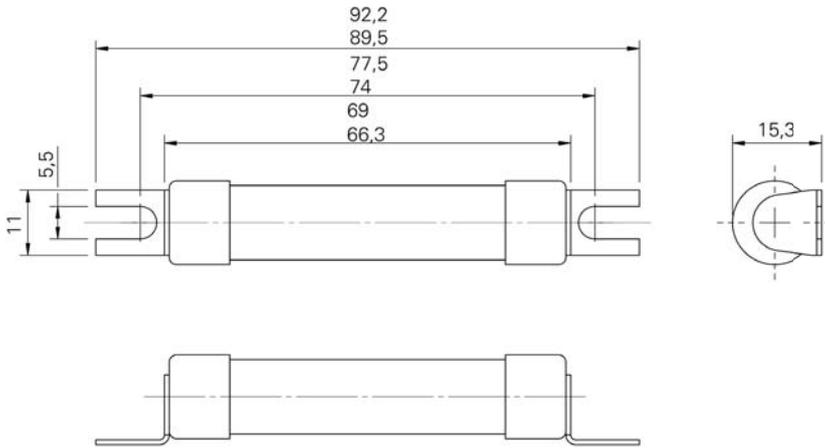
Número de referencia					Integrales de energía I ² t (A ² s)		Pérdida de vatios (W)	
Cilíndrico	Cilíndrico con etiquetas	Cilíndrico con fijaciones de 10 mm	Corriente (A)	Tensión (V CC)	Prearco	Total en la tensión nominal	0,8 I _n	I _n
PV-15A14LF	PV-15A14L-T	PV-15A14LF10F	15	1500	14	160	3,2	5,8
PV-20A14LF	PV-20A14L-T	PV-20A14LF10F	20		34	400	3,6	6,5
PV-25A14LF	PV-25A14L-T	PV-25A14LF10F	25	1300	65	550	4,1	7,5
PV-32A14LF	PV-32A14L-T	PV-32A14LF10F	32		105	900	5,7	10,4

Cartuchos fusible fotovoltaicos de 14 x 65 mm, de 15 a 32 A, 1300/1500 V CC, serie PV-A14L

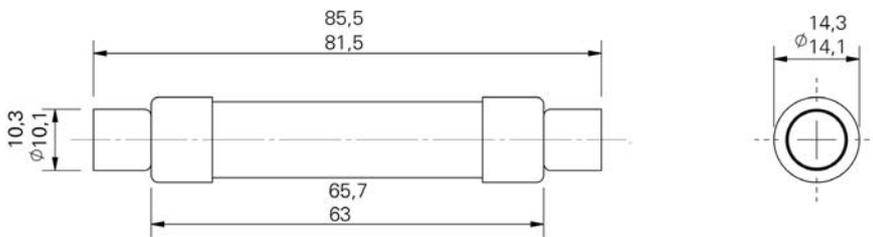
Dimensiones (mm)



Fotovoltaico cilíndrico (régimen de amperios) A14LF



Fotovoltaico cilíndrico con etiquetas (régimen de amperios) A14L-T



Fotovoltaico cilíndrico con fijaciones de 10 mm (régimen de amperios) A14LF10F

Protectores fotovoltaicos Tipo 2

PSM 40 PV

PSM 40 PV es la gama de dispositivos Tipo 2/Clase II para proteger contra sobretensiones transitorias inducidas (8/20 μ s) para instalaciones fotovoltaicas, según normas EN 50539-11 e IEC 61643-31. Producto certificado UL 1449 4th Ed.

Cirprotec utiliza el sistema de desconexión dinámica térmica optimizado para tensiones en DC con alto poder de corte. De esta forma no se requiere instalar un fusible previo de back up para interrumpir las corrientes de cortocircuito típicas de cualquier instalación fotovoltaica.

Estos dispositivos de protección contra sobretensiones son adecuados para todas las aplicaciones fotovoltaicas: plantas y huertas solares, cubiertas y autoconsumo (off-grid).

ESPECIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS

- Corriente máxima de descarga (8/20 μ s): 40 kA
- Corriente nominal de descarga (8/20 μ s): 20 kA
- Ucpv: 65, 80, 660, 1060 Vdc y 1500 Vdc
- Iscpv: 10 kA (EN 50539-11), sin necesidad de fusible previo
- SCCR: 50 kA, 100 kA (UL 1449 4th Ed)
- Formato enchufable carril DIN
- Indicación remota y visual del estado de vida del protector
- Chasis reversible para permitir la entrada de cables desde arriba o abajo
- Cartuchos codificados mecánicamente para evitar errores de sustitución

Imax **40 kA**

TECH INFO
 cirprotec.com/PSM-PV

Sin necesidad de fusible previo

Normativa

- EN 50539-11
- UL 1449 4th Ed., File No. E468946
- CE

IEC c

Vea el video en www.youtube.com/cptcirprotec



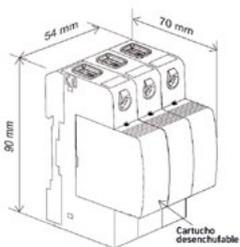
REFERENCIAS

CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración								Cartucho
		RED	Esquema eléctrico	Ucpv [Vdc]	Iscpv [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20) [kA]	U _{p@I_n} (8/20) [kV]	IR	L
77707850	PSM3-40/600 PV	"Y" PV	A	660	10	40	20	≤2,6		C40
77707851	PSM3-40/600 PV IR	"Y" PV	A	660	10	40	20	≤2,6	✓	C40
77707852	PSM3-40/1000 PV	"Y" PV	A	1060	10	40	20	≤4		C41
77707853	PSM3-40/1000 PV IR	"Y" PV	A	1060	10	40	20	≤4	✓	C41
77707840	PSM3-40/1500 PV	"Y" PV	A	1500	10	40	15	≤5		C42
77707841	PSM3-40/1500 PV IR	"Y" PV	A	1500	10	40	15	≤5	✓	C42

Observación: ver también la página 27 «2 polos» para aplicaciones de CC de autoconsumo «off-grid» (muy baja tensión). Consultémos para otras tensiones.

DIMENSIONES ESQUEMA ELÉCTRICO

3 módulos



A Y PV

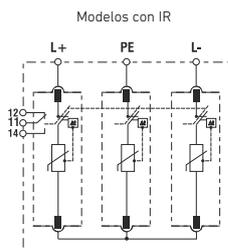
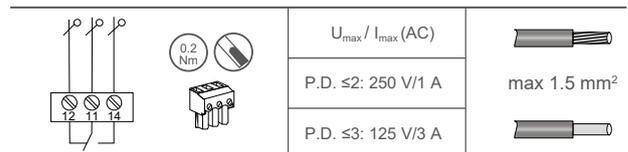


DIAGRAMA MICRORRUPTOR (IR)



Cartuchos de recambio

CÓDIGO	REFERENCIA	RED	Ucpv [Vdc]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20)	U _{p@I_n} (8/20) [kV]	Cartucho
77707656	PSM-40/600 PV	PV	330	40	20	≤1,3	C40
77707657	PSM-40/1000 PV	PV	530	40	20	≤2	C41
77707683	PSM-40/1500 PV	PV	750	40	15	≤2,5	C42

Protectores Tipo 1+2

PSC 12,5

PSC 12,5 es la gama de dispositivos combinados Tipo 1+2/Clase I+II para descargar corrientes tipo rayo (10/350 μ s) y proteger contra sobretensiones transitorias inducidas (8/20 μ s), según norma IEC/EN 61643-11.

Adecuados como primer escalón de protección en cuadros de alimentación y en zonas de mayor exposición atmosférica, donde las instalaciones suelen estar provistas de un sistema externo de protección contra el impacto directo del rayo.

ESPECIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS

- Corriente de impulso de rayo (10/350 μ s): 12,5 kA por fase
- Corriente máxima de descarga (8/20 μ s): 65 kA por fase
- Corriente nominal de descarga (8/20 μ s): 20 kA por fase
- Redes TNS, TNC, TT y IT
- U_n (L-N/L-L): 60 V, 120/208 V, 230/400 V, 277/480 V y 400/690 V
- Formato desenchufable para carril DIN
- Indicación remota y visual del estado de vida del protector
- Chasis reversible para permitir la entrada de cables desde arriba o abajo
- Cartuchos codificados mecánicamente para evitar errores de sustitución

limp

12,5 kA

TECH INFO

cirprotec.com/PSC

Normativa

- IEC/EN 61643-11
- CE

DIMENSIONES

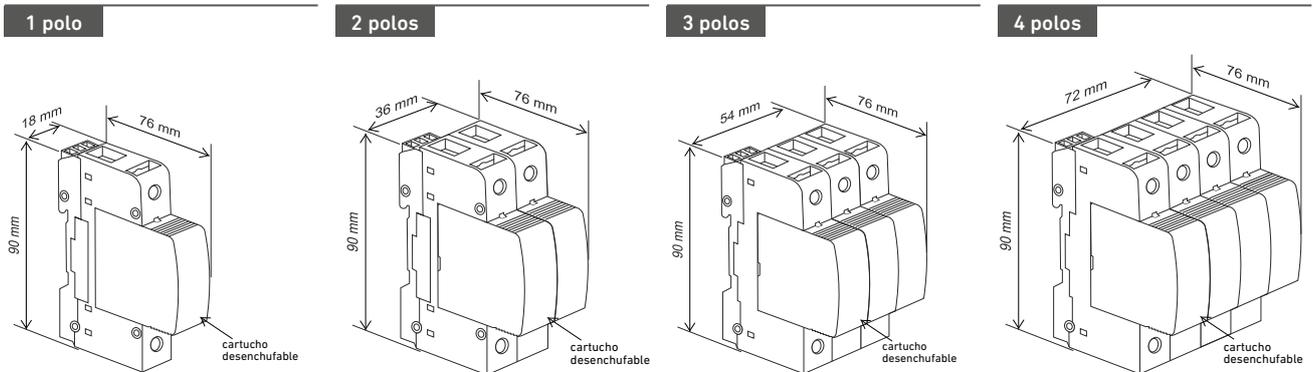
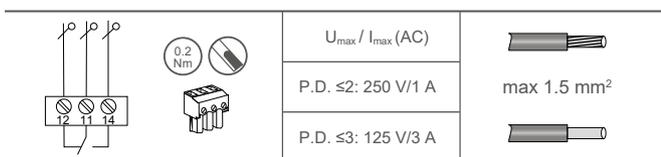


DIAGRAMA MICRORRUPTOR (IR)



Protectores Tipo 1+2 | PSC 12,5

REFERENCIAS

1 polo

CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración								Cartuchos		
		RED	Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	Iimp (10/350) [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	IR	L	N
77738100	PSC1-12,5/120	L-N (1Ph)	A	120	150	12,5	65	20	≤1		C02	-
77738101	PSC1-12,5/120 IR	L-N (1Ph)	A	120	150	12,5	65	20	≤1	√	C02	-
77738105	PSC1-12,5/230	L-N (1Ph)	A	230	275	12,5	65	20	≤1,3		C03	-
77738106	PSC1-12,5/230 IR	L-N (1Ph)	A	230	275	12,5	65	20	≤1,3	√	C03	-
77738112	PSC1-12,5/277	L-N (1Ph)	A	277	320	12,5	65	20	≤1,4		C04	-
77738113	PSC1-12,5/277 IR	L-N (1Ph)	A	277	320	12,5	65	20	≤1,4	√	C04	-
77738110	PSC1-12,5/400	L-N (1Ph)	A	400	440	12,5	65	20	≤1,8		C05	-
77738111	PSC1-12,5/400 IR	L-N (1Ph)	A	400	440	12,5	65	20	≤1,8	√	C05	-
77738180	PSC1-25N	N-PE (N)	B	Neutro	255	25	65	25	≤1,5		-	C06
77738182	PSC1-50N	N-PE (N)	B	Neutro	255	50	65	50	≤1,5		-	C07

2 polos

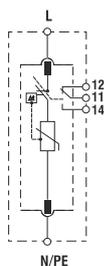
CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración								Cartuchos		
		RED	Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	Iimp (10/350) [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	I _n (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	IR	L	N
77738094	PSC2-12,5/60 ELV	TNS (1Ph+N); PV	C	60/-	75; 80 Ucpv	12,5	65	20	≤0,65		C01	
77738095	PSC2-12,5/60 ELV IR	TNS (1Ph+N); PV	C	60/-	75; 80 Ucpv	12,5	65	20	≤0,65	√	C01	
77738200	PSC2-12,5/120 TT	TT (1Ph+N)	D	120/-	150	12,5 (L-N) 25 (N-PE)	65	20	≤1 (L-N) ≤1,5 (N-PE)		C02	C06
77738201	PSC2-12,5/120 TT IR	TT (1Ph+N)	D	120/-	150	12,5 (L-N) 25 (N-PE)	65	20	≤1 (L-N) ≤1,5 (N-PE)	√	C02	C06
77738205	PSC2-12,5/230 TT	TT (1Ph+N)	D	230/-	275	12,5 (L-N) 25 (N-PE)	65	20	≤1,3 (L-N) ≤1,5 (N-PE)		C03	C06
77738206	PSC2-12,5/230 TT IR	TT (1Ph+N)	D	230/-	275	12,5 (L-N) 25 (N-PE)	65	20	≤1,3 (L-N) ≤1,5 (N-PE)	√	C03	C06
77738250	PSC2-12,5/120 TNS	TNS (1Ph+N)	F	120/-	150	12,5	65	20	≤1		C02	-
77738251	PSC2-12,5/120 TNS IR	TNS (1Ph+N)	F	120/-	150	12,5	65	20	≤1	√	C02	-
77738255	PSC2-12,5/230 TNS	TNS (1Ph+N)	F	230/-	275	12,5	65	20	≤1,3		C03	-
77738256	PSC2-12,5/230 TNS IR	TNS (1Ph+N)	F	230/-	275	12,5	65	20	≤1,3	√	C03	-
77738257	PSC2-12,5/277 TNS	TNS (1Ph+N)	F	277/-	320	12,5	65	20	≤1,4		C04	-
77738258	PSC2-12,5/277 TNS IR	TNS (1Ph+N)	F	277/-	320	12,5	65	20	≤1,4	√	C04	-

ELV Muy baja tensión, también para su uso en aplicaciones fotovoltaicas CC de autoconsumo / off grid.

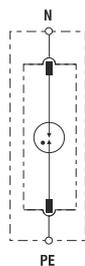
ESQUEMAS ELÉCTRICOS

A L-N

Modelos con IR

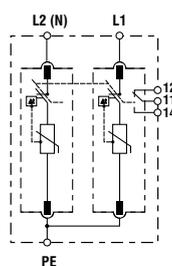


B N-PE



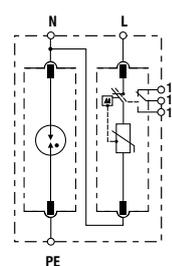
C TNS (2+0)

Modelos con IR



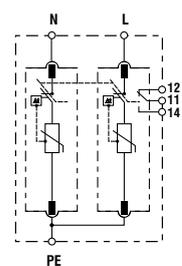
D TT (1+1)

Modelos con IR



F TNS (2+0)

Modelos con IR



Protectores Tipo 1+2 | PSC 12,5

3 polos

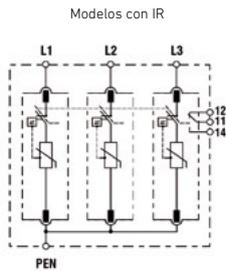
CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración									Cartuchos	
		RED	Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	Iimp (10/350) [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	In (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	IR	L	N
77738320	PSC3-12,5/230 TNC	TNC (3Ph)	H	-/208	150	12,5	65	20	≤1		C02	-
77738321	PSC3-12,5/230 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/208	150	12,5	65	20	≤1	√	C02	-
77738325	PSC3-12,5/400 TNC	TNC (3Ph)	H	-/400	275	12,5	65	20	≤1,3		C03	-
77738326	PSC3-12,5/400 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/400	275	12,5	65	20	≤1,3	√	C03	-
77738329	PSC3-12,5/480 TNC	TNC (3Ph)	H	-/480	320	12,5	65	20	≤1,4		C04	-
77738330	PSC3-12,5/480 TNC IR	TNC (3Ph)	H	-/480	320	12,5	65	20	≤1,4	√	C04	-

4 polos

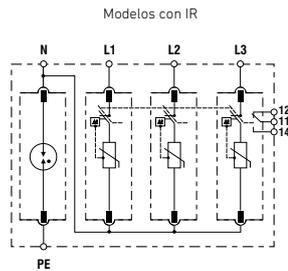
CÓDIGO	REFERENCIA	Configuración									Cartuchos	
		RED	Esquema eléctrico	Un [V]	Uc [V]	Iimp (10/350) [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	In (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	IR	L	N
77738400	PSC4-12,5/230 TT	TT (3Ph+N)	J	120/208	150	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1 (L-N) ≤1,5 (N-PE)		C02	C07
77738401	PSC4-12,5/230 TT IR	TT (3Ph+N)	J	120/208	150	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1 (L-N) ≤1,5 (N-PE)	√	C02	C07
77738405	PSC4-12,5/400 TT	TT (3Ph+N)	J	230/400	275	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1,3 (L-N) ≤1,5 (N-PE)		C03	C07
77738406	PSC4-12,5/400 TT IR	TT (3Ph+N)	J	230/400	275	12,5 (L-N) 50 (N-PE)	65	20	≤1,3 (L-N) ≤1,5 (N-PE)	√	C03	C07
77738450	PSC4-12,5/230 TNS	TNS (3Ph+N)	L	120/208	150	12,5	65	20	≤1		C02	-
77738451	PSC4-12,5/230 TNS IR	TNS (3Ph+N)	L	120/208	150	12,5	65	20	≤1	√	C02	-
77738455	PSC4-12,5/400 TNS	TNS (3Ph+N)	L	230/400	275	12,5	65	20	≤1,3		C03	-
77738456	PSC4-12,5/400 TNS IR	TNS (3Ph+N)	L	230/400	275	12,5	65	20	≤1,3	√	C03	-
77738457	PSC4-12,5/480 TNS	TNS (3Ph+N)	L	277/480	320	12,5	65	20	≤1,4		C04	-
77738458	PSC4-12,5/480 TNS IR	TNS (3Ph+N)	L	277/480	320	12,5	65	20	≤1,4	√	C04	-

ESQUEMAS ELÉCTRICOS

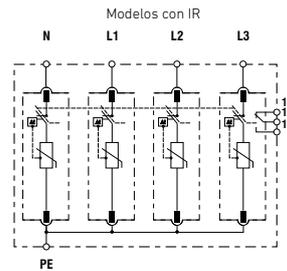
H TNC (3+0)



J TT (3+1)



L TNS (4+0)



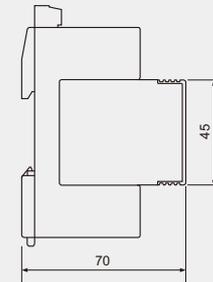
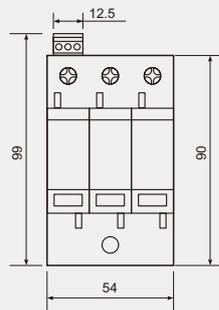
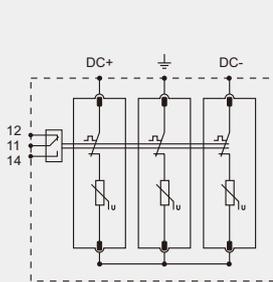
Consultar con Cirportec para modelos específicos para redes IT aisladas.

Cartuchos de recambio

CÓDIGO	REFERENCIA	RED	Un [V]	Uc [V]	Iimp (10/350) [kA]	I _{max} (8/20) [kA]	In (8/20) [kA]	Up@In (8/20) [kV]	Cartucho
77738606	PSC-12,5/60	L-N	60	75	12,5	65	20	≤0,65	C01
77738600	PSC-12,5/120	L-N	120	150	12,5	65	20	≤1	C02
77738601	PSC-12,5/230	L-N	230	275	12,5	65	20	≤1,3	C03
77738603	PSC-12,5/277	L-N	277	320	12,5	65	20	≤1,4	C04
77738602	PSC-12,5/400	L-N	400	440	12,5	65	20	≤1,8	C05
77738613	PSC-25N	N-PE	Neutro	255	25	65	25	≤1,5	C06
77738614	PSC-50N	N-PE	Neutro	255	50	65	50	≤1,5	C07

BRPV3

Type 2 DC Surge Arrester for PV



3 Mod		BRPV3 600	BRPV3 1000	BRPV3 1500
SPD classification according to EN61643-11		Type 2	Type 2	Type 2
SPD classification according to EN50539-11		Class II	Class II	Class II
Max. continuous operating dc voltage	U _{cpv}	600V	1000V	1500V
Nominal discharge current (8/20 μs)	I _n	20kA	20kA	20kA
Max. discharge current (8/20 μs)	I _{max}	40kA	40kA	40kA
Voltage protection level [(DC+/DC-)→PE]	U _p	≤ 2.6kV	≤ 4.0kV	≤ 5.2kV
Response time	t _A	≤ 25ns	≤ 25ns	≤ 25ns
Operating temperature range	T _u	-40°C -80°C	-40°C -80°C	-40°C -80°C
Operating state/fault indication		green/red	green/red	green/red
Cross-section area (Min.)		4mm ²	4mm ²	4mm ²
Cross-section area (Max.)		35mm ²	35mm ²	35mm ²
For mounting on		35mm Din rail	35mm Din rail	35mm Din rail
Enclosure material		Thermalplastic UL94-V0		
Degree of protection		IP20	IP20	IP20
Order Code		B8009	B8010	B8018
Order code (With remote signal)		B8011	B8012	B8019

Hoja de características del producto

Características

A9N18372

Magnetotérmico, Acti9 C120N, 4P, 80 A, C curva, 10000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	80 A en 30 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 500 V corriente continua acorde a Icu
Poder de seccionamiento	Sí acorde a En > 50 A

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz <= 500 V corriente continua 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz 230...400 V AC 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7500 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a Icu - 440 V AC 50/60 Hz

7,5 kA 75 % acorde a Icu - 380...415 V AC 50/60 Hz
 15 kA 75 % acorde a Icu - 220...240 V AC 50/60 Hz
 10 kA 100 % acorde a Icu - <= 500 V corriente continua

Clase de limitación	3 acorde a Icu
[U] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a Icu
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV conforming to EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Palanca
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Sí
Pasos de 9 mm	12
Altura	81 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,82 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos acorde a En > 50 A
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel 1...50 mm ² rígido Terminales de tipo túnel 1,5...35 mm ² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	15 mm
Par de apriete	3,5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN/IEC 60898-1 Icu
Certificaciones de producto	Generador
Grado de protección IP	IP20 acorde a Activar / desactivar Ig
Grado de contaminación	3 conforming to IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	775 g
Paquete 1 Altura	7,5 cm
Paquete 1 ancho	8,7 cm
Paquete 1 Longitud	10,8 cm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	2,38 kg
Paquete 2 Altura	10 cm
Ancho del paquete 2	9 cm

Longitud del paquete 2	33 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	18
Paquete 3 Peso	14,853 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del producto

A9R14480

iID 4P 80A 300mA AC

Características



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	80 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I _{dm} 1500 A I _m 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Palanca
Tipo de montaje	Ajustable en clip
SopORTE de montaje	Carril DIN

Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for top or bottom connection
Par de apriete	3.5 N.m top or bottom

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones de producto	SNI
Grado de protección IP	IP20 acorde a Activar / desactivar Ig IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a Activar / desactivar Ig
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	364 g
Paquete 1 Altura	7,6 cm
Paquete 1 ancho	8,4 cm
Paquete 1 Longitud	10 cm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	10,747 kg
Paquete 2 Altura	30 cm
Ancho del paquete 2	30 cm
Longitud del paquete 2	40 cm

Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto

RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
------	---

Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos
------------------------	---

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------
