



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Renovación energética de edificios.
Aplicación a un bloque de viviendas.**

Autor:

Rodríguez González, Daniel

Tutor:

**Alonso Ripoll, Francisco Javier
Departamento de Ingeniería
Eléctrica**

Valladolid, junio, 2021.

Agradecimientos

Me gustaría agradecer profundamente a mi padre, madre y hermana todo el apoyo y ánimo recibido durante el trascurso del grado y de mi vida. Sin ellos nada hubiera sido posible, sin duda.

Así mismo, también agradezco enormemente la labor y esfuerzo de cada uno de los profesores que me han ayudado a formarme durante esta etapa. Y por supuesto, a Javier, mi tutor de este trabajo, por ser siempre un gran docente y una gran persona que siempre está en disposición de ayudar.

A todos, GRACIAS.

Resumen

En este trabajo se va a explicar, dimensionar y justificar la implantación diferentes medidas para la renovación energética de un edificio con la ayuda de diferentes programas.

Concretamente, se dimensionarán dos instalaciones solares de diferente tecnología, térmica y fotovoltaica. Se explicará cada una de las dos tecnologías y se analizará paso por paso los diferentes elementos de cada una de las instalaciones, así como las pautas para proceder a un correcto dimensionado.

Como es lógico, se analizará su coste y con ello, su viabilidad o no.

Por último, se obtendrá la certificación energética del edificio con las nuevas medidas implementadas, viendo el efecto que otorgan instalaciones procedentes de energías renovables en un edificio existente.

Palabras clave

Instalación solar fotovoltaica, módulos, inversor, autoconsumo, ACS, instalación solar térmica, captadores.

Abstract

This paper will explain, size and justify the implementation of different measures for the energy renovation of a building with the help of different programs.

Specifically, two solar installations of different technology, thermal and photovoltaic will be dimensioned. Each of the two technologies will be explained and the different elements of each of the installations will be analyzed step by step, as well as the guidelines to proceed to a correct dimensioning.

As is logical, its cost will be analyzed and with it, its viability or not.

Finally, the energy certification of the building will be obtained with the new measures implemented, seeing the effect that grant installations from renewable energy in an existing building.

Keywords

Photovoltaic solar installation, modules, inverter, self-consumption, ACS, solar thermal installation, solar collector.

Índice

1	Introducción y objetivos.....	17
1.1	Objetivos	17
1.2	Justificación	17
2	Datos del emplazamiento	19
2.1	Introducción	19
2.2	Ubicación.....	19
2.3	Datos climáticos	19
2.4	Características constructivas.....	22
3	Tecnología solar fotovoltaica	23
3.1	Introducción	23
3.2	Componentes principales.....	24
3.3	Tipos de instalaciones	27
3.4	Evolución de la energía solar fotovoltaica en España.....	29
3.5	Marco normativo y regulatorio.....	34
3.5.1	Legislación hasta el RD 900/2015.....	34
3.5.2	Legislación específica del autoconsumo	38
3.6	Autoconsumo en España.....	45
3.7	Ventajas y desventajas de la tecnología solar fotovoltaica	46
3.7.1	Ventajas.....	46
3.7.2	Desventajas	46
4	Dimensionado de la instalación solar fotovoltaica	46
4.1	Introducción	46
4.2	Dimensionado del emplazamiento	47
4.3	Selección de módulos e inversor.....	50
4.4	Selección del autoconsumo	63
4.5	Análisis del sombreado	64
4.6	Configuración de las pérdidas detalladas	68
4.7	Cálculo de secciones.....	70
4.7.1	Cálculos tramo de corriente continua.....	73
4.7.2	Cálculos tramos de corriente alterna.....	75
4.8	Cálculo de protecciones	76
4.8.1	Tramo de corriente continua	78

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

4.8.2	Tramo de corriente alterna	79
4.9	Puesta a tierra	80
4.10	Estructura de soporte.....	82
4.11	Contador bidireccional (Smart Meter)	84
4.12	Resultados de la simulación	84
5	Balance energético.....	89
6	Balance económico	92
7	Tecnología solar térmica	98
7.1	Introducción	98
7.2	Instalaciones solares térmicas	98
7.2.1	Generalidades	98
7.2.2	Configuraciones en edificios	100
7.2.3	Subsistemas.....	103
8	Dimensionado de la instalación solar térmica	118
8.1	Ubicación y emplazamiento	118
8.2	Parámetros de radiación y temperatura.....	118
8.3	Sistema de captación	122
8.3.1	Características del sistema de captación.	122
8.3.2	Pérdidas debido a la disposición de los captadores.....	123
8.3.3	Pérdidas de carga en los captadores.....	126
8.4	Cálculo de la demanda	127
8.5	Fracción cubierta de la demanda	130
8.6	Simulación CHEQ4	137
8.7	Sistema de acumulación.....	140
8.8	Sistema de transferencia de energía.....	140
8.9	Sistema de circulación.....	142
8.9.1	Introducción	142
8.9.2	Refrigerante.....	143
8.9.3	Red de tuberías	146
8.9.4	Bombas.....	148
8.9.5	Vaso de expansión.....	150
9	Normativa aplicable a la instalación solar térmica.	151
10	Presupuesto	152

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

11	Certificación energética	153
11.1	Introducción	153
11.2	Procedimiento de certificación	154
11.3	Obtención de resultados	154
12	Planos	156
13	Bibliografía	157

Índice de tablas

Tabla 1. Ubicación del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia	19
Tabla 2. Temperatura media mensual Venta de Baños. Fuente: Elaboración propia	21
Tabla 3. Irradiación global horizontal del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia	21
Tabla 4. Orientación e inclinación de la instalación. Fuente: Elaboración propia	47
Tabla 5. Características del módulo. Fuente: Elaboración propia.....	54
Tabla 6. Características del inversor. Fuente: 6	59
Tabla 7. Rangos de temperatura. Fuente: Elaboración propia	61
Tabla 8. Parámetros de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia	62
Tabla 9. Requisitos inversores. Fuente: Elaboración propia	62
Tabla 10. Resultados finales. Fuente: Elaboración propia	62
Tabla 11. Fórmulas de interés. Fuente: Elaboración propia	72
Tabla 12. Tabla resumen resultados. Fuente: 1.....	75
Tabla 13. Tabla resumen resultados 2. Fuente: Elaboración propia.....	76
Tabla 14. IPC e incremento del precio de la energía. Fuente: Elaboración propia	96
Tabla 15. Datos de interés. Fuente: Elaboración propia	97
Tabla 16. Datos de radiación y temperatura. Fuente: Elaboración propia	119
Tabla 17. Resultados. Fuente: Elaboración propia.....	120
Tabla 18. Resultados finales. Fuente: Elaboración propia	122
Tabla 19. Pérdidas según la disposición de los captadores. Fuente: [27].....	123
Tabla 20. Criterios para el cálculo de la demanda de ACS según el emplazamiento. Fuente: [24]	127
Tabla 21. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado. Fuente: [1]..	128
Tabla 22. Cálculo de la ocupación. Fuente: Elaboración propia	129
Tabla 23. Demanda energética mensual de ACS. Fuente: Elaboración propia	129
Tabla 24. Contribución solar mínima en %. Fuente: [1].....	130
Tabla 25. Simulación 1 CHEQ4. Fuente: [28].....	131
Tabla 26. Simulación 2 CHEQ4. Fuente: [28].....	132
Tabla 27. Simulación 3 CHEQ4. Fuente: [28].....	133
Tabla 28. Simulación 4 CHEQ4. Fuente: [28].....	134
Tabla 29. Simulación 5 CHEQ4. Fuente: [28].....	136
Tabla 30. Simulación final. Fuente: [28].....	136
Tabla 31. Tabla de características del intercambiador utilizado. Fuente: [25]	142
Tabla 32. Temperatura de congelación según la cantidad de propilenglicol. Fuente: [31]	143
Tabla 33. Diámetros en función del caudal. Fuente: [32]	147
Tabla 34. Diámetros normalizados. Fuente: [32].....	147
Tabla 35. Tramos instalación solar térmica. Fuente: Elaboración propia	147
Tabla 36. Pérdidas de carga tuberías. Fuente: Elaboración propia.....	148
Tabla 37. Pérdidas de carga por accesorios. Fuente: Elaboración propia	151

Índice de figuras

Figura 1. Zonas climáticas. Fuente: 1	20
Figura 2. Parcela del edificio. Fuente: 3	22
Figura 3. Edificio de interés. Fuente: Elaboración propia	22
Figura 4. Cubierta del edificio. Fuente: 4	23
Figura 5. Esquema instalación de autoconsumo conectada a red. Fuente: Elaboración propia	24
Figura 6. Composición de un generador fotovoltaico. Fuente: 5	25
Figura 7. Componentes de un módulo fotovoltaico. Fuente: [18].....	25
Figura 8. Inversor. Fuente: 6	26
Figura 9. Conectores MC4. Fuente: 7.....	27
Figura 10. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: 5.....	28
Figura 11. Instalación conectada a red pura. Fuente: 5.....	29
Figura 12. Instalación fotovoltaica con autoconsumo conectada a red. Fuente: 5	29
Figura 13. Irradiación global en Europa. Fuente: 8.....	30
Figura 14. Horas de luz solar anuales en Europa. Fuente: 9	31
Figura 15. Generación en GWh de la tecnología solar fotovoltaica en España entre 2007-2011. Fuente: 11	32
Figura 16. Generación en GWh de la tecnología solar fotovoltaica en España entre 2011-2015. Fuente: 11	32
Figura 17. Generación en GWh de la tecnología solar fotovoltaica en España entre 2016-2020. Fuente: 11	33
Figura 18. Comparación generación de energías renovables y no renovables durante el año 2020. Fuente: 11	33
Figura 19. Comparación generación de energías renovables y no renovables durante el año 2007. Fuente: 11	34
Figura 20. Régimen económico RD 661/2007. Fuente: 12	35
Figura 21. Potencia fotovoltaica instalada en España hasta 2012. Fuente: 5	37
Figura 22. Potencia fotovoltaica anual instalada en España hasta 2012. Fuente: 5.....	37
Figura 23. Potencia fotovoltaica anual instalada en España hasta el año 2019. Fuente: 5.....	37
Figura 24. Autoconsumo individual y colectivo. Fuente: 13.....	42
Figura 25. Modalidad del autoconsumo acogida a compensación. Fuente: 13	43
Figura 26. Modalidad del autoconsumo no acogida a compensación. Fuente: 13	43
Figura 27. Instalación fotovoltaica en un tejado. Fuente: 14	45
Figura 28. Panel de control PVSyst. Fuente: 2	48
Figura 29. Esquema general instalación FV. Fuente: 2	48
Figura 30. Selección de la orientación e inclinación en PVSyst. Fuente: 2	49
Figura 31. "Sistema" PVSyst. Fuente: 2.....	51
Figura 32. Módulo fotovoltaico elegido. Fuente: 15	54
Figura 33. Curvas de irradiancia. Fuente: 2.....	55
Figura 34. Curvas de temperatura. Fuente: 2	56
Figura 35. Curvas P\V. Fuente: 2.....	57
Figura 36. Panel "Sistema" PVSyst. Fuente: 2	58
Figura 37. Inversor elegido. Fuente: 6	59

Figura 38. Intervalo de funcionamiento del campo FV. Fuente: 5.....	60
Figura 39. Intervalo de funcionamiento del inversor. Fuente: 5	60
Figura 40. Rangos de operación. Fuente: 5.....	61
Figura 41. Consumos reales edificio. Fuente: [2]	63
Figura 42. Horizonte solar. Fuente: 2.....	64
Figura 43. Entorno 3D emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.....	65
Figura 44. Tabla de factores de sombreado. Fuente: 2	66
Figura 45. Factor de sombreado. Fuente: 2	66
Figura 46. Situación de las cadenas. Fuente: 2	67
Figura 47. Tabla de pérdidas por sombreado de los módulos. Fuente: 2.....	68
Figura 48. Curvas I\V en día despejado. Fuente: 2	68
Figura 49. Curvas eficiencia\irradiancia del módulo elegido. Fuente: 2.....	69
Figura 50. Tramo en corriente continua de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	71
Figura 51. Tramo corriente alterna de la instalación. Fuente: Elaboración propia	71
Figura 52. Intensidades admisibles. Fuente: 16.....	74
Figura 53. Diodos bypass. Ausencia de sombras. Fuente: [19]	78
Figura 54. Diodos de bypass. Presencia de sombras. Fuente: [19].....	78
Figura 55. Secciones conductores de fase y protección. Fuente: [16].....	81
Figura 56. Bucle de defecto esquema TT. Fuente: [20].....	81
Figura 57. Resistencia según la intensidad de corte diferencial. Fuente: [20].....	82
Figura 58. Colocación módulos fotovoltaicos coplanarios a la cubierta. Fuente: [18]	83
Figura 59. Colocación módulos fotovoltaicos coplanarios a la cubierta. Fuente: [21]	83
Figura 60. Imagen real de módulos fotovoltaicos en una cubierta. Fuente: [22].....	84
Figura 61. Diagrama entrada/salida diaria entre la irradiancia y la energía generada. Fuente: [2]	85
Figura 62. Producción normalizada. Fuente: [2]	86
Figura 63. Resultado performance ratio PR. Fuente: [2]	87
Figura 64. Resultados principales. Fuente: [2]	87
Figura 65. Diagrama de pérdidas. Fuente: [2].....	88
Figura 66. Diagrama de potencia de salida del sistema. Fuente: [2]	89
Figura 67. Resultados por hora de la simulación. Fuente: Elaboración propia.....	94
Figura 68. Tabla de precios. Fuente: [23].....	96
Figura 69. Esquema instalación solar térmica. Fuente: [24]	99
Figura 70. Esquema instalación solar térmica. Fuente: [25]	100
Figura 71. Instalación solar y sistema de apoyo centralizados. Fuente: [26].....	101
Figura 72. Instalación solar centralizada con sistema de apoyo distribuido. Fuente: [26].....	101
Figura 73. Instalación solar con acumulación distribuida. Fuente: [26]	102
Figura 74. Instalación solar centralizada con intercambio distribuido. Fuente: [26].....	103
Figura 75. Principales parámetros de los tipos de captadores. Fuente: [26].....	104
Figura 76. Componentes de un captador solar. Fuente: [26]	104
Figura 77. Absorbedor en forma de parrilla de tubos. Fuente: [18]	106
Figura 78. Absorbedor tipo serpentín. Fuente: [18]	106
Figura 79. Estructura metálica de soporte. Fuente: [21]	107
Figura 80. Esquema e imagen de un intercambiador solar. Fuente: [26].....	108

Figura 81. Esquema de un interacumulador. Fuente: [26]	108
Figura 82. Tipos de acumuladores. Fuente: [26].....	109
Figura 83. Esquema de un acumulador. Fuente: [26]	110
Figura 84. Características de los acumuladores. Fuente: [26]	111
Figura 85. Tipos de circulación. Fuente: 24	111
Figura 86. Infografía tubería de cobre. Fuente: [18].....	113
Figura 87. Diámetros del aislamiento en tuberías del interior de edificios. Fuente: [26]	113
Figura 88. Diámetros del aislamiento en tuberías del exterior de edificios. Fuente: [26].....	114
Figura 89. Infografía vaso de expansión. Fuente: [18].....	115
Figura 90. Tipos de válvulas según su función. Fuente: Elaboración propia.....	115
Figura 91. Infografía de un purgador automático. Fuente: [26]	116
Figura 92. Centralita de regulación solar térmica. Fuente: [26]	117
Figura 93. Esquema de la inclinación e orientación de los captadores. Fuente: [27].....	124
Figura 94. Infografía para el cálculo de pérdidas. Fuente: [27]	125
Figura 95. Representación gráfica de la demanda energética de ACS. Fuente: Elaboración propia	130
Figura 96. Resultado de una simulación no válida. Fuente: [28].	135
Figura 97. Localización. Fuente: [28].....	137
Figura 98. Configuración de la instalación. Fuente: [28].....	137
Figura 99. Cálculo de la demanda de ACS. Fuente: [28]	138
Figura 100. Dimensionado 1. Fuente: [28].....	138
Figura 101. Dimensionado 2. Fuente: [28].....	139
Figura 102. Resultados finales. Fuente: [28]	139
Figura 103. Acumulador solar BAXI. Fuente: 33	140
Figura 104. Intercambiador utilizado. Fuente: [25]	141
Figura 105. Infografía esquema de una instalación térmica básica. Fuente: [29]	143
Figura 106. Tabla de temperatura de congelación según la concentración en la disolución. Fuente: [30].....	144
Figura 107. Calor específico de una disolución de propilenglicol en función de la temperatura. Fuente: [30].....	145
Figura 108. Densidad de una disolución de propilenglicol en función de la temperatura. Fuente: [30]	145
Figura 109. Viscosidad en función de la temperatura. Fuente: [30].....	146
Figura 110. Curvas características de la bomba de circulación. Fuente: [33]	149
Figura 111. Vaso de expansión utilizado. Fuente: [33]	150
Figura 112. Etiqueta nivel energético del edificio. Fuente:	155
Figura 113. Etiqueta nivel energético con medidas de mejora. Fuente:	155

1 Introducción y objetivos

1.1 Objetivos

Se pretende explicar las tecnologías a implantar en el edificio objeto de estudio. Así como explicar de manera didáctica el dimensionado de los dos tipos de instalaciones objetos de este trabajo.

Analizar el impacto que tienen las instalaciones en el ciudadano que va a aprovecharse de ella, en este caso, la comunidad de vecinos.

Conseguir un impacto económico positivo que suponga beneficios a la comunidad.

Concienciar y explicar de la importancia y eficacia de un buen uso de las energías renovables limpias evidenciándolo a través de la mejora del nivel de certificación energética del edificio.

Realizar un ejemplo de aplicación o implantación de las energías renovables a un edificio existente.

1.2 Justificación

Las energías renovables cada vez están más presentes en la edificación a cualquier escala, desde grandes edificios a pequeñas viviendas unifamiliares. Ya sea planteando el diseño del edificio en base a la implantación de sistemas de ahorro y eficiencia energética o implementándolas posteriormente tras la construcción. Se tiene próximo el edificio IndUVa como ejemplo de edificio sostenible, solamente que es un edificio de nueva construcción. Pero es un ejemplo claro de la búsqueda de independencia energética en la edificación.

Y es por ello por lo que se plantea la elaboración de un ejemplo de aplicación didáctico para que cualquier ciudadano que pueda leerlo, se pueda intrigar a solicitar la ejecución de una instalación de origen renovable en su entorno, ya que este trabajo no es un proyecto de ejecución ya que no se dispone de mediciones ni de pliego de condiciones.

En este trabajo se va a dimensionar con fines didácticos la aplicación de diferentes instalaciones en un edificio ya construido. Con el fin de que conlleven a un ahorro en las facturas, reducción de emisiones y con ello contribuir a un mundo libre de emisiones. Y todo ello, sin realizar una inversión enorme que no pueda ser abordada por una comunidad de vecinos dispuesta a ser independiente energéticamente.

Se realiza con el objetivo de que cualquier estudiante pueda servirle como ejemplo, así como sepan algo más de la existencia de programas como PVSyst, CHEQ4 y CE3X, que son fundamentales en el sector energético. Así como también les puede servir a gestores, asesores de comunidades o incluso a los propios vecinos como fuente para interesarse por acometer estos proyectos en sus propias viviendas/comunidades.

2 Datos del emplazamiento

2.1 Introducción

En primer lugar, se ha escogido este edificio por las buenas condiciones que se dan para implementar mejoras en cuanto a su eficiencia energética. Ya que dispone de una buena cubierta con ausencia de sombras cercanas en la que ubicar las instalaciones, así como una envolvente térmica abarcable para poderse mejorar.

También tiene gran relevancia a la hora de la elección, la posibilidad de contar con datos de consumos eléctricos, lo que hace posible un completo análisis de viabilidad de las medidas adoptadas al edificio.

2.2 Ubicación

El edificio en el que se van a llevar a cabo las diversas actuaciones es un edificio residencial localizado en el municipio de la provincia de Palencia, Venta de Baños.

Municipio	<i>Venta de Baños</i>
Localización	<i>Calle Fray Luis de León, 21</i>
Longitud	<i>-4.4948278°</i>
Latitud	<i>41.9163368°</i>

Tabla 1. Ubicación del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

2.3 Datos climáticos

La provincia de Palencia, por lo general, es un provincia fría en invierno y calurosa y seca en verano. Así como también destaca la irregularidad de las precipitaciones, que no suelen ser muy abundantes.

Venta de Baños se encuentra clasificado por el CTE como zona climática II. Cada zona climática del país tiene una serie de requisitos mínimos que cumplir a la hora de ejecutar una instalación solar. En concreto, se ha de cumplir un porcentaje determinado de aporte solar a través de la instalación solar. Si ese factor de demanda cubierta no supera o iguala el mínimo, la instalación no sería viable, y por lo tanto, no sería aprobada.

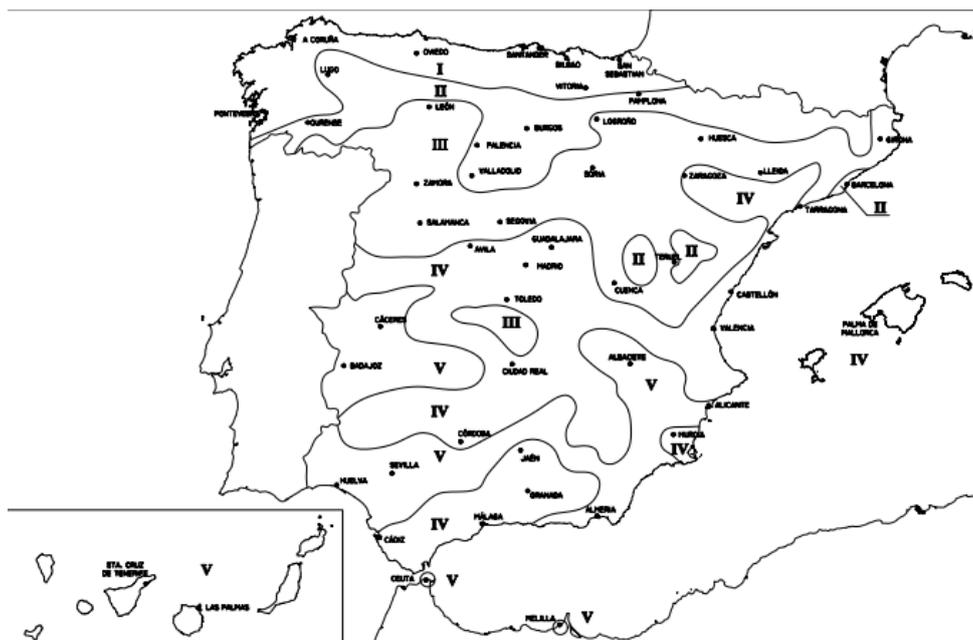


Figura 1. Zonas climáticas. Fuente: [1]

Las temperaturas medias históricas de los emplazamientos en los que se va a dimensionar una instalación son parámetros importantes ya que influye en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. A mayor temperatura en el emplazamiento, menor potencia de salida y eficiencia en los módulos.

En la siguiente tabla se va a mostrar la temperatura media mensual de nuestro emplazamiento (Venta de Baños, Palencia) según la base de datos de la NASA en el programa PVSyst.

Mes	Temperatura media (°C)
Enero	3.02
Febrero	2.88
Marzo	8.97
Abril	8.24
Mayo	16.05
Junio	18.75
Julio	20.88
Agosto	22.10
Septiembre	17.36
Octubre	13.17

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

<i>Noviembre</i>	9.39
<i>Diciembre</i>	3.36
Anual	12.08

Tabla 2. Temperatura media mensual Venta de Baños. Fuente: Elaboración propia

El siguiente parámetro climático que influye considerablemente en la generación de los paneles solares es la irradiancia. La irradiancia es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado.

A más intensidad lumínica que reciba un módulo, mayor va a ser su producción. Por lo que habrá que intentar situar los paneles en lugares donde esa irradiancia sea adecuada para satisfacer las necesidades para las cuales se plantea la instalación.

De manera que se va a mostrar en la siguiente tabla la irradiancia global horizontal del emplazamiento.

Mes	Irradiación global horizontal ($\frac{kWh}{m^2}$)
<i>Enero</i>	49.1
<i>Febrero</i>	93.9
<i>Marzo</i>	150.1
<i>Abril</i>	124.9
<i>Mayo</i>	217.7
<i>Junio</i>	227.4
<i>Julio</i>	245.7
<i>Agosto</i>	199.4
<i>Septiembre</i>	153.2
<i>Octubre</i>	100.7
<i>Noviembre</i>	64.2
<i>Diciembre</i>	55
Sumatorio anual	1681.4

Tabla 3. Irradiación global horizontal del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

2.4 Características constructivas

Es un edificio ejecutado en 1977 que ocupa una parcela de 254 m^2 que se puede apreciar en la siguiente imagen del catastro.

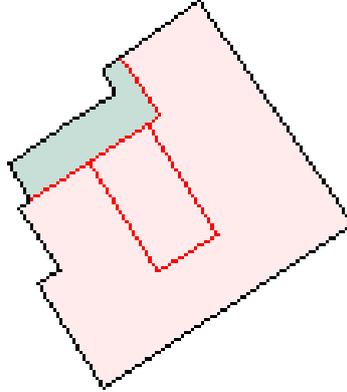


Figura 2. Parcela del edificio. Fuente: [3]

Es un edificio de uso exclusivamente residencial, albergando 8 viviendas y dos almacenes-estacionamientos de 158 y 96 m^2 respectivamente. En cuanto a las viviendas, cuatro de ellas tienen una superficie de 111 m^2 y las restantes 141 m^2 .



Figura 3. Edificio de interés. Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la parte superior o cubierta, hay una caseta de acceso a las antenas y al tejado, la cual puede tener importancia en el estudio de sombras que se realizará posteriormente, ya que puede tener influencia y sombrear nuestros paneles y captadores solares.

La no presencia de edificios próximos de mayor altura es un aspecto positivo de gran importancia, ya que en nuestra cubierta no se producirán sombras por ello. De manera, que con un estudio adecuado de sombras de la caseta de acceso a la cubierta y una ubicación adecuada de nuestros paneles, se puede lograr una superficie 100% aprovechable.



Figura 4. Cubierta del edificio. Fuente: [4]

La envolvente térmica del edificio es mejorable, lo que ha derivado en diversos problemas como por ejemplo humedades y falta de aislamiento en las viviendas. Por ello, entre el año 2015 y 2016 se llevó a cabo la colocación de paneles de chapa de acero en los laterales del edificio, con lo que mejoró mucho la situación.

El combustible empleado en la calefacción y uso de agua caliente es gas natural, teniendo picos de consumo en invierno bastante altos debido a las deficiencias de aislamiento recién comentado, lo que conlleva facturas elevadas para una comunidad bastante pequeña y modesta.

En cuanto al consumo eléctrico, no es particularmente elevado, ya que algunas viviendas en verano se encuentran vacías un mes de promedio, bajando en julio y agosto los consumos.

3 Tecnología solar fotovoltaica

3.1 Introducción

La tecnología solar fotovoltaica se basa en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún tipo de conversión intermedia. Se realiza por medio de generadores fotovoltaicos, formados por módulos fotovoltaicos compuestos a su vez de células fotovoltaicas de materiales semiconductores que mediante el efecto fotovoltaico generan energía eléctrica.

Esta tecnología trabaja en corriente continua por lo que se hace necesario el empleo de elementos que transformen esa corriente continua en alterna, este elemento es el inversor.

Según el tipo de instalación que se quiere ejecutar, se acoplarán otros elementos a la instalación, como las baterías, muy habituales en instalaciones de autoconsumo puro en viviendas unifamiliares. Pero concretamente en este trabajo no se van a emplear ya que la instalación a dimensionar va a ser de autoconsumo conectada a red, como corresponde a la siguiente imagen.

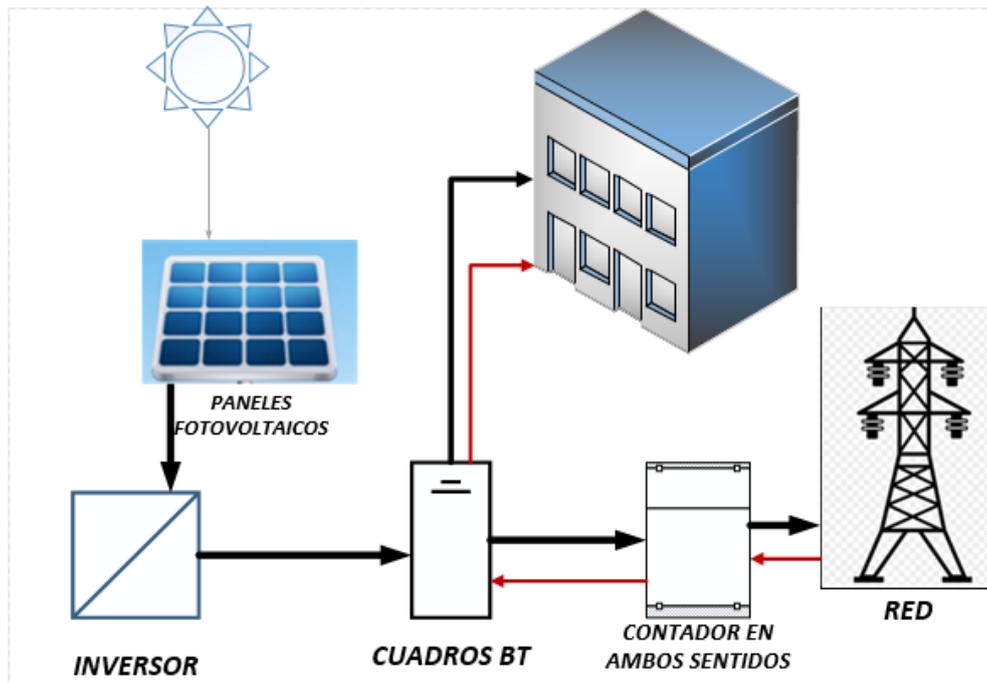


Figura 5. Esquema instalación de autoconsumo conectada a red. Fuente: Elaboración propia

3.2 Componentes principales

Los componentes principales de una instalación fotovoltaica genérica son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos: los módulos o paneles solares son los generadores fotovoltaicos de la instalación. Son los encargados de captar la radiación solar gracias a sus células, y convertirla en energía eléctrica.

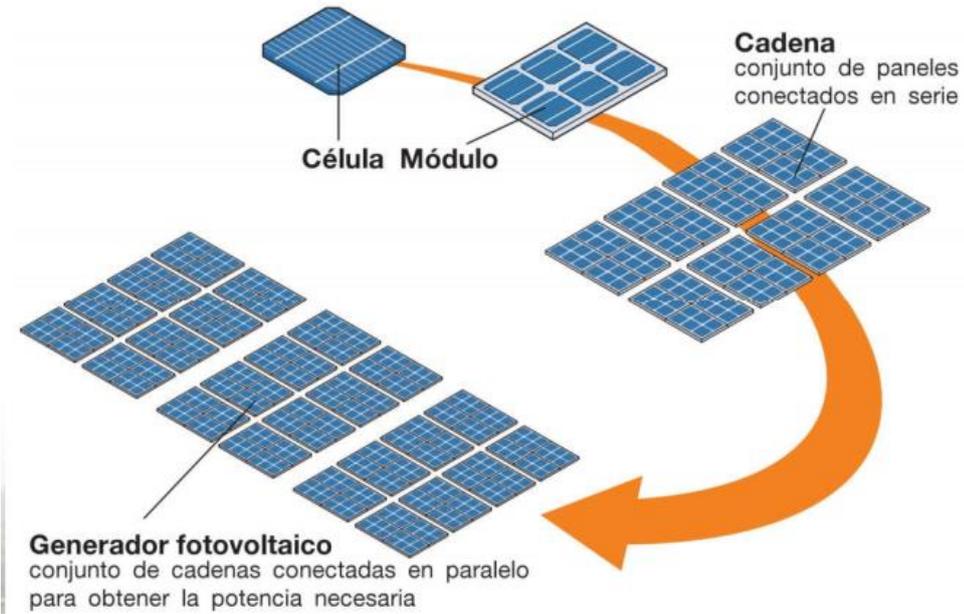


Figura 6. Composición de un generador fotovoltaico. Fuente: [5]

Normalmente los paneles tienen entre 36-96 células conectadas en serie, aunque también se pueden dar conexiones en paralelo dentro del mismo módulo.

Por lo que los módulos están formados a su vez por los siguientes elementos:

- Cubierta frontal
- Encapsulante
- Cubierta posterior
- Marco
- Bornes de conexiones
- Células

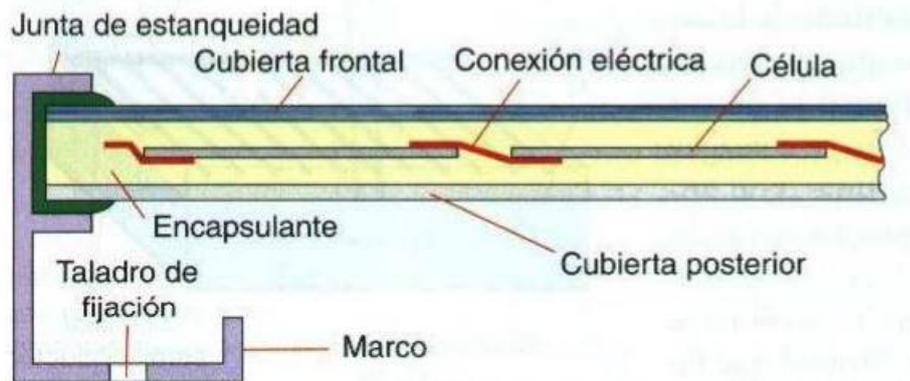


Figura 7. Componentes de un módulo fotovoltaico. Fuente: [18]

- Inversor: elemento encargado de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna para su correcto aprovechamiento. Son elementos fundamentales ya que convierten la corriente a los parámetros de tensión y frecuencia correctos.



Figura 8. Inversor. Fuente: [6]

A su vez también tienen funciones de protección en el caso de que se produzcan sobretensiones o cortocircuitos en el cableado de la instalación. Ya que la propia caja de protecciones de los inversores viene dotada de los elementos de corte correspondientes.

Hay dos tipos de inversores que se caracteriza por el tipo de instalación para la que operan:

- Inversores para sistemas autónomos: estos inversores se utilizan en instalaciones de autoconsumo puro, en donde no se vierte ni absorbe energía de la red, sino que solo se consume lo que se genera en los módulos. Este tipo de inversores suelen ser de peor calidad en cuanto a la forma de onda de los mismos. Así como suelen ser de baja potencia y con salida monofásica.
- Inversores para conexiones a la red: este tipo de inversores, como su nombre indica, se emplean en instalaciones en las que el inversor trabaja en una instalación en la que se vierte o se absorbe energía de la red. Estos inversores son de mejor calidad ya que deben reproducir idénticamente la forma de onda de la red. Son de salida trifásica como monofásica, suelen tener potencias mayores y también suelen disponer de seguidor del punto de máxima potencia.

- Cableado y elementos de protección: conjunto de conductores y protecciones necesarios para transportar la energía eléctrica generada y garantizar su seguridad.
- Conectores MC4: conectores eléctricos de uso común para poder conectar entre sí los diferentes módulos.



Figura 9. Conectores MC4. Fuente: [7]

3.3 Tipos de instalaciones

En cuanto a la tipología de las instalaciones, destacan los dos siguientes tipos:

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas: instalaciones solares en las que los generadores fotovoltaicos no tienen conexión con la red eléctrica de distribución. De manera que el consumidor se autoabastece con la energía eléctrica de sus propios paneles, y por ello, disponen de baterías que almacenen el excedente producido por los paneles.

Este tipo de instalaciones destacan en entornos rurales a los que no llega la red de distribución.

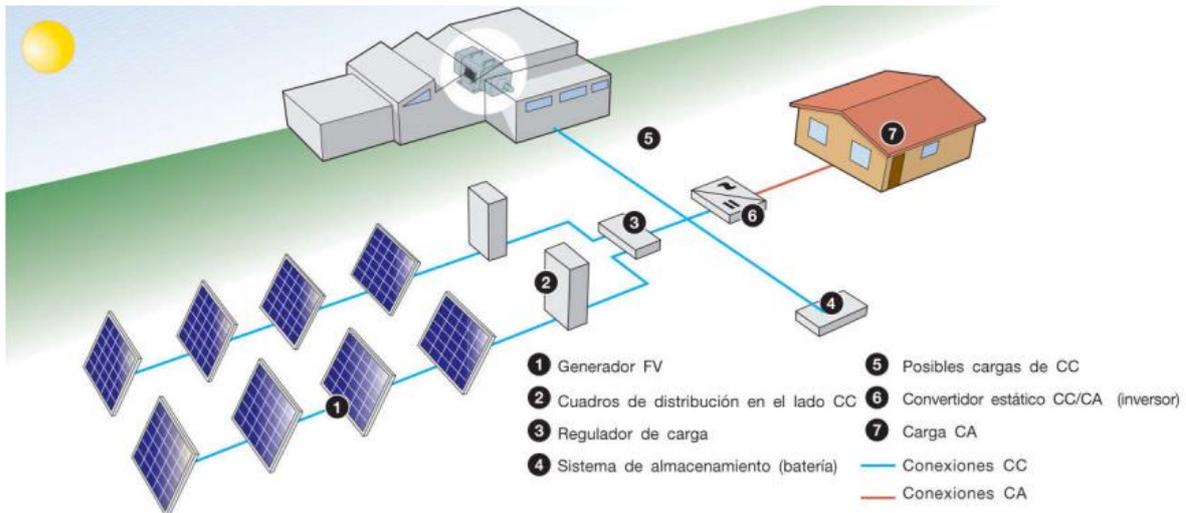


Figura 10. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: [5]

- Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: este tipo de instalación es el más extendido, ya que pueden ser desde centrales fotovoltaicas a integraciones en edificios, como se trata en nuestro caso. Destacan por la no necesidad de situar baterías o acumuladores en la instalación, ya que para ello está la conexión a red.

Por ejemplo, aplicado a la instalación que vamos a dimensionar en nuestro edificio de viviendas, en el caso de que se necesite energía eléctrica y en ese momento los módulos no estén produciendo, se absorberá esa energía de la red. Y si los paneles están produciendo en exceso a lo que se consume, esa energía excedentaria será vertida a la red. Todo ello con sus precios independientes y a través de un contador bidireccional o Smart Meter.

Por lo que dentro de este tipo de instalaciones, se subdividen dos modalidades:

- Instalaciones conectadas a red puras.

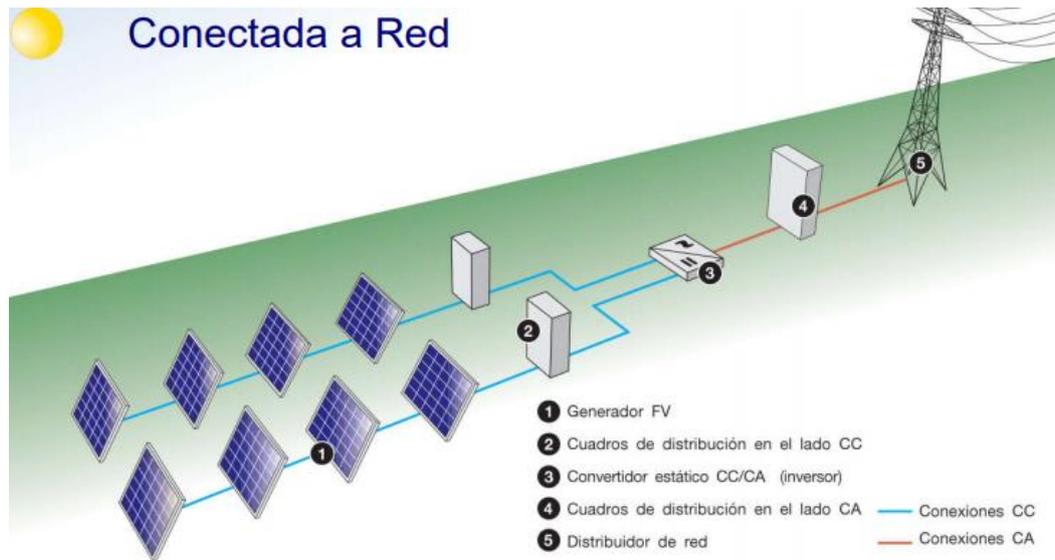


Figura 11. Instalación conectada a red pura. Fuente: [5]

- Instalaciones conectadas a red con autoconsumo.

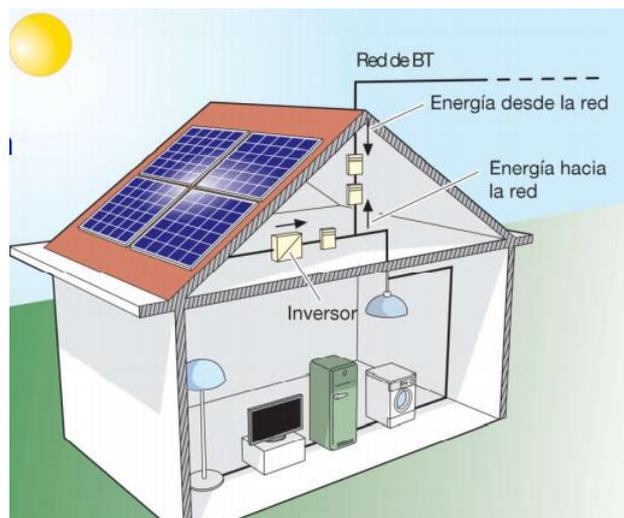


Figura 12. Instalación fotovoltaica con autoconsumo conectada a red. Fuente: [5]

3.4 Evolución de la energía solar fotovoltaica en España

Los inicios de España con esta tecnología se remontan a los años 80, en los que se empezaba a impulsar levemente la investigación en este sector.

La Unión Europea, de la que hace varios años España forma parte, apostaba por España debido a las horas de sol y niveles de radiación solar que teníamos, como se puede apreciar en las siguientes imágenes.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

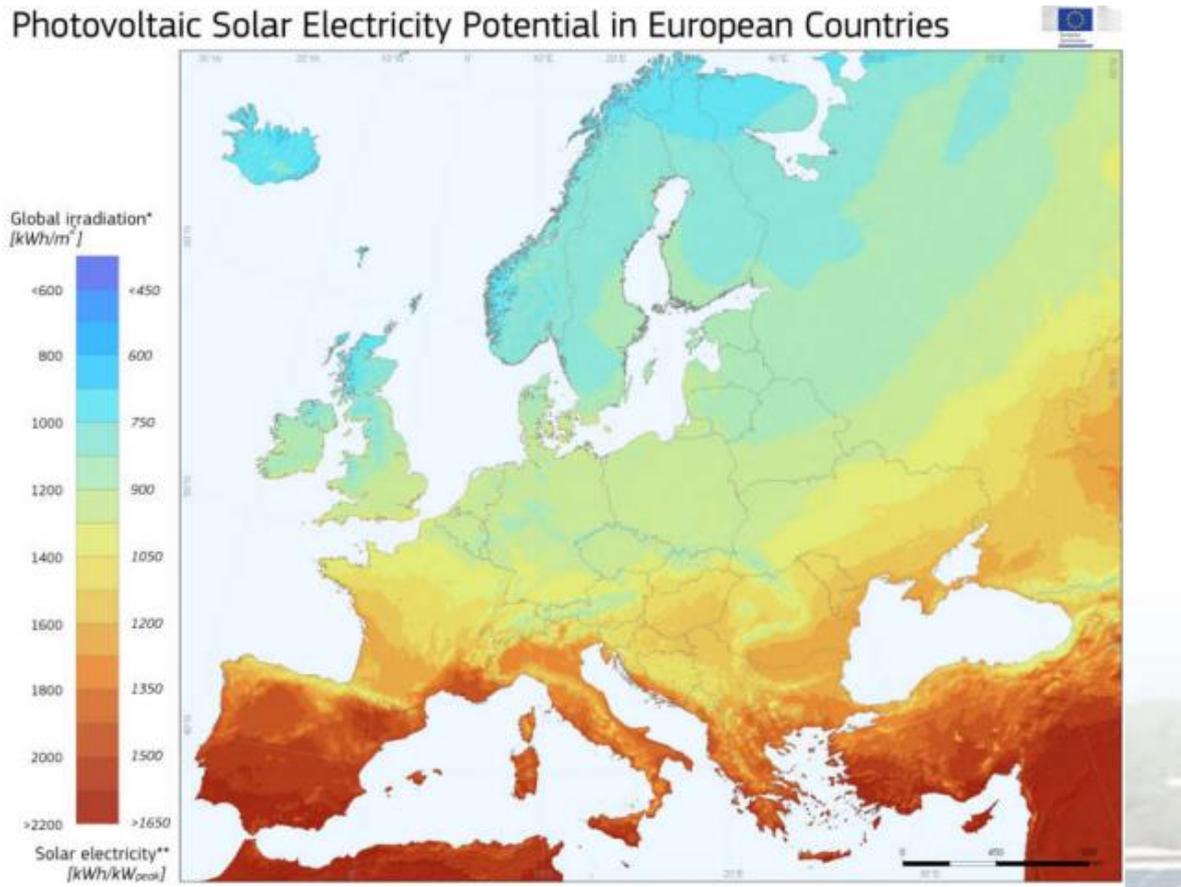


Figura 13. Irradiación global en Europa. Fuente: [8]

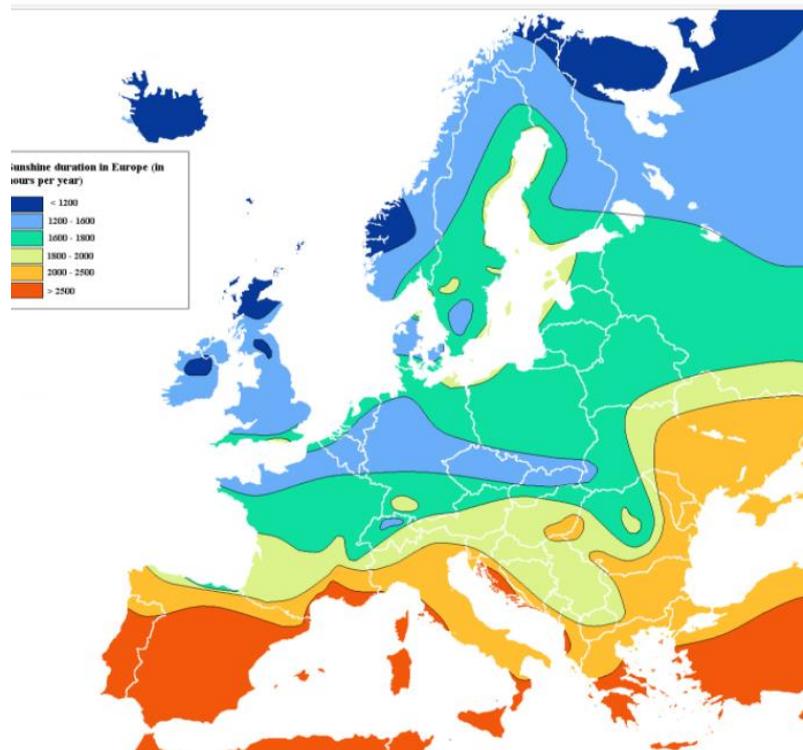


Figura 14. Horas de luz solar anuales en Europa. Fuente: [9]

Todo hacía presagiar que España debido a sus buenas condiciones, sería líder en este sector, pero de hecho aún 40 años después de su comienzo, no lo es.

La primera instalación [10] fotovoltaica que se instaló en España fue en el año 1984 en San Agustín de Guadalix. En concreto, era una instalación conectada a red. No fue hasta el año 1993 cuando se instaló esta tecnología en las primeras viviendas, originándose la modalidad de autoconsumo conectado a red.

El crecimiento de esta tecnología era bastante pequeño debido al alto coste de los componentes para lograr ejecutar la instalación. Y prácticamente solo se lo podían permitir entidades públicas por medio de convenios o subvenciones. Este escollo, el precio de los componentes, era lo que limitaba el crecimiento de esta tecnología, así como el desconocimiento de la misma por parte de la sociedad. A todo esto se le sumaba los enormes períodos de tramitación que dificultaban la ejecución final de proyectos por parte de particulares debido a la falta de una regulación específica y concreta.

En cambio, todo esto cambió en torno al año 2007 [11] hasta la actualidad, en donde los precios han ido bajando en gran medida. Así como la presencia de una legislación expresa y a medida para las diferentes modalidades de esta tecnología.

A continuación se van a mostrar una serie de imágenes con los datos proporcionados por REE de la evolución de esta tecnología en el Sistema Eléctrico nacional.

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

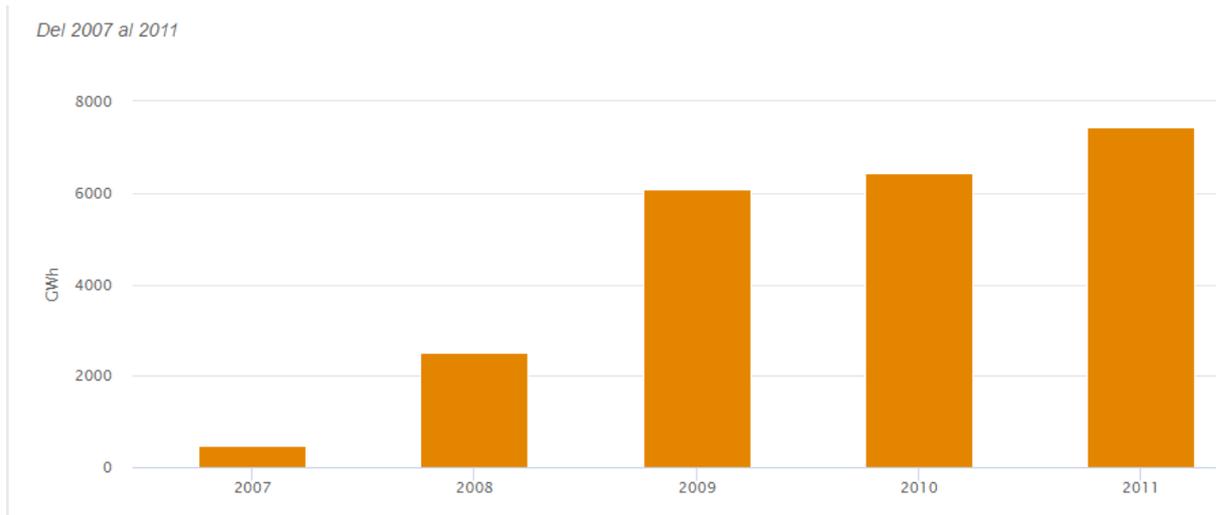


Figura 15. Generación en GWh de la tecnología solar fotovoltaica en España entre 2007-2011. Fuente: [11]

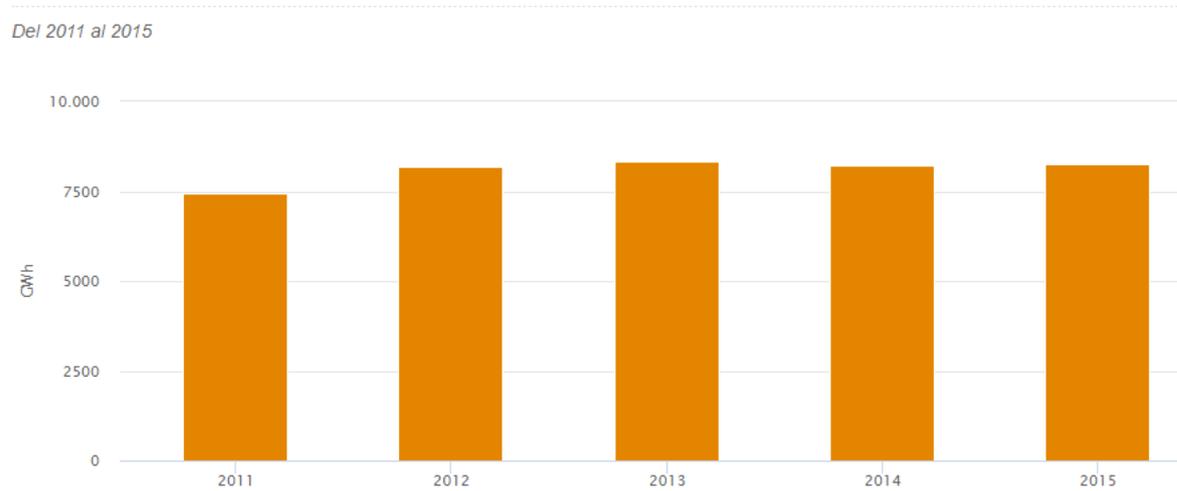


Figura 16. Generación en GWh de la tecnología solar fotovoltaica en España entre 2011-2015. Fuente: [11]

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

Del 2016 al 2020

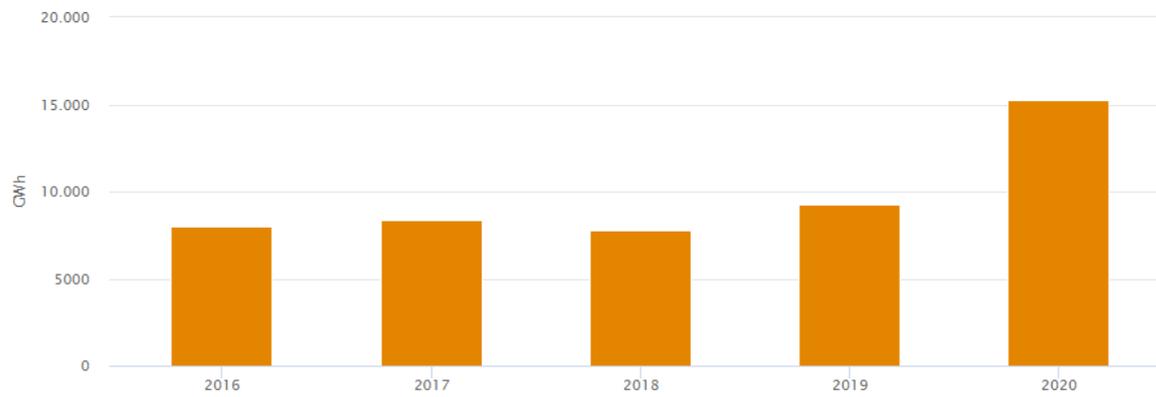


Figura 17. Generación en GWh de la tecnología solar fotovoltaica en España entre 2016-2020. Fuente: [11]

Del 01/2020 al 01/2021

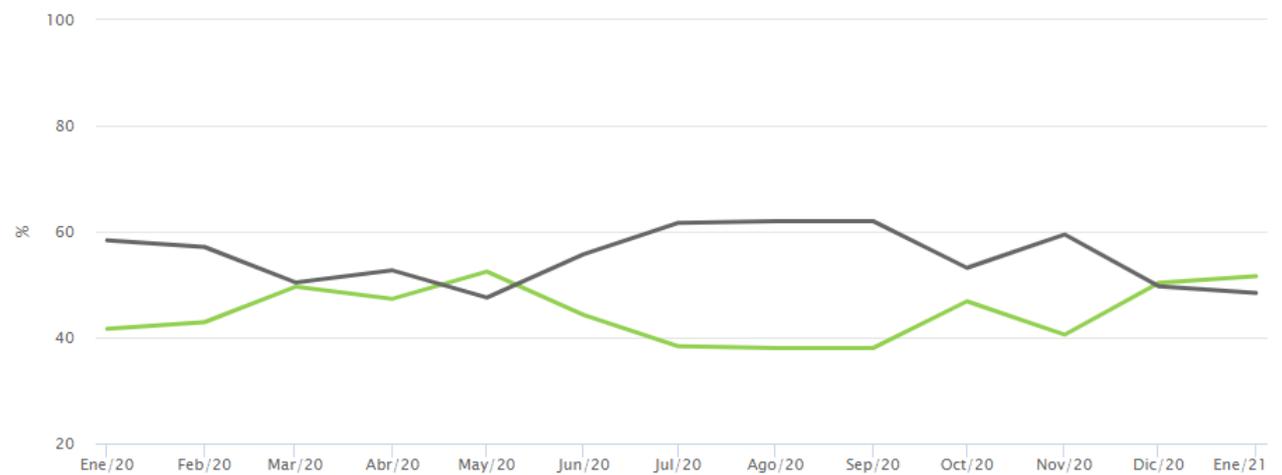


Figura 18. Comparación generación de energías renovables y no renovables durante el año 2020. Fuente: [11]

Del 01/2007 al 01/2008

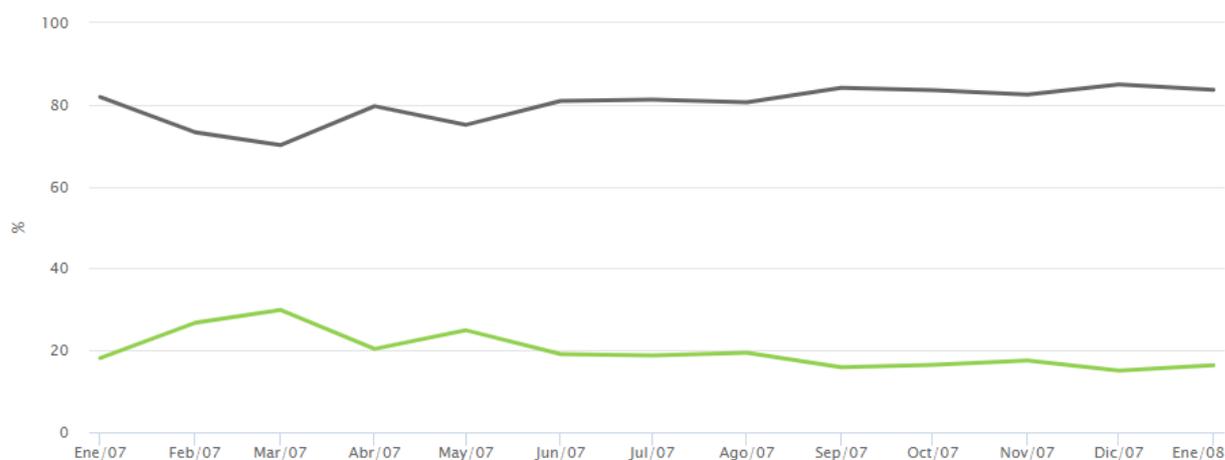


Figura 19. Comparación generación de energías renovables y no renovables durante el año 2007. Fuente: [11]

3.5 Marco normativo y regulatorio

3.5.1 Legislación hasta el RD 900/2015

En este apartado se va a desglosar la evolución de los diferentes decretos y leyes que regulan las instalaciones eléctricas y fotovoltaicas desde su inicio hasta la publicación del RD 900/2015 que empezó a regular las instalaciones con modalidad de suministro en autoconsumo.

- **RD 2818/1998**: real decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. De manera que se reconoce por primera vez en el ámbito legislativo que las instalaciones solares se podían conectar a la red y bajo qué condiciones.

Consideradas en el régimen especial se encontraban las siguientes instalaciones con potencia instalada igual o inferior a 50MW:

- Instalaciones que utilizaran cogeneración
- Instalaciones que utilizaran energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc.
- Instalaciones que utilizaran residuos urbanos u otros residuos.
- Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.
- Instalaciones solares fotovoltaicas.

De manera que al estar vinculadas al régimen especial, tenían prioridad absoluta en la producción de electricidad, así como estaban sujetas a una

regulación económica (primas) y jurídica beneficiosa con respecto al otro régimen, el régimen ordinario, en el que se clasifican el resto de fuentes de energía convencionales.

- RD 436/2004: en este real decreto declara la clasificación de instalaciones que pueden acogerse al régimen especial. Significa un gran impulso que provoca la confirmación de la energía solar en España, estableciendo una tarifa regulada en el año 2004 de $7,2072 \frac{c\text{€}}{kWh}$.

También determina el régimen económico de las instalaciones incluidas en el régimen especial, es decir, las primas. Siendo por ejemplo en las instalaciones con potencia instalada menor de $100 kW$ de un 575% de la tarifa regulada los primeros 25 años.

Esto, como es lógico, provocó un “boom” en la ejecución de centrales solares fotovoltaicas, lo cual provocó un gran desajuste económico en el sistema ya que las muy beneficiosas condiciones económicas de esas plantas solares había que pagarlas.

- RD 661/2007: en este decreto se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se modifican las cifras establecidas en el anterior decreto, regulando un nuevo régimen económico que se componía de lo siguiente:

	$Pot_{inst} \leq 100 kW$	$Pot_{inst} > 100 kW$
Entre 1-25 años	$44.0381 \frac{c\text{€}}{kWh}$	$41.7500 \frac{c\text{€}}{kWh}$
A partir del año 25	$35.2305 \frac{c\text{€}}{kWh}$	$33.4000 \frac{c\text{€}}{kWh}$

Figura 20. Régimen económico RD 661/2007. Fuente: [12]

- RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida del sistema eléctrico.
- RD 1578/2008: real decreto de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007, del 25 de mayo, para dicha tecnología.

Este decreto pone límite a la potencia máxima que se puede instalar anualmente en esta tecnología. Ya que se estaba produciendo una burbuja en la instalación de plantas solares, que se confirmó años más tarde.

Se procedió a clasificar las instalaciones según el suelo en el que se ubican, así como a limitar las primas por kilovatio hora generado y regular la tarifa eléctrica. Se procedió a la siguiente división:

- Instalaciones de Tipo I: instalaciones en edificios
 - A. Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.
 - B. Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.
- Instalaciones de Tipo II: instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.
- RD 1565/2010: RD por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se procede a modificar las tarifas de las instalaciones de tipo I y tipo II.
- RD Ley 14/2010: RD por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Se procede a limitar las horas equivalentes según el tipo de instalación fotovoltaica (Fija, Seguimiento a 1 eje, Seguimiento a doble eje) y según la zona climática en la que se encuentren (I, II, III, IV, V) para limitar la sobreproducción que estaba originando la burbuja de este tipo de instalaciones.
- RD 1699/2011: RD por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia ($P < 100\text{KW}$). Además, era el primer RD en el que se regulaba o contemplaba la modalidad del autoconsumo.
- RD Ley 1/2012: RD por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energías renovables y residuos.

Es decir, se retiran las enormes ventajas económicas de las llamadas instalaciones de régimen especial, y con lo cual, se produjo un descenso en la ejecución de instalaciones solares fotovoltaicas que se vio reflejado en los años posteriores.

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

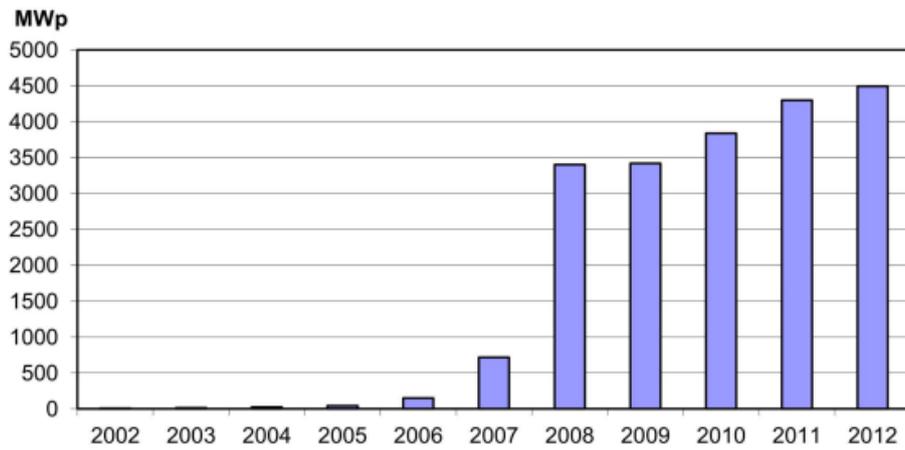


Figura 21. Potencia fotovoltaica instalada en España hasta 2012. Fuente: [5]

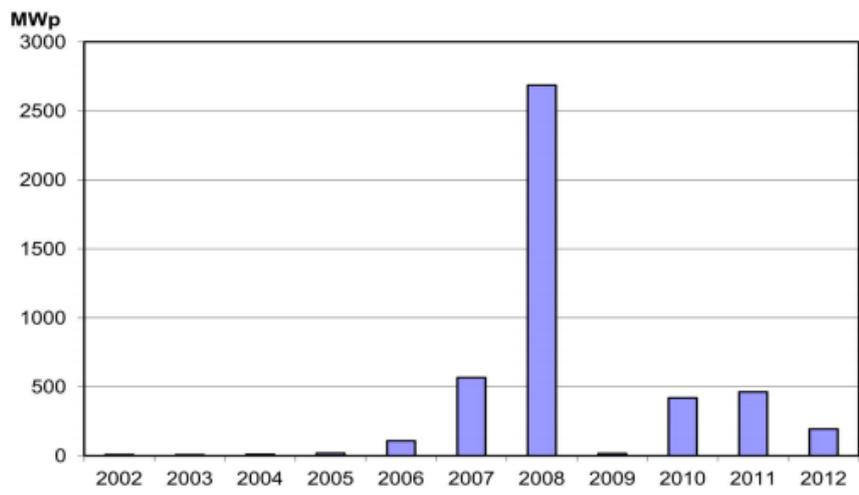


Figura 22. Potencia fotovoltaica anual instalada en España hasta 2012. Fuente: [5]

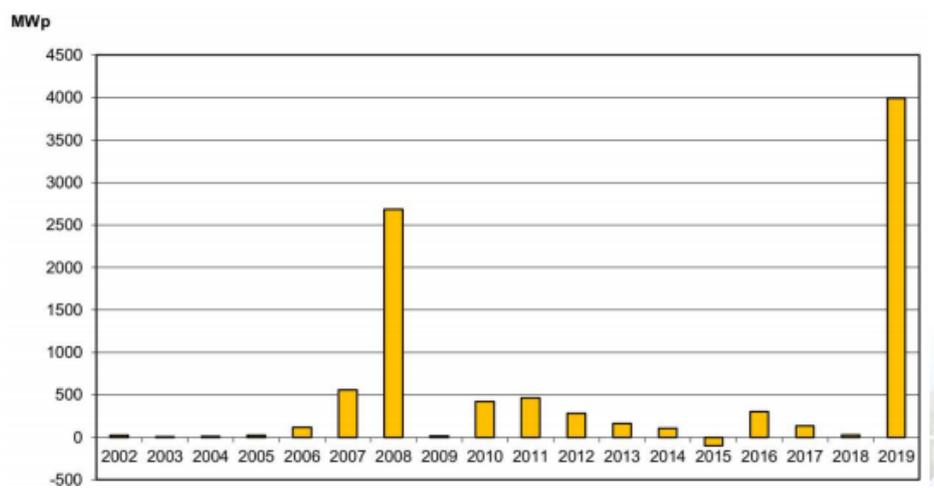


Figura 23. Potencia fotovoltaica anual instalada en España hasta el año 2019. Fuente: [5]

- Ley 24/2013, del 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico pretende garantizar el suministro al conjunto de los consumidores y ajustarlo adecuadamente a sus necesidades. Además se determinan los siguientes puntos:

Se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, y se procede a una regulación unificada de la producción de energía eléctrica. Se sustituye el concepto de “régimen especial” por el de “instalaciones de producción con retribución específica”.

Todas las unidades de producción, incluidas las del extinto “régimen especial”, deben realizar ofertas de venta al Operador del Mercado. Se establecen ciertas particularidades, en cuanto a su retribución, para algunas instalaciones en función de la tecnología empleada.

Esta retribución específica adicional debe permitir a las tecnologías beneficiarias competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, permitiéndolas recuperar los costes y obtener una rentabilidad adecuada.

Las instalaciones se clasificarán, mediante orden ministerial, en instalaciones tipo, obteniendo cada instalación la retribución concreta a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que le corresponda.

- RD 413/2014: RD en el que se esclarecen los siguientes aspectos:

Se regula el régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. Quedando determinadas en el Subgrupo b.1.1 las instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
- RD 960/2020, del 3 de Noviembre por el que se establece que en 2050 toda la energía eléctrica sea 100% renovable. Así como se determinan los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que implica la instalación de 5000MW/año de nueva capacidad. También se regula el régimen económico de energías renovables (REE) para instalaciones de producción de energía eléctrica.

3.5.2 Legislación específica del autoconsumo

Tras esta breve exposición de la legislación que se ha ido aplicando a las instalaciones de energías renovables, tecnología fotovoltaica en concreto, desde su inicio en España, ahora se procede a comentar la legislación aplicable actualmente a la modalidad de autoconsumo, que es la que se trata en este trabajo fin de grado.

Los Reales Decretos involucrados que se van a comentar son los que tras años de dificultades para relanzar el autoconsumo, lo impulsan nuevamente para conseguir un futuro limpio y libre de emisiones.

- RD 900/2015, del 9 de Octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

En este decreto se define inicialmente lo que es el autoconsumo. Se define como el consumo de energía eléctrica a través de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red de un consumidor o a través de las líneas eléctricas entrantes a los consumidores.

Amplía conceptos que en el RD 1699/2011 no se tenían en cuenta, y que con este RD ya se consideran. Uno de estos conceptos nuevos de este RD es la implementación de un impuesto o peaje por la potencia de la instalación si la misma superaba los 10 kW con el fin de contribuir al coste del mantenimiento de la red de transporte y distribución nacional.

Se confirma la desaparición de los beneficios económicos desmesurados para los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas. Además, se estipula que los excedentes de generación no conllevan beneficios extra. Se inicia una tendencia legislativa que prioriza un correcto beneficio energético y económico a aquellas instalaciones correctamente diseñadas y ejecutadas, y no exclusivamente por el hecho de pertenecer a un grupo de tecnología limpia, los beneficios han de ser mayores para promoverlo más.

- RD Ley 15/2018, del 5 de Octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores origina una profunda regulación del autoconsumo en España. El objetivo es que los consumidores y la sociedad se beneficie del autoconsumo y con ello tener una mayor independencia energética y de la red, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este decreto modifica los artículos 9, 64, 66 y 67 del Título II de la Ley 24/2013 del 26 de Diciembre del Sector Eléctrico.

Las novedades más importantes son las siguientes:

- Se determinan las siguientes modalidades de autoconsumo.
 - A. Autoconsumo sin excedentes: no se inyecta ese excedente de energía en la red. De manera que el beneficiario de la instalación solo figura como consumidor.
 - B. Autoconsumo con excedentes: se puede inyectar a la red la energía excedentaria producida generada. Ahora el propietario de la instalación no solo es consumidor, sino también productor.
- La energía autoconsumida estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

- En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución.
 - Se podrán implementar mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitados a potencias de estas no superiores a 100 kW.
 - Se establecerán las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo.
 - Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo si excedentes de hasta 100 kW se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos respectivos.
- RD 244/2019, de 5 de Abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Este Real Decreto es una actualización del anterior. Por lo que este RD 244/2019 es el que nos va a proporcionar las normativas vigentes para la instalación de autoconsumo que se va a dimensionar en este trabajo.

El real decreto está compuesto por 23 artículos divididos en 7 capítulos, dos disposiciones adicionales, nueve disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

- Objetivos del real decreto.
 - A. Las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
 - B. La definición de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
 - C. El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
 - D. El establecimiento de un sistema de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo.
 - E. La organización, inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
- Ámbito de aplicación.

También se determina el ámbito de aplicación del mismo. De manera que se aplicará este decreto a las instalaciones y sujetos de cualquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en la Ley 24/2013 y quedarán

exentas las instalaciones aisladas y los grupos de generación de emergencias en caso de falta de alimentación de energía eléctrica.

- Definición del autoconsumo.

Consumo de uno o varios consumidores de energía eléctrica procedente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los propios consumidores.

- Configuraciones y formas de conexión de las instalaciones de generación.

Se definen por primera vez diferentes configuraciones para el aprovechamiento de la energía generada:

- A. Instalaciones individuales: se dice que una instalación es individual cuando existe un único consumidor asociado a la misma
- B. Instalaciones colectivas: se dice que una instalación es colectiva cuando existen varios consumidores asociados a la misma instalación de generación.

- Propietarios de las instalaciones.

Cabe destacar que el propietario de la instalación no tiene por qué ser el titular de la misma, pues esto es un término novedoso que se incluye por primera vez en este RD. Por lo que puede aparecer la figura del propietario-promotor de la obra de la instalación, siendo el responsable de su financiación y ejecución, y posteriormente poniéndola al servicio del consumidor acordando una serie de contratos privados entre las dos partes. Estos pueden ser de la siguiente manera:

- A. Contrato de compraventa de energía generada tipo PPA (Power Purchase Agreement).
- B. Contrato por prestación de servicios y mantenimiento.
- C. Contrato con una empresa de servicios energéticos por el ahorro de energía.

- Tipos de conexión a red.

- A. Instalaciones próximas en red interior.
- B. Instalaciones próximas a través de red.

- Modalidades de autoconsumo.

- A. Instalaciones de autoconsumo sin excedentes: comprenden las instalaciones de generación que a pesar de estar conectadas a la red de transporte o distribución, no inyectan en ningún

momento energía a la red. Esto es así porque deben contar con un sistema anti-vertido conforme a la ITC-BT-40. Se podrá comprar energía a la red cuando la instalación de autoconsumo no satisfaga las necesidades de consumo.

En estos casos solo existe un tipo de sujeto, el consumidor.

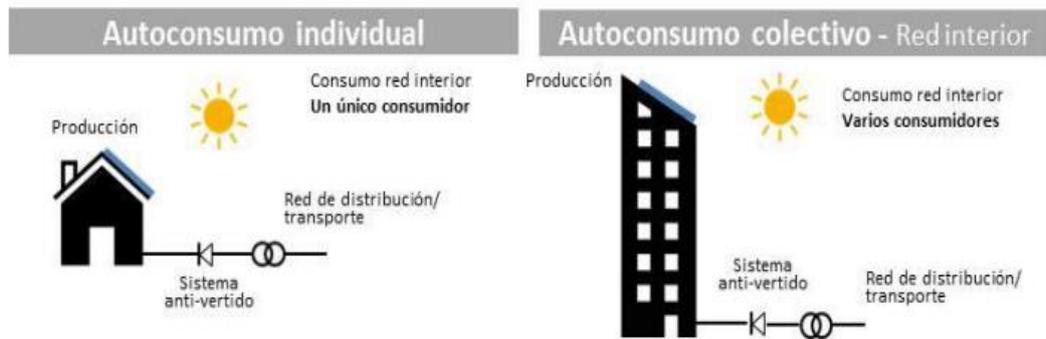


Figura 24. Autoconsumo individual y colectivo. Fuente: [13]

- B. Instalaciones de autoconsumo con excedentes: comprenden las instalaciones de generación que, además de suministrar energía para autoconsumo, pueden inyectar en la red de transporte o distribución la energía excedentaria que produzcan. También podrán comprar energía a la red cuando la instalación generadora no satisfaga las cargas.

En este caso existen dos tipos de sujetos, el consumidor y el productor.

Dentro de este tipo de autoconsumo, se subdividen a su vez dos modalidades:

- Instalaciones con excedentes acogidas a compensación: en esta modalidad la energía no autoconsumida se inyecta a la red, y al final del periodo de facturación, el valor económico de esa energía excedentaria se compensará en la factura final del consumidor.

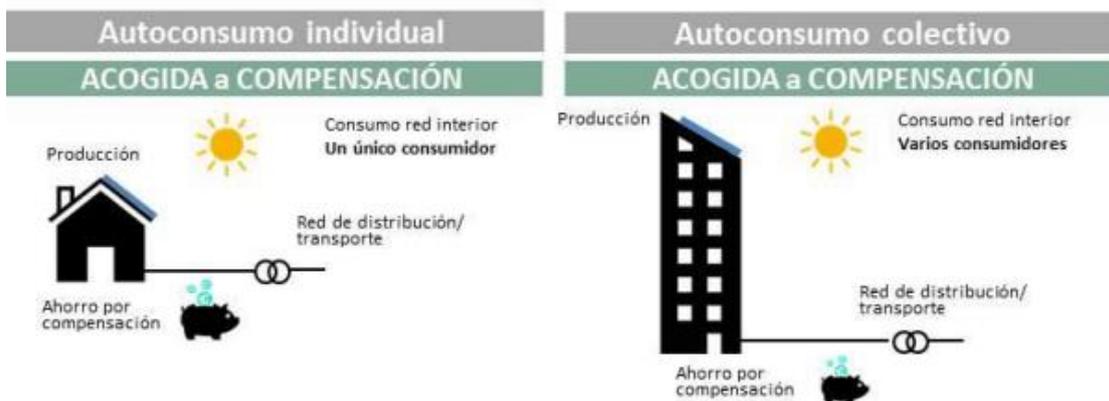


Figura 25. Modalidad del autoconsumo acogida a compensación. Fuente: [13]

- Instalaciones con excedentes no acogidas a compensación: en esta modalidad la energía excedentaria generada por la instalación no implica ningún tipo de compensación en la factura final del consumidor, ya sea porque no se cumplan las condiciones necesarias para ello, o no se quiera por voluntad del propio consumidor.

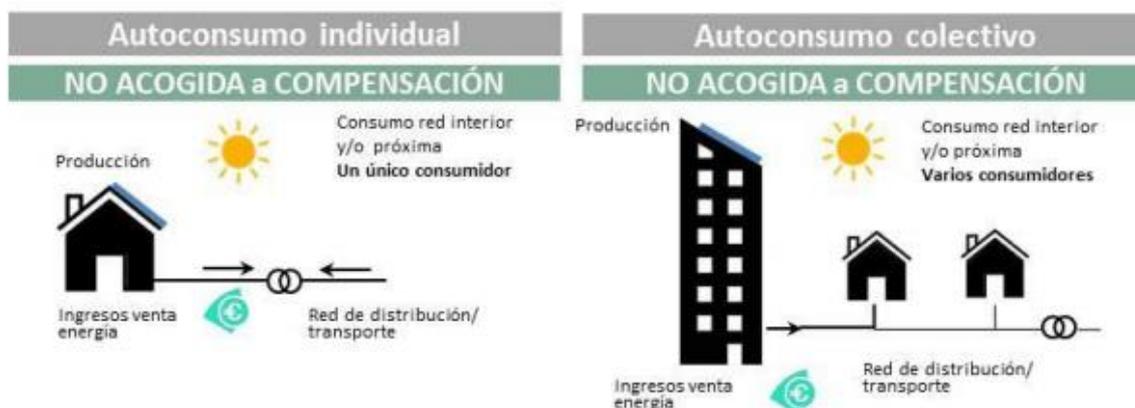


Figura 26. Modalidad del autoconsumo no acogida a compensación. Fuente: [13]

Esta energía que se vierte a la red y será vendida en el mercado eléctrico como la energía procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Por lo que le es aplicable el IVPEE del 7%.

- Mecanismos de compensación simplificada
 - A. Este mecanismo consiste en un saldo en términos económicos de la energía consumida durante el período de facturación. Cabe señalar que es aplicable únicamente en instalaciones con las siguientes características y condiciones:

- B. Instalaciones cuya fuente de energía sea de origen renovable hasta 100MW de potencia instalada.
- C. Que el consumidor y el productor-promotor-propietario determinen un contrato de compensación de excedentes como el rige el propio RD.
- D. Que la instalación a la que se quiere aplicar el mecanismo de compensación no esté acogida a otro régimen retributivo.

De manera que en la modalidad de autoconsumo con excedentes, la energía excedentaria que no se ha consumido, se inyecta a la red. Y en el caso contrario donde no se auto consume toda la energía generada, se procede a absorberla de la red comprándola a su distribuidora al precio al que estén acogidos.

Esta compensación económica se realiza cuando termina el periodo de facturación. Por lo que el valor de la energía que haya inyectado a la red tendrá un determinado precio, y la energía consumida de la red, otro. Siendo el precio a pagar la diferencia de ambos. Estos precios de la energía excedentaria y de la absorbida de la red, varían según los contratos que se establezcan.

El valor económico de la energía excedentaria nunca puede ser mayor que el de la energía consumida de la red durante el período de facturación, el cual no será superior a un mes. Cabe destacar que la energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos a este mecanismo está exenta de satisfacer los peajes de acceso, al no ser considerada como energía incorporada al sistema eléctrico nacional.

Si un sujeto decide acogerse a este mecanismo, no podrá participar en otro mecanismo de venta de energía.

Pueden definirse contratos con una comercializadora libre o un contrato de suministro al PVPC con una comercializadora de referencia:

- A. Contrato de suministro con una comercializadora libre: la energía horaria consumida a través de la red será valorada al precio horario acordado por ambas partes, así como el precio de la energía excedentaria.
- B. Contrato de suministro al PVPC con una comercializadora de referencia: la energía horaria consumida de la red se valorará al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor. La energía horaria excedentaria será valorada al precio medio horario, obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos definidos en los artículos 10 y 11 del RD 216/2014 de 28 de Marzo.

3.6 Autoconsumo en España

Tras la entrada en vigor del RD Ley 15/2018 y posteriormente su actualización RD 24/2019 ha significado un impulso para la autoconsumo.

El autoconsumo es un elemento fundamental para la transición energética, y con ello lograr que todos los consumidores aumenten su independencia energética a través de energías limpias.

Este modelo de abastecimiento de energía ha ido creciendo muy lentamente desde la inauguración de la tecnología solar en 1984. Pero los diferentes cambios normativos implantados a finales de 2019 provocaron un auge enorme del autoconsumo fotovoltaico en España. Según la UNEF [35], se instalaron en 2019 459 MW de potencia y 596 MW en 2020 destinados al autoconsumo, de los cuáles el 18% fue en el ámbito doméstico.

La normativa clara y simplificada, junto con el abrupto descenso de los precios para acometer este tipo de instalaciones, ha propiciado a la vista de los datos, una clara apuesta de los ciudadanos por esta forma de abastecimiento energético.



Figura 27. Instalación fotovoltaica en un tejado. Fuente: [14]

En los próximos años se espera que las cifras sigan aumentando tras los diferentes acuerdos de la cumbre de París por el cambio climático y los diferentes planes de inversión en energías limpias a través de los fondos europeos de recuperación recientemente anunciados.

3.7 Ventajas y desventajas de la tecnología solar fotovoltaica

3.7.1 Ventajas

- Tecnología libre de emisiones, ya que no se emite dióxido de carbono a la atmósfera durante su utilización.
- Independencia del mercado de importaciones energéticas, y con ello, beneficios económicos.
- Modularidad y versatilidad, lo que deriva en un fácil montaje.
- Vía de suministro en áreas remotas donde la red del Sistema Eléctrico Nacional no puede llegar.
- Fuente de energía centralizada y fiable.
- Contribuye ampliamente a la creación de puestos de trabajo.
- Fácilmente integrable en edificios.
- Requiere poco mantenimiento.
- Contribuye a mejorar la competencia del sector eléctrico, garantizando la continuidad y fiabilidad del suministro a un gran número de personas.

3.7.2 Desventajas

- Fuente de energía cara en el término de que tiene unos rendimientos generales bajos (12-16%)
- Coste inicial de inversión elevado.
- Su fabricación y transporte implica un impacto ambiental negativo.

4 Dimensionado de la instalación solar fotovoltaica

4.1 Introducción

En este apartado se va a dimensionar la instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con compensación de excedentes de principio a fin. Desde calcular las secciones para elegir correctamente los conductores adecuados, hasta las protecciones asociadas a ellos. También se van a seleccionar los diferentes componentes de la instalación fotovoltaica.

Se va a simular la instalación con ayuda del software PVSyst.

4.2 Dimensionado del emplazamiento

En primer lugar se indica en el programa el tipo de instalación fotovoltaica, siendo en nuestro caso una instalación conectada a red con autoconsumo.

Tras ello, se introducen las coordenadas del emplazamiento y se elige la base de datos meteorológicos con la que se quiere trabajar, en este caso se ha elegido la base de datos de la NASA. Esto es muy importante ya que cada emplazamiento tendrá unas condiciones atmosféricas muy dispares, y si se ponen las coordenadas erróneas, los datos no se corresponderán con la ubicación.

El edificio está orientado hacia el Sur-Este, estando desviado 38° del Sur. De manera que se encuentra desplazado 38° del ángulo óptimo. Y el tejado en el que se van a situar los paneles solares tiene una inclinación de 20° , por lo que los paneles van a situarse en un plano fijo, coplanarios a la cubierta.

Orientación	-38°
Inclinación	20°

Tabla 4. Orientación e inclinación de la instalación. Fuente: Elaboración propia

Una vez elegida la base de datos y el tipo de instalación que queremos dimensionar, nos aparece la pantalla que se muestra a continuación:

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

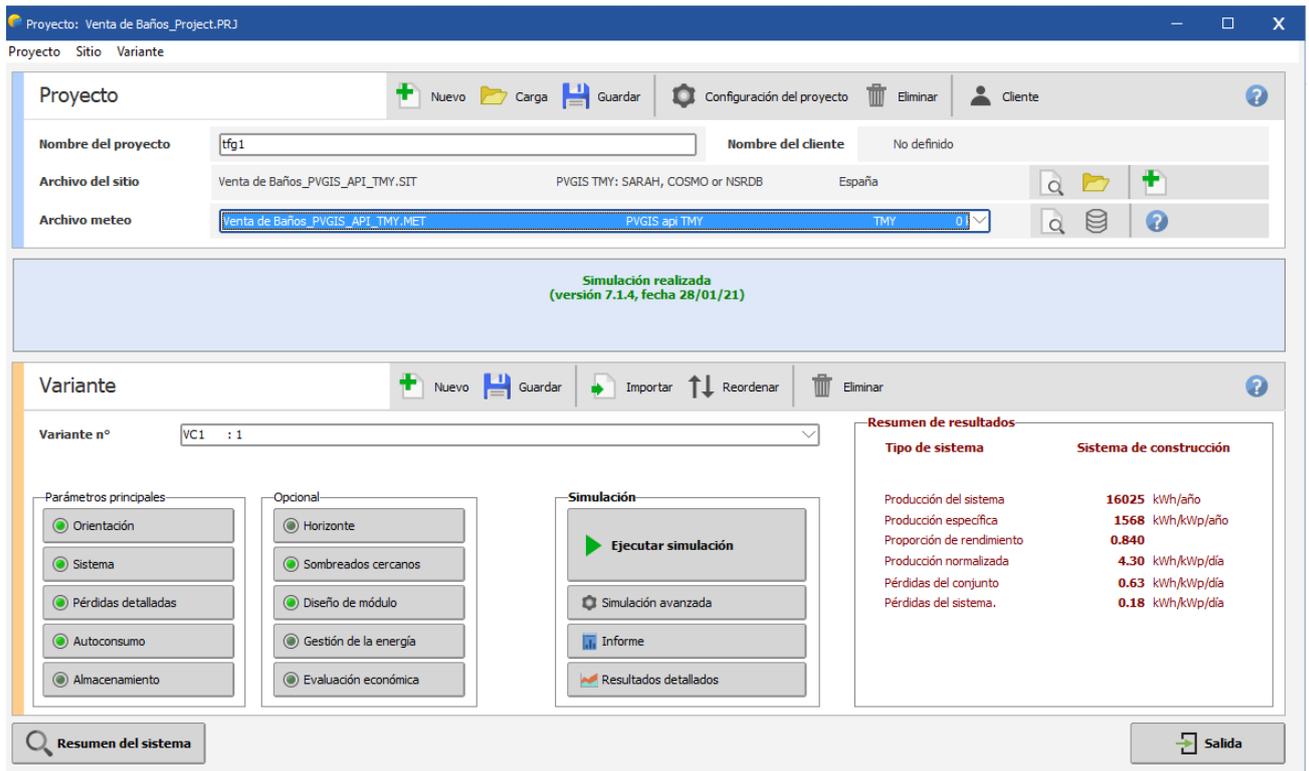


Figura 28. Panel de control PVSystem. Fuente: [2]

En esta pantalla aparecen los diferentes cuadros de mandos con los que se dimensiona la instalación.

En el cuadro "Proyecto", se da nombre al archivo, se elige la base de datos y se guarda el proyecto. Y en el cuadro "Variante" se van diseñando los parámetros de la instalación. Por lo que se procede a dimensionar la orientación e inclinación de los paneles.

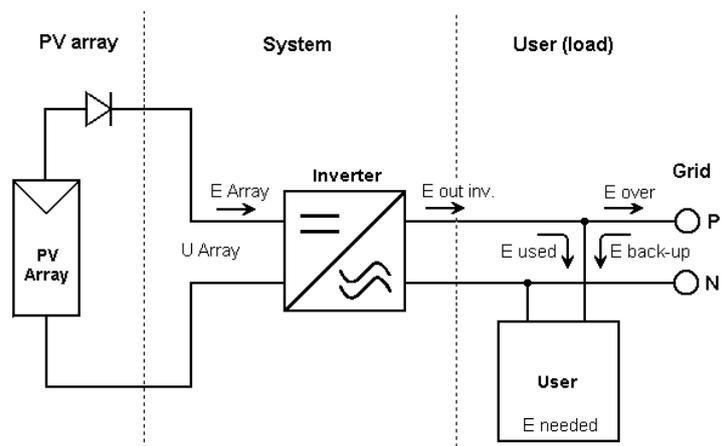


Figura 29. Esquema general instalación FV. Fuente: [2]

Se van a instalar los paneles en un plano inclinado fijo de 20° y orientados a un acimut de -38° , como se puede ver en la siguiente imagen.

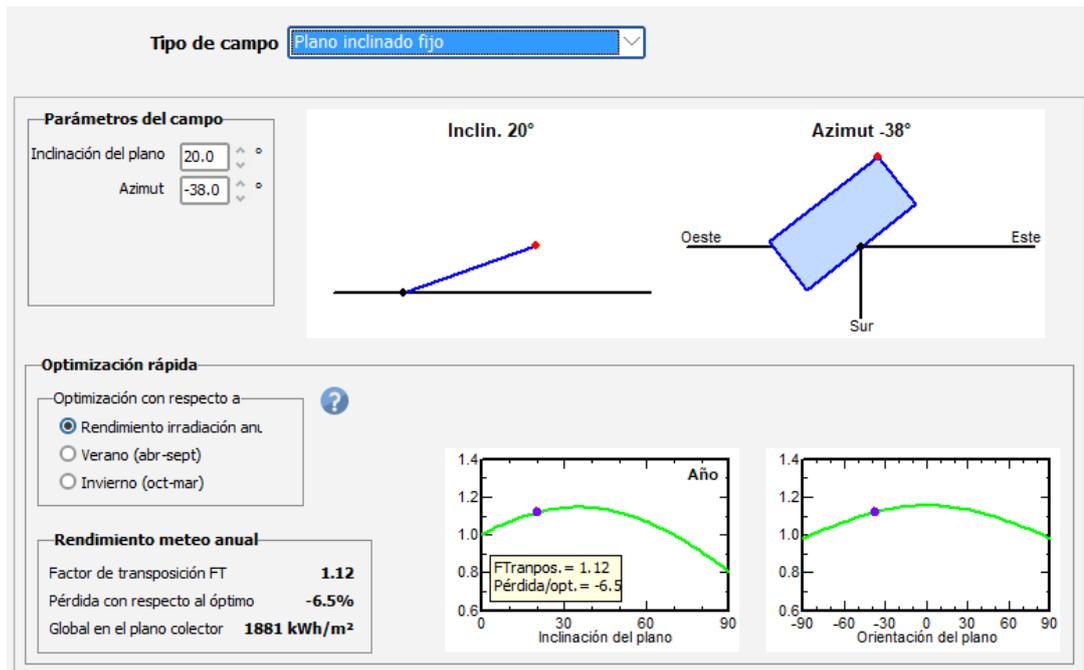


Figura 30. Selección de la orientación e inclinación en PVSystem. Fuente: [2]

El propio programa nos va mostrando en las dos gráficas de la imagen el Factor de Transposición y las Pérdidas según la inclinación y orientación del panel.

El Factor de Transposición es la relación existente entre la irradiancia que incide en el plano y la irradiancia que incide en el plano horizontal. Por lo tanto, al tener un FT de 1.12, nos indica que está 0.12 desviado del óptimo, y con lo cual, deriva en pérdidas.

Estos valores son lógicos, ya que los paneles no están orientados en el ángulo óptimo ni con la inclinación ideal. Por lo que se ha elegido situar los paneles con un plano inclinado fijo por cuestión de precio y evitar cargas excesivas en la cubierta. Pero el programa ofrece diferentes opciones como las siguientes:

- Varias orientaciones

Esta posibilidad es para el caso en el que se tengan superficies con diferente inclinación y por lo tanto hay que establecer un subcampo fotovoltaico para cada inclinación. De manera que se pueden establecer tantos subcampos como diferentes inclinaciones que tengan los planos en los que se quiere situar la instalación.

- Ajuste de inclinación estacional

En este caso el programa varía automáticamente la inclinación de los paneles según la estación del año, de manera que se optimiza la instalación y por lo tanto se obtendrá más energía. Tiene el inconveniente que son instalaciones más caras.

- Seguimiento mono-eje y doble-eje

También ofrece la posibilidad de controlar la orientación e inclinación de los módulos según el eje x de los mismos, así como según el eje X-Y. Estos seguidores varían la posición de los módulos cada día según el movimiento del sol. También hay sistemas de seguimiento que se mueven u orientan según las direcciones Norte, Sur, Este y Oeste.

Funcionan gracias a unas células fotoeléctricas a las que se asocia una variable interna. Esta variable interna manda señales a los motores que modifican la trayectoria de los paneles para optimizar en todo momento la producción de energía.

Los sistemas de seguimiento de doble eje son evidentemente más caros que los de mono-eje, y también que los que no tienen sistema de seguimiento, como es lógico. Mayores prestaciones, mayor precio.

- De cobertizos ilimitados

En este tipo de instalaciones, los paneles son sujetos gracias al entramado metálico que determina la orientación de los mismos. El programa deja configurar la distancia entre paneles y el ancho de banda según si la colocación de los paneles es horizontal o vertical, lo que determinará la distancia a la que se podrá colocar otra fila de paneles sin que la de delante sombree a la posterior.

4.3 Selección de módulos e inversor

Tras introducir la inclinación e orientación de los paneles solares, en la pestaña “Sistema” se permite configurar la instalación fotovoltaica, es decir, determinar la potencia pico que se va a instalar y la superficie que va a ocupar, y con ello los módulos fotovoltaicos y el inversor o inversores.

El propio programa automáticamente dimensiona la potencia o la superficie según se haya introducido una opción de las dos antes.

Si se ha elegido la opción de “Varias orientaciones”, en “Sistema” se tendrán que configurar los diferentes subcampos.

En nuestro caso, se ha elegido un plano inclinado fijo ya que es la inclinación de la cubierta disponible. Por lo que introducimos la superficie que queremos que ocupen nuestros módulos y a partir de ahí elegimos el módulo y el inversor.

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Conjunto FV
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 20°
 Azimut: -38°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento
 Ingrese potencia planeada: 10.6 kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): 50 m²

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: [dropdown] Filtro: Todos los módulos F [dropdown] Núm. máximo de módulos: 28
 LG Electronics [dropdown] 365 Wp 31V Si-mono LG 365 Q1C-A5 Desde 2017 Manufacturer 2017 [dropdown] [Abrir]
 Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 32.7 V
 Voc (-10°C) 47.2 V

Selección del inversor
 Disponible ahora: [dropdown] Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz [dropdown] 50 Hz 60 Hz
 ABB [dropdown] 10 kW 175 - 850 V TL 50 Hz PVI-10.0-TL-OUTD Desde 2008 [dropdown] [Abrir]
 Núm. de entradas MPPT: 2 Voltaje de funcionamiento: 175-850 V Potencia del inversor utilizada 10.0 kWca
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 900 V **inversor con 2 MPPT**

Diseño del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 14 entre 6 y 19
 Núm. de cadenas: 2 única posibilidad 2
 Pérdida sobrecarga: 0.0 %
 Proporción Pnom: 1.02 [Mostrar dimensionamiento]
 Núm. de módulos: 28 Área: 48 m²

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 458 V
 Vmpp (20°C): 521 V
 Voc (-10°C): 661 V
 Irradia. plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 20.0 A
 Isc (STC): 21.2 A
 Isc (en STC): 21.2 A

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 8.5 A/entrada)). (Info, no significativa)
 Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. 9.5 kW (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 10.2 kWp

Figura 31. "Sistema" PVsyst. Fuente: [2]

Se eligen 50 m² como superficie de albergue de los módulos, y el propio programa dimensiona la instalación para 10.6 kWp.

Para elegir correctamente un módulo concreto, hay que tener en cuenta los parámetros característicos más importantes. Estos parámetros eléctricos son los siguientes:

- **Tensión en circuito abierto (V_{OC}):** tensión máxima de los módulos entre los bornes positivo y negativo del módulo cuando no circula corriente través de ellos. Es decir, tensión de salida del módulo cuando está sin carga a una irradiancia y temperatura determinadas.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** corriente de salida del módulo cuando se cortocircuita la célula uniendo sus regiones P y N (bornes semiconductores) con un conductor exterior de resistencia nula a una temperatura y irradiancia determinadas.

La intensidad de cortocircuito apenas varía con la temperatura.

$$I_{sc}(A) = G * \frac{I_{sc}(STC)}{1000}$$

Siendo:

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito para una irradiación determinada.

$I_{SC(STC)}$: Intensidad de cortocircuito en condiciones estándar

G: Irradiancia ($\frac{W}{m^2}$)

- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPPT}): tensión a la que trabaja el módulo para entregar su máxima potencia al estar conectado con un receptor o red.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPPT}): intensidad correspondiente a la potencia máxima de salida del módulo.
- Potencia máxima (P_{MAX}): responde a la máxima potencia que el módulo va a entregar a los receptores.

$$P_{MAX (W)} = V_{MPPT} * I_{MPPT}$$

Siendo:

I_{MPPT} : Intensidad máxima de la célula.

V_{MPPT} : Tensión máxima de la célula.

- Factor de forma (FF): cociente entre la potencia máxima y el producto de la tensión a circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Es un factor sin unidades y siempre es inferior a uno.

Representa la calidad de la célula del módulo, es decir, cuanto más próximo a uno, de más calidad serán sus células:

$$FF = \frac{V_{MPPT} * I_{MPPT}}{V_{OC} * I_{SC}} = \frac{P_{MAX}}{V_{OC} * I_{SC}}$$

- Eficiencia: este parámetro es un porcentaje que representa la relación de la cantidad de energía producida a partir de la energía solar que incide en las células fotovoltaicas. Se halla en condiciones estándar de medida (STC).

$$\eta(\%) = \frac{P_{MAX}}{G * A_c} * 100$$

Siendo:

A_c : Área superficial de la célula

Una vez tenidos en cuenta estos parámetros eléctricos generales, lo siguiente sería estudiar los catálogos técnicos de los fabricantes de los módulos elegidos. Para hacer el último filtro a la hora de elegir definitivamente el módulo.

Ya que no todos los módulos se comportan igual antes las variaciones de irradiancia y temperatura. Estos parámetros de las hojas de fabricantes que hay que tener en cuenta son los siguientes:

- Temperatura de trabajo de las células: cuanto menor sea la temperatura de trabajo de las células, más energía eléctrica se producirá y mayor eficiencia tendrán los módulos.

La temperatura de las células está sujeta a la temperatura ambiente y la irradiancia, expresada en la siguiente fórmula.

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800}$$

Siendo:

$T_c(^{\circ}C)$: Temperatura de trabajo de la célula.

$T_a(^{\circ}C)$: Temperatura ambiente.

TONC ($^{\circ}C$): temperatura de operación nominal de la célula. El valor común ampliamente utilizado suele ser $45^{\circ}C$.

- Coeficiente intensidad-temperatura (α): representa la variación de la intensidad de cortocircuito para cada valor de temperatura en las células. Sus unidades en valor absoluto son ($mA/^{\circ}C$) y en valor absoluto ($\frac{\%}{^{\circ}C}$). Obedece a la siguiente expresión:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc} + \alpha * (T_c - T'_c)$$

- Coeficiente de tensión-temperatura (β): representa la variación de la tensión a circuito abierto para cada valor de temperatura de las células de los módulos.

La expresión es la siguiente:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc} + \beta * (T_c - T'_c)$$

- Coeficiente de potencia-temperatura (γ): representa la variación de la potencia máxima del módulo según a la temperatura que se encuentran sus células.

$$V_{mppt}(T_c) = V_{mppt} + \gamma * (T_c - T'_c)$$

Tras tener en cuenta estos parámetros, se comparan diversos fabricantes y modelos de módulos fotovoltaicos. Finalmente se elige un módulo de LG Electronics, cuyas características son las siguientes.



Figura 32. Módulo fotovoltaico elegido. Fuente: [15]

Marca	LG Electronics
Tipo	LG365Q1C-A5
Categoría	Monocrystalino
Potencia nominal (Wp)	365
Corriente MPPT (A)	9,95
Tensión MPPT (V)	36,7
Corriente de cortocircuito (A)	10,8
Tensión circuito abierto (V)	42,8
Voltaje máximo (V)	1000
Longitud (mm)	1700
Ancho (mm)	1016
Espesor (mm)	40
Peso (Kg)	18,5

Tabla 5. Características del módulo. Fuente: Elaboración propia

Curvas características del módulo:

- I (V) curvas de irradiancia.

Módulo FV: LG Electronics, LG 365 Q1C-A5

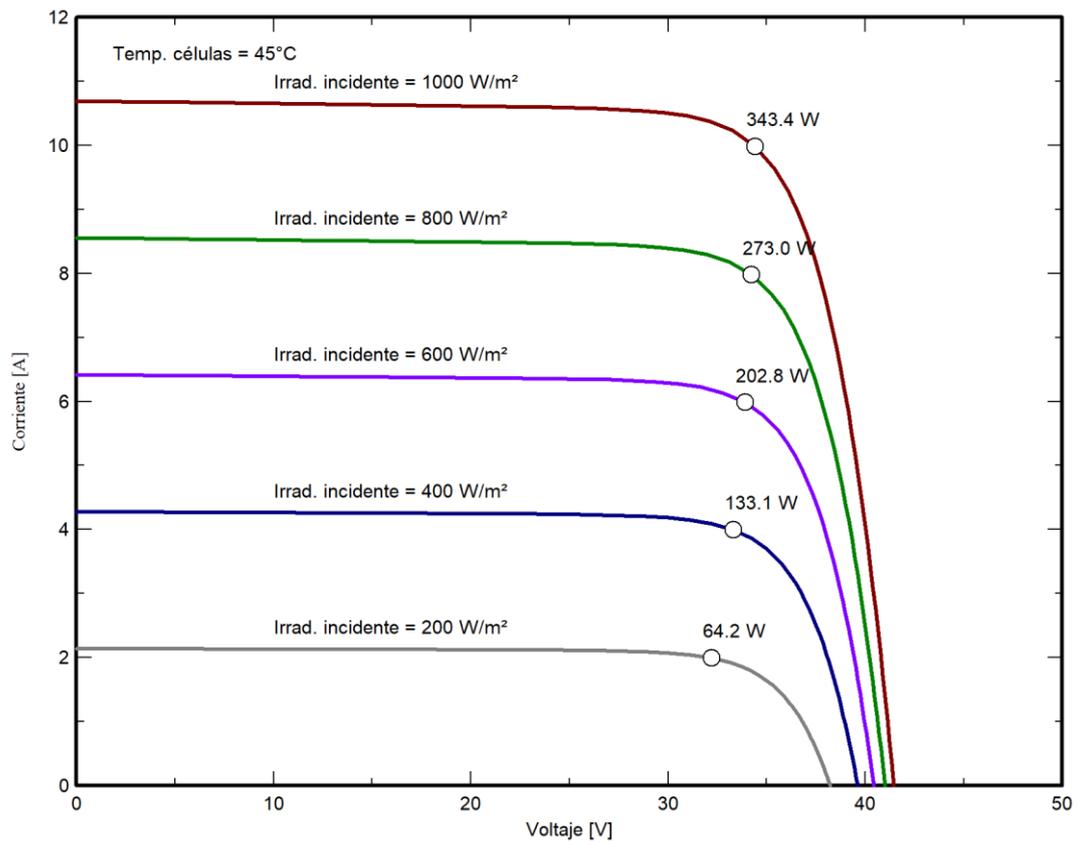


Figura 33. Curvas de irradiancia. Fuente: [2]

- I (V) Curvas de temperatura.

Módulo FV: LG Electronics, LG 365 Q1C-A5

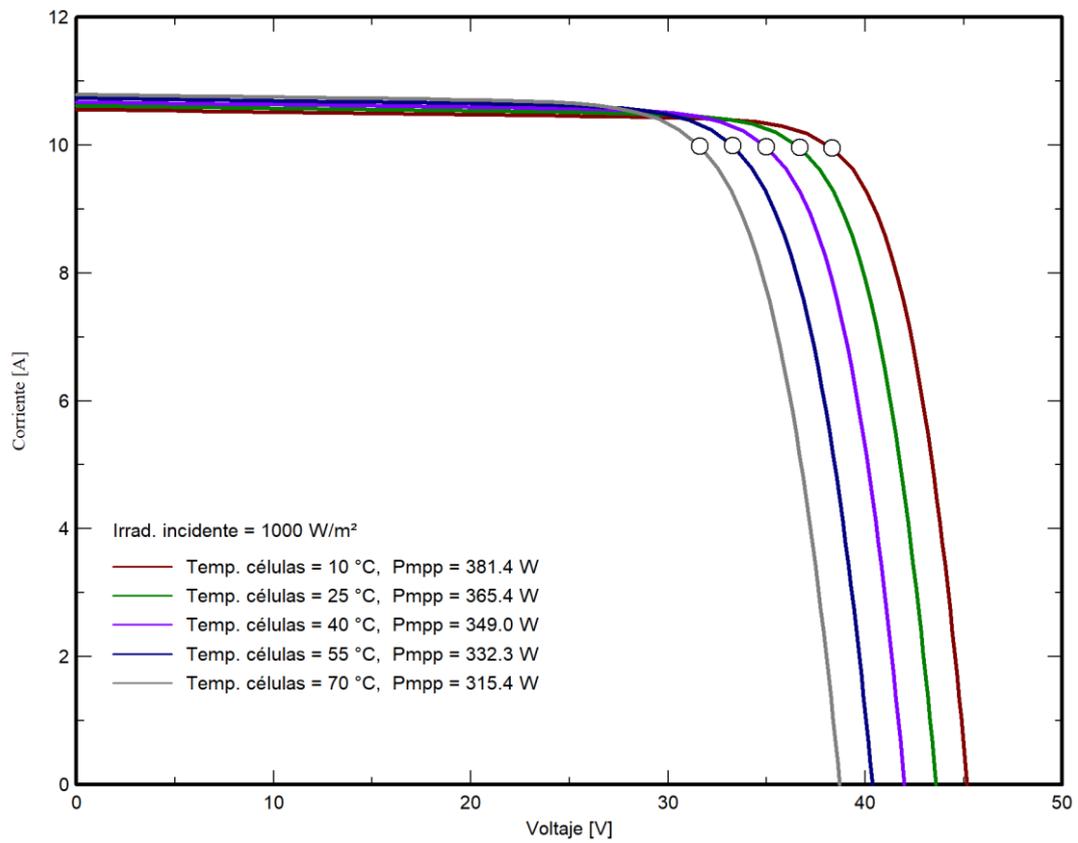


Figura 34. Curvas de temperatura. Fuente: [2]

- Curva P/V:

Módulo FV: LG Electronics, LG 365 Q1C-A5

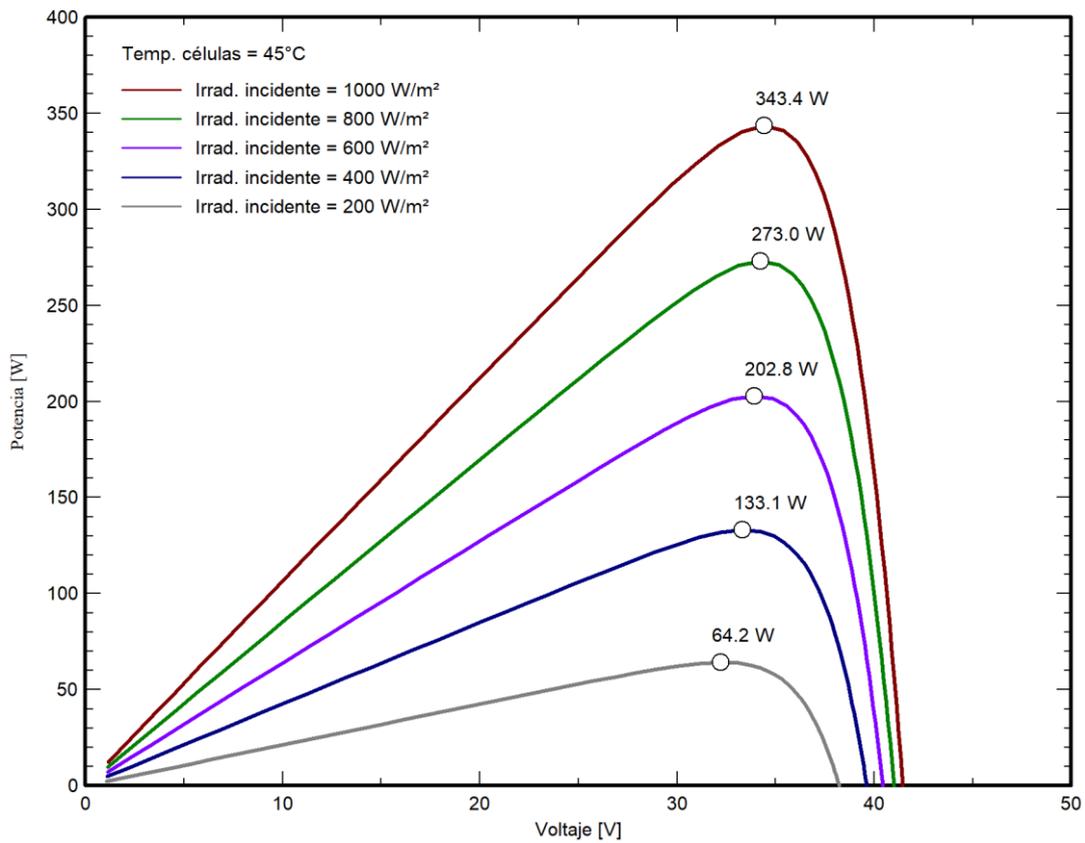


Figura 35. Curvas P\V. Fuente: [2]

El siguiente paso es la elección del inversor, lo cual es fundamental, ya que será el elemento encargado de convertir la corriente generada por los paneles para poder suministrar a las cargas.

PVSyst dimensiona automáticamente la instalación según la potencia elegida para el inversor o inversores. Dicha potencia total del inversor o inversores, tendrá que ser algo menor que la del campo fotovoltaico.

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Conjunto FV
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 20°
 Azimut: -38°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 10.6 kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): 50 m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: [dropdown] Filtro: Todos los módulos F [dropdown] Núm. máximo de módulos: 28
 LG Electronics [dropdown] 365 Wp 31V Si-mono LG 365 Q1C-A5 Desde 2017 Manufacturer 2017 [dropdown] [Abrir]
 Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 32.7 V
 Voc (-10°C) 47.2 V

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: [dropdown] Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz 50 Hz
 60 Hz
 ABB [dropdown] 10 kW 175 - 850 V TL 50 Hz PVI-10.0-TL-OUTD Desde 2008 [dropdown] [Abrir]
 Núm. de entradas MPPT: 2 Voltaje de funcionamiento: 175-850 V Potencia del inversor utilizada 10.0 kWca
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 900 V **inversor con 2 MPPT**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 14 entre 6 y 19
 Núm. de cadenas: 2 única posibilidad 2
 Pérdida sobrecarga 0.0 % Mostrar dimensionamiento
 Proporción Pnom 1.02
Núm. de módulos 28 Área 48 m²

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) 458 V
 Vmpp (20°C) 521 V
 Voc (-10°C) 661 V

Irradia. plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 20.0 A
 Isc (STC) 21.2 A
 Isc (en STC) 21.2 A

Potencia nom. conjunto (STC) 10.2 kWp
 Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. 9.5 kW
 (en 1000 W/m² y 50°C)

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 8.5 A/entrada)). (Info, no significativa)

Figura 36. Panel "Sistema" PVSystem. Fuente: [2]

En la imagen superior se observa que la potencia de pico instalada es de 10.6 kWp con los 28 módulos (2 cadenas de 14 módulos cada una), por lo que hay que elegir un inversor cercano a esa cifra. No es nada aconsejable sobredimensionar el inversor con respecto al campo fotovoltaico. Lo aconsejable es subdimensionar levemente el inversor y que el campo fotovoltaico se acerque a los límites superiores de potencia del inversor, o incluso lo sobrepase.

Se ha elegido un inversor con dos entradas de MPPT, de manera que cada una de las cadenas de módulos se conectará a una entrada del inversor.

Para la elección del inversor adecuado, aparte de considerar la potencia en conjunto de los generadores (módulos), hay que tener en cuenta una serie de parámetros característicos. Los más destacados son los siguientes:

- Seguimiento del punto de máxima potencia: no todos los inversores poseen este sistema que consigue que los módulos trabajen siempre en su punto de potencia máxima. Puede haber inversores con 1, 2 o varias entradas para el seguimiento del punto de MPPT. A más entradas, mayor será su precio.
- Eficiencia: rendimiento en la transformación en corriente alterna de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos.
- Garantía del fabricante: elemento fundamental que otorga tranquilidad al cliente. Normalmente viene ligado al precio de la marca y a su bagaje.

Tal y como se ve en la imagen del cuadro de mandos “Sistema” de PVSystem, se ha elegido el siguiente inversor:



Figura 37. Inversor elegido. Fuente: [6]

Modelo	ABB PVI-10.0-TL-OUTD
Potencia (kW)	10
Entradas MPPT	2
Rango tensión de funcionamiento (V)	175-850
Tensión máxima de entrada MPPT (V)	900
Intensidad máxima de entrada MPPT (A)	22
Frecuencia (Hz)	50/60
Eficiencia (%)	97.8

Tabla 6. Características del inversor. Fuente: [6]

Así mismo, el inversor actúa y se resetea o rearma cuando detecta los siguientes defectos en la instalación:

- Tensiones y frecuencias fuera de rango.
- Tensión e intensidad del campo FV baja (no generación).
- Ausencia de contacto con la alimentación de la red eléctrica (modo isla).
- Excesiva temperatura debido a sobrecargas o mal aislamiento.

Ahora, tras elegir módulos e inversor, hay que estudiar su compatibilidad. Para garantizar un uso seguro y productivo del inversor hay que tener en cuenta las condiciones extremas de funcionamiento del generador FV.

- Intervalo de funcionamiento del campo FV:

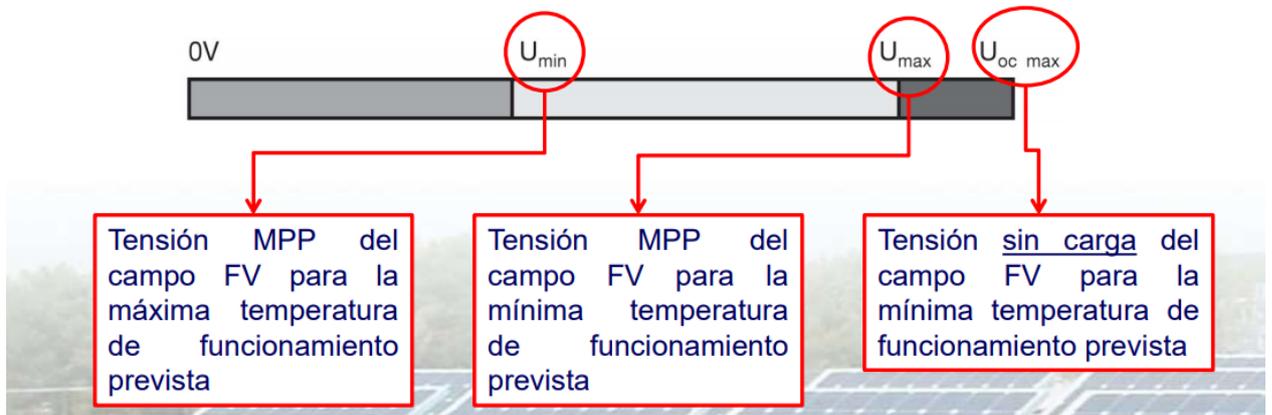


Figura 38. Intervalo de funcionamiento del campo FV. Fuente: [5]

- Intervalo de funcionamiento del inversor en cc:

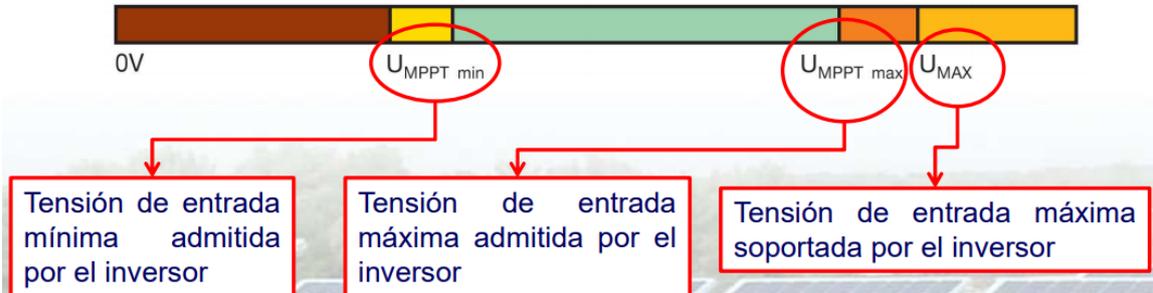


Figura 39. Intervalo de funcionamiento del inversor. Fuente: [5]

- Resumen intervalos de funcionamiento:

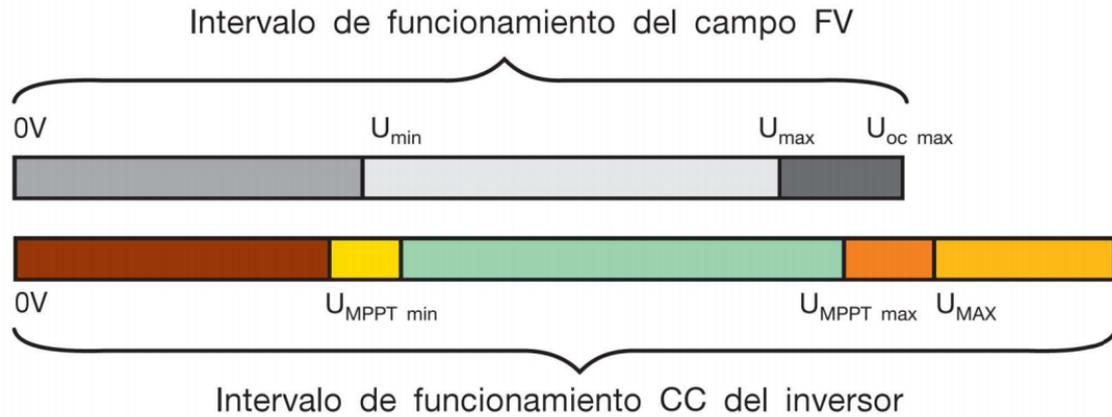


Figura 40. Rangos de operación. Fuente: [5]

Por lo que se estudian las condiciones del inversor según las temperaturas mínimas y máximas históricas del emplazamiento. Y según las temperaturas del emplazamiento, se halla la temperatura de trabajo de las células mediante las ecuaciones mostradas anteriormente.

Temperatura máxima y mínima del emplazamiento (°C)	40/-14.8
Temperatura máxima y mínima de las células Tc (°C)	71.25/-14.74

Tabla 7. Rangos de temperatura. Fuente: Elaboración propia

Ahora mediante las siguientes ecuaciones hallamos los valores requeridos:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc} + \alpha * (T_c - T'_c)$$

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc} + \beta * (T_c - T'_c)$$

$$V_{mppt}(T_c) = V_{mppt} + Y * (T_c - T'_c)$$

Tensión de circuito abierto máxima $V_{OCmax}(T_c = -14.74^\circ C)$	46.88 V
Tensión máxima en el punto de máxima potencia. $V_{MPPTmax}(T_c = -14.74^\circ C)$	40.20 V
Tensión mínima en el punto de máxima potencia. $V_{MPPTmin}(T_c = 71.25^\circ C)$	32.63 V

Intensidad de cortocircuito máxima (I_{SCmax})	11.07 A
--	---------

Tabla 8. Parámetros de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia

Ahora, una vez obtenidas estas tensiones, habrá que comprobar que se cumplen las condiciones del inversor para sus límites menos favorables, es decir, que las tensiones del campo fotovoltaico están entre los rangos de tensión admisible por el inversor. Tal y como se dijo anteriormente.

El campo fotovoltaico dimensionado lo constituyen 28 módulos, estando distribuidos en dos cadenas de 14 cada una.

Requisitos inversor	
$N_s * V_{OCmax} \leq V_{MAX}$	656.32 < 900
$N_s * V_{MPPTmin} \geq V_{mpptMININV}$	456.77 > 175
$N_s * V_{MPPTmax} \leq V_{mpptMAXINV}$	562.8 < 850
$N_p * I_{sc} \leq I_{invMAX}$	11.07 < 34

Tabla 9. Requisitos inversores. Fuente: Elaboración propia

De manera que los intervalos quedan configurados de la siguiente manera:

Intervalo de funcionamiento del campo FV		Intervalo funcionamiento del inversor	
V_{MIN}	456.77	$V_{MPPTmin}$	175 V
V_{MAX}	562.8	$V_{MPPTmax}$	850 V
V_{OCmax}	656.32	V_{MAX}	900 V

Tabla 10. Resultados finales. Fuente: Elaboración propia

Por lo que la integración de los módulos elegidos y el inversor, es viable y correcta.

4.4 Selección del autoconsumo

En este apartado lo que hay que introducir son las necesidades que el edificio necesita cubrir, es decir, sus consumos anuales para cada hora de cada día del año. Para ello introducimos el documento Excel en el programa de simulación PVSyst.

En este caso, nuestro edificio consume poco, necesitando 38,7 kWh/d, no llegando a 5 kWh/d por vivienda. Hay viviendas en las que solo vive una persona o ninguna y otras en las que viven 6 personas, lo que se traduce en consumos muy dispares por vivienda y también por horario o época del año.

En parte, para ello se dimensiona esta instalación, para que la irregularidad de ocupación de las viviendas no se traduzca en gastos fijos altos cada mes.

En total, se necesitan cubrir 14,13 MWh/año. A continuación se mostrará la distribución por meses:

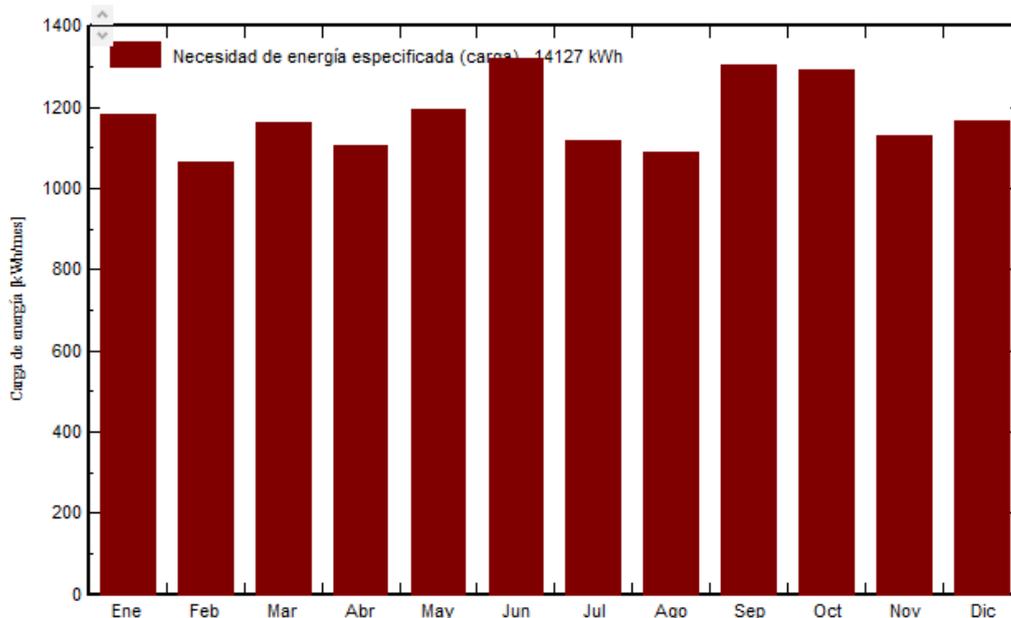


Figura 41. Consumos reales edificio. Fuente: [2]

Se pueden observar consumos muy dispares. En Febrero, Julio y Agosto se tienen consumos tan reducidos porque se cumple el común denominador de que hay alguna vivienda que no se encuentra habitada habitualmente por las circunstancias que sea.

Por lo que al introducir el consumo del edificio al programa, se podrá realizar en análisis de rentabilidad de la instalación según la cantidad de energía eléctrica producida por los paneles.

Un factor que será muy importante en el posterior análisis será el tanto por ciento de uso de la energía producida por los paneles, ya que si se tiene un perfil de consumo nocturno, esa energía tendrá que ser absorbida de la red y por lo tanto va a tener un precio mayor que si se produjera en los paneles. Y la energía que produzcan los paneles si no se consume en ese momento, tendrá que ser inyectada a red, pudiéndose obtener ingresos por ella según al tipo de autoconsumo al que nos hayamos acogido, pero este precio de venta será bastante menor que el de compra. De ahí la importancia de tener un perfil de consumo que siga a las horas de generación de los paneles para obtener un adecuado rendimiento energético y económico de la instalación.

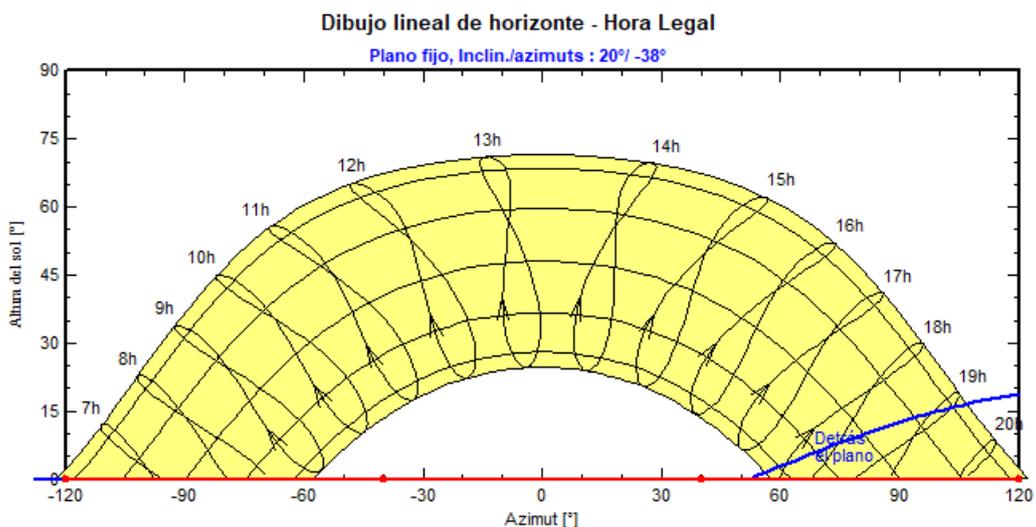
4.5 Análisis del sombreado

En este apartado hay que estudiar la influencia de las sombras que podrían aparecer en nuestra instalación. Para ello se representa en 3D el edificio con sus medidas perimetrales, así como los elementos que puedan ejercer algún tipo de sombra sobre el campo FV.

En primer lugar está el horizonte, en el caso de que existan edificios cercanos que nos puedan sombrear el edificio.

- Horizonte

En este apartado se introducen puntos de sombras en el horizonte del plano solar. En nuestro caso no se tiene ninguna sombra, como podría ser un edificio en frente, pero en nuestro emplazamiento no hay ninguna sombra significativa en el horizonte próximo.



El siguiente paso será analizar el sombreado inmediatamente cercano al campo FV.

- Sombreado cercano.

Esta opción que ofrece el programa es para conocer la influencia de las sombras cercanas, como podría ser alguna estructura saliente del propio edificio, cornisas, edificios cercanos o árboles que puedan sombrear la instalación fotovoltaica.

En nuestro caso, hay que estudiar la influencia que tiene la caseta de acceso al tejado para tareas de mantenimiento y telecomunicaciones.

En primer lugar, se representa las medidas exteriores del edificio en el apartado de dibujo 3D del programa, en ancho y alto, así como el tejado y el plano fotovoltaico. Posteriormente se sitúa la caseta con sus dimensiones respectivas.

Una vez hecho esto, se sitúa al edificio según sus coordenadas y orientación respecto del sol. Para ello, se seleccionan los tres componentes (edificio, caseta y plano FV) y se lleva el edificio al plano Norte-Este para poder orientar al edificio fielmente respecto al Sur. El edificio está orientado hacia al Sur-Este, por lo que se orienta el edificio con un acimut de -38° .

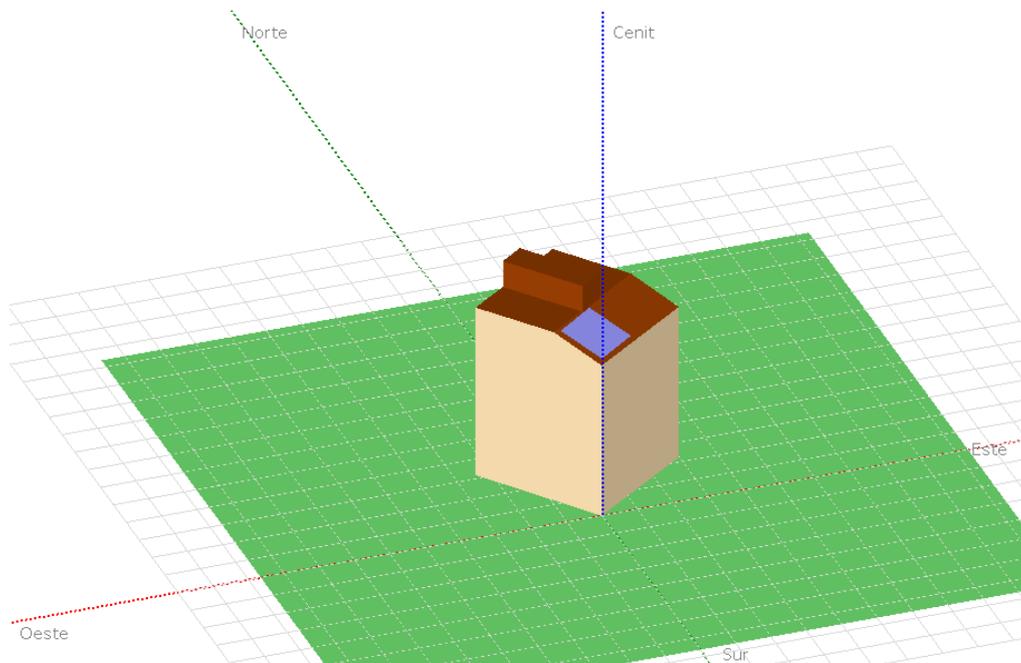


Figura 43. Entorno 3D emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

Una vez dimensionado el entorno 3D de manera adecuada, se obtiene la tabla de factores de sombreado y su diagrama correspondiente.

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Orient. #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.010	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.005	0.009	0.012	0.013	0.013	0.010
70°	0.045	0.028	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.012	0.024	0.036	0.046	0.045	0.045
60°	0.108	0.073	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.035	0.066	0.103	0.108	0.108
50°	0.234	0.160	0.042	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.037	0.111	0.213	0.234	0.234
40°	0.508	0.321	0.089	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.037	0.161	0.436	0.508	0.508
30°	0.833	0.565	0.155	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.037	0.161	0.553	0.833	0.833
20°	0.921	0.585	0.171	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.037	0.161	0.772	0.921	0.921
10°	1.000	0.605	0.171	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.013	0.037	0.161	0.991	1.000	1.000
2°	1.000	1.000	0.171	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Factor de sombreado para difuso: 0.034 y para albedo: 0.000

Figura 44. Tabla de factores de sombreado. Fuente: [2]

Se puede observar, que a pesar de no tener casi ninguna sombra, o ninguna, para ángulos cada vez más alejados del ángulo óptimo, el factor de sombreado es mayor.

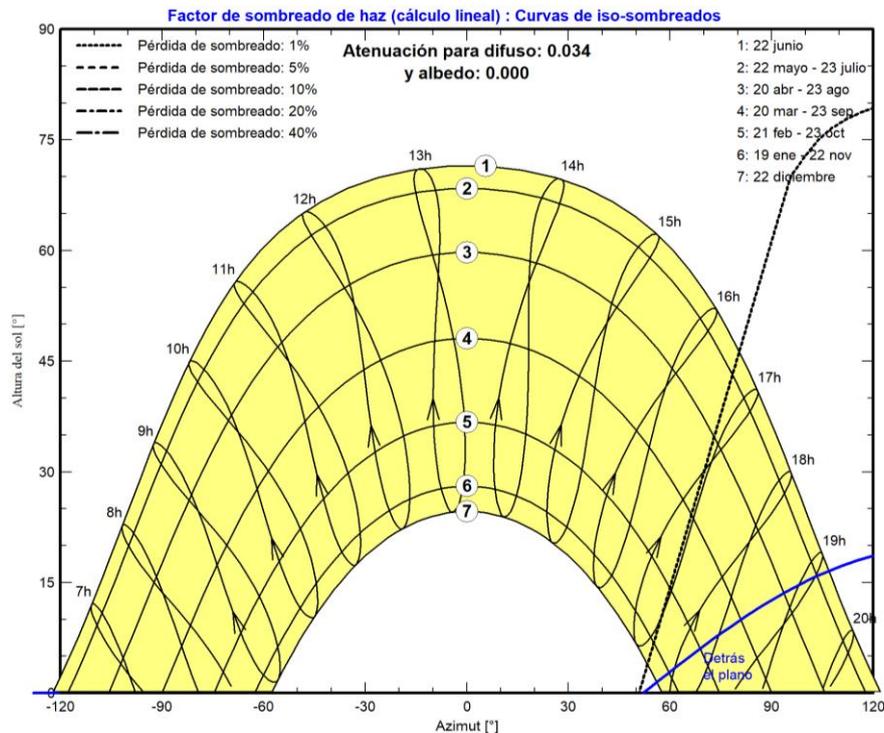


Figura 45. Factor de sombreado. Fuente: [2]

Posteriormente, para estudiar el efecto en los paneles de las sombras que pueda producir la caseta, procedemos al cálculo eléctrico detallado del factor de sombreado según la disposición de los módulos. Es decir, a variar la colocación de las cadenas para que, en el caso de que se sombreen los módulos, modificar la configuración de las cadenas para que las sombras solo afecten a una de ellas.

Ya que en cuanto se sombrea a un panel, produce el mismo efecto en los paneles en serie con él, bajando considerablemente la producción. Esto es así debido a que en cuanto se sombrea la célula de un panel, las que están en serie con ella automáticamente trabajarían como si estuvieran también sombreadas, pese a no estarlo. Conllevando una pérdida importante en la generación.

Esto se configurará en el apartado del programa “Diseño de módulos”.

Tras elegir como opción “cálculo eléctrico detallado”, se procede al estudio exacto de las sombras.

Se decide colocar cada cadena en disposición horizontal, de abajo a la izquierda en modo de relleno “Yendo y viniendo”, quedando de la siguiente manera.

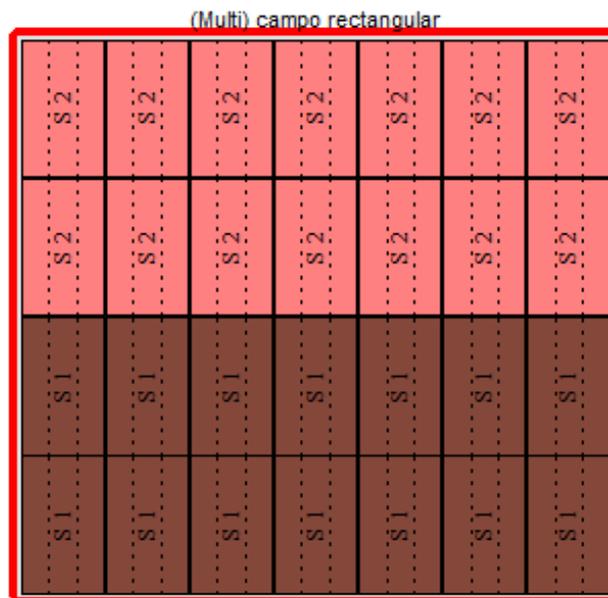


Figura 46. Situación de las cadenas. Fuente: [2]

Se simula y se obtiene la gráfica de pérdidas dando como resultado que no se produce ninguna pérdida debido a la caseta de acceso. Por lo que la distribución de módulos se queda tal y como refleja la imagen anterior, en dos cadenas de 14 módulos cada una.

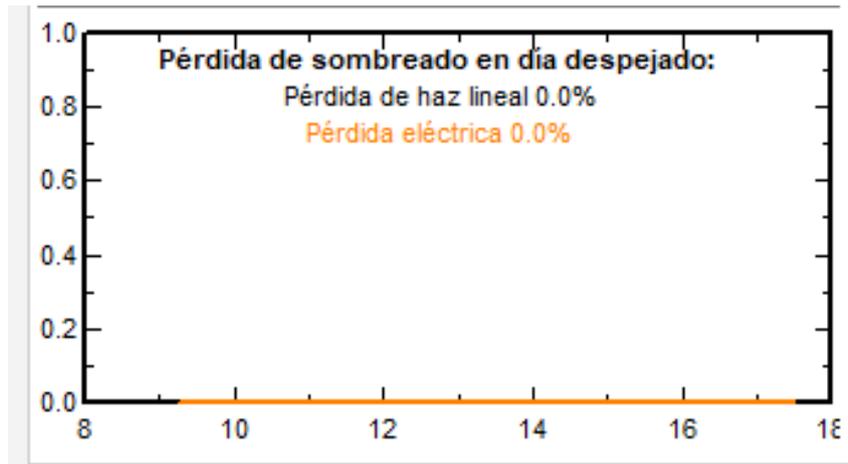


Figura 47. Tabla de pérdidas por sombreado de los módulos. Fuente: [2]

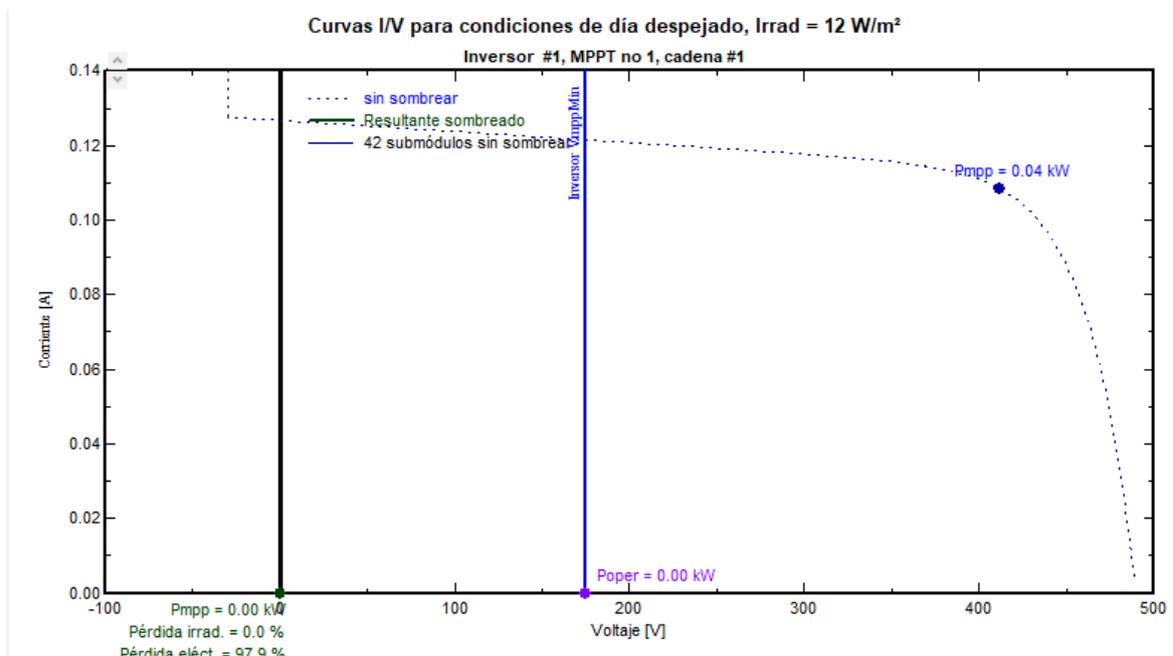


Figura 48. Curvas I/V en día despejado. Fuente: [2]

4.6 Configuración de las pérdidas detalladas

En este apartado se establecen en el programa las pérdidas que puede tener la instalación para acercarlo lo máximo posible a la realidad. Las diferentes pérdidas son las siguientes:

- **Envejecimiento:** engloba la disminución del rendimiento de los módulos a medida que aumenta su tiempo de uso. El programa considera por defecto una degradación básica del 0,40% por cada año que pasa, eliminando en el año 25 la garantía del módulo.

- Pérdidas por indisponibilidad: este tipo de pérdidas engloba la parada de la instalación para tareas de mantenimiento o reparación. Se han establecido tres periodos de indisponibilidad con una duración de 40 horas cada uno de ellos.
- Corrección espectral: en este aspecto se han elegido los valores por defecto del programa de simulación, respetando la corrección espectral que proporciona el fabricante de los módulos FV.
- Parámetro térmico: estas pérdidas representan la disminución de rendimiento de los módulos según qué temperaturas. Cuanta más temperatura, menor rendimiento tendrá la instalación ya que los paneles generarán menos. Así como se reduce la vida útil de los mismos.

Se han elegido los valores por defecto que ofrece el programa para el tipo de montaje de módulos libres con circulación de aire. En la siguiente imagen se puede comprobar las curvas características de eficiencia/irradiancia según la temperatura, cumpliéndose el patrón recientemente comentado.

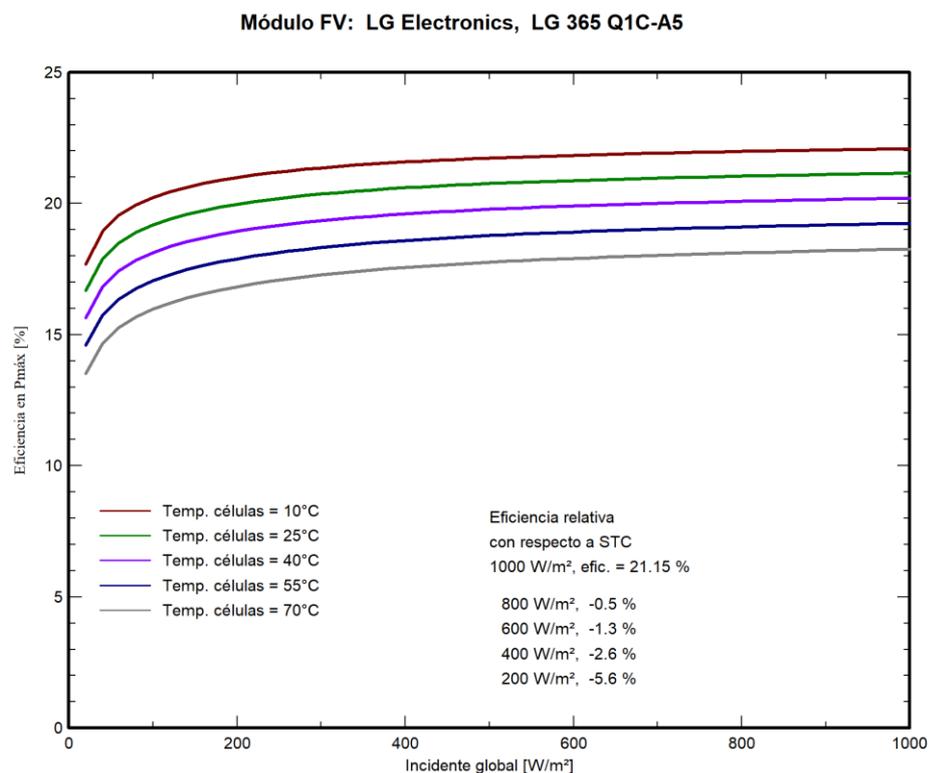


Figura 49. Curvas eficiencia\irradiancia del módulo elegido. Fuente: [2]

- Pérdidas óhmicas: este tipo de pérdidas tiene vital importancia ya que la sección del cableado juega un papel muy importante en la instalación, así como la máxima caída de tensión en ambos lados del inversor, ya que el lado de corriente continua tendrá diferentes parámetros que el de continua. Cabe

resaltar, que en el cableado que hay que emplear en este tipo de instalaciones, siempre tiene que ser de intemperie.

Se han elegido un factor de pérdidas del 1,5% respecto a las condiciones estándar de funcionamiento, que es lo que el programa nos ofrece por defecto según las características de nuestra instalación.

- Calidad del módulo- LID -Desajuste: se eligen los valores por defecto.
- Pérdida de suciedad: se estipulan 4 días de pérdida como período de mantenimiento por suciedad.
- Pérdidas IAM: se han elegido los valores por defecto.
- Pérdidas auxiliares: se han elegido los valores por defecto.

4.7 Cálculo de secciones

Según la potencia pico del generador y muchos otros factores, hay que calcular el cableado que va a transportar la electricidad que se ha de generar. Para ello, se hace uso del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus respectivas instrucciones técnicas.

Para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, se eligen las secciones de los conductores en base a los dos criterios tipificados: el criterio de la máxima caída de tensión y el criterio térmico o de máxima intensidad admisible.

Para realizar los cálculos pertinentes hay que sacar los diferentes datos de los catálogos de los fabricantes de los paneles (lado de corriente continua) y del inversor.

En el lado de corriente continua (módulos-inversor) habrá que determinar la caída de tensión límite permitida para el dimensionamiento de su cableado. El valor máximo permitida de caída de tensión es un 1,5% de la tensión de servicio de los generadores fotovoltaicos.

Es decir, puede ser dos valores diferentes según si la instalación dispone de reguladores o entradas en el inversor que implementen el seguimiento del punto de máxima potencia, o los que no lo tengan. Por ello, en los que tienen dicho sistema, la tensión de servicio será la del punto de máxima potencia, y los que no lo tengan, dicha tensión será la tensión a la que operan los módulos según la temperatura a la que estén sometidos.

En nuestro caso, el inversor posee dos entradas para el seguimiento del punto de máxima potencia, una para cara cadena, por lo que esa caída de tensión será a partir de V_{MPPT} .

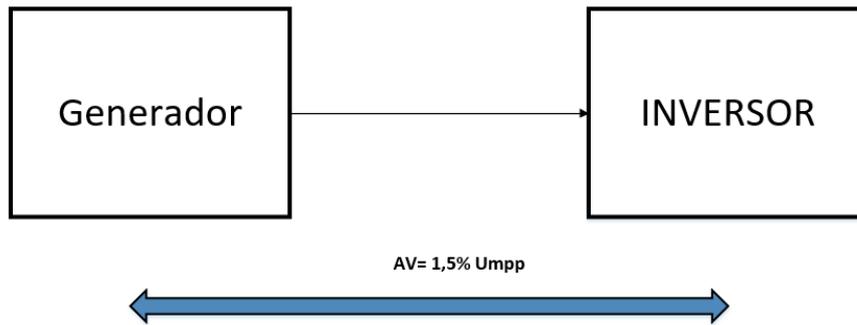


Figura 50. Tramo en corriente continua de la instalación. Fuente: Elaboración propia

Sabiendo esto, habrá que determinar las secciones y demás valores según los datos que se tienen. Según la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior del 1,5%, para la intensidad nominal.

Es decir, existirá una caída de tensión máxima permitida del 1,5% de la tensión entre el inversor y la instalación interior. Considerándose ya como inicio de la instalación el cuadro de protección y maniobra de la instalación fotovoltaica.

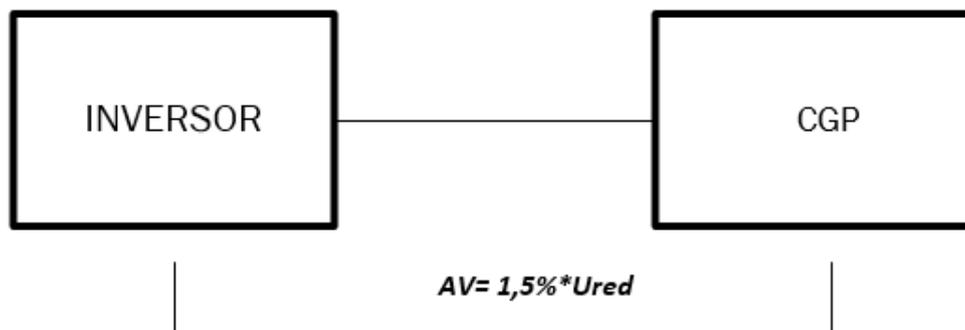


Figura 51. Tramo corriente alterna de la instalación. Fuente: Elaboración propia

Por lo que habrá que aplicar el 1.5% a ambos lados del inversor, tanto en el tramo de corriente continua como de alterna.

Cabe reseñar también que las diferentes de cálculo de secciones y caídas de tensión son las que se muestran en la siguiente tabla:

Corriente	Sección	Caída de tensión
	<i>Conocida la intensidad</i>	

Continua (fdp=1) y monofásica	$S = \frac{2 * p * L * I * \cos\varphi}{\Delta V * V}$	$\Delta V = \frac{2 * p * L * I * \cos\varphi}{S * V}$
	Conocida la potencia	
	$S = \frac{2 * p * L * P}{\Delta V * V}$	$\Delta V = \frac{2 * p * L * P}{S * V}$
Trifásica	Conocida la intensidad	
	$S = \frac{\sqrt{3} * p * L * I * \cos\varphi}{\Delta V * V}$	$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * p * L * I * \cos\varphi}{S * V}$
	Conocida la potencia	
	$S = \frac{p * L * P}{\Delta V * V}$	$\Delta V = \frac{p * L * P}{S * V}$

Tabla 11. Fórmulas de interés. Fuente: Elaboración propia

Siendo:

S: sección del conductor en mm^2 .

I: intensidad de corriente en amperios.

V: tensión de servicio en voltios.

P: potencia transportada en vatios.

L: longitud del conductor en metros.

ΔV : caída de tensión desde el principio hasta el final de la línea en voltios.

V: máxima caída de tensión permitida

p: resistividad eléctrica, para el cobre 56.

A continuación se van a diferenciar dos apartados diferentes para calcular de manera separada los datos en el tramo de corriente continua y alterna para una mejor comprensión y orden del dimensionamiento.

4.7.1 Cálculos tramo de corriente continua

En este tramo se procede a calcular las secciones de los conductores entre los módulos y el inversor.

Al ser ambas cadenas del mismo número de módulos conectados en serie, 14, con dimensionar los de una cadena vale para la segunda. Por lo que primeramente se halla la intensidad corregida en base al criterio de máxima tensión admisible:

$$I_b = I_{correg} = \frac{I_{admissible}}{\prod f_c}$$

Siendo:

$I_{admissible}$ (A): Intensidad admisible por los módulos.

f_c : Factores de corrección.

Una vez sabidos los factores de corrección involucrados, se halla la intensidad corregida prevista:

$$I_{correg} = \frac{I_{admissible}}{\prod f_c} = \frac{10.8}{0.89 * 0.9 * 0.95} = 14.19 A > 24 A$$

Tras esto, se entra en la tabla que se muestra a continuación teniendo en cuenta que el aislamiento de nuestros cables de XLPE2 y su sujeción y canalización sigue el método de instalación E.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Figura 52. Intensidades admisibles. Fuente: [16]

Por lo que se halla una sección de 1.5 mm² con una intensidad admisible 24 A.

El siguiente paso es realizar la comprobación con el segundo de los criterios anteriormente mencionados, el criterio de máxima caída de tensión con las fórmulas presentes en la tabla

$$S = \frac{2 * p * L * I * \cos\varphi}{\Delta V * V} = \frac{2 * 14.19 * 27}{44 * 456.77 * 0.015} = 2.54 \text{ mm}^2$$

Esta sección obtenida es mayor que la obtenida según el criterio de máxima intensidad admisible, por lo que se procede a coger la sección superior. La siguiente sección superior a 2.54 mm² es 4 mm², que corresponde a una intensidad admisible de 36 A.

Solo quedaría hallar la caída de tensión del conductor a través de la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 * p * L * I * \cos\varphi}{S * V}$$

El resultado obtenido es una caída de tensión $\Delta V = 0.95\%$, por lo que cumple con la normativa según el criterio de máxima caída de tensión.

Serie	Criterio térmico			Criterio ΔV_{Max}		$I_F(A)$	$S_i (mm^2)$	$S_f(mm^2)$
	$I_{adm}(A)$	$S_N(mm^2)$	$I_{norm}(A)$	$\Delta V(\%)$	$S(mm^2)$			
Serie 1	14.19	1.5	24	0.95	2.54	24	1.5	4
Serie 2	14.19	1.5	24	0.95	2.54	24	1.5	4

Tabla 12. Tabla resumen resultados. Fuente: [1]

4.7.2 Cálculos tramos de corriente alterna

En este apartado se procede a calcular las secciones del tramo entre el inversor y el cuadro general de protección (CGP).

En este tramo se suele emplear el mismo método de instalación que en el tramo de corriente continua, por lo que se sigue con el método de instalación B1 con los cables en el interior de tubo.

Lo que cambia ahora es que los conductores en este tramo son trifásicos, por lo que el conductor será aislado con XLPE3.

Para realizar los cálculos se procede como en el anterior tramo, iniciando con el criterio de máxima intensidad admisible. Se realiza con la siguiente ecuación:

$$I_I = \frac{P}{\sqrt{3} * V_I * \cos\varphi}$$

Siendo:

$P (kW)$: Potencia del inversor.

$V_I(V)$: Tensión de salida del inversor.

$\cos(\varphi)$: Factor de potencia.

De manera que la intensidad saliente del inversor (admisable) es la siguiente:

$$I_{admisible} = \frac{10 * 10^3}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 14.43 A$$

Por lo que la intensidad corregida será:

$$I_{correg} = \frac{I_{admisible}}{\prod f_c} = \frac{14.43}{1 * 1 * 1} = 14.43 \text{ A}$$

El inversor no se encuentra expuesto al sol por lo que su factor de corrección sería 1. Así como el de agrupación de cables o circuitos y temperatura ambiente.

Según la tabla 3.4 y el método de instalación B1, la sección de los conductores de fase será de 1.5 mm^2 para una intensidad admisible de 16.5 A.

Una vez hecho esto, habrá que calcular la sección según el criterio de máxima caída de tensión:

$$S = \frac{1.02 * \sqrt{3} * 14.43 * 27}{44 * 0.015 * 400} = 2.61 \text{ mm}^2$$

Esta sección es más restrictiva que la del criterio térmico, por lo que se recalcula la misma. Finalmente queda una sección de 4 mm^2 para cada conductor de fase con una intensidad admisible de 31 A.

Finalmente, se concluye con el cálculo de la caída de tensión asociada a la sección elegida, quedando una caída de tensión $\Delta V = 0.97\%$.

Serie	Criterio térmico			Criterio ΔV_{Max}		$I_F(A)$	$S_i (\text{mm}^2)$	$S_f(\text{mm}^2)$
	$I_{adm}(A)$	$S_N(\text{mm}^2)$	$I_{norm}(A)$	$\Delta V(\%)$	$S(\text{mm}^2)$			
Serie 1	14.43	1.5	16.5	0.97	2.61	31	1.5	4
Serie 2	14.43	1.5	16.5	0.97	2.61	31	1.5	4

Tabla 13. Tabla resumen resultados 2. Fuente: Elaboración propia

4.8 Cálculo de protecciones

Para garantizar el correcto y seguro funcionamiento de la instalación hay que calcular adecuadamente las diferentes protecciones de la instalación. Se va a diferenciar también por tramos las diferentes protecciones necesarias.

Este apartado, como todos, se hace siguiendo la normativa del REBT. Cabe reseñar que las protecciones o cajas de protecciones de tanto el tramo de alterna como el de continua, vienen ya incorporadas en el inversor.

De manera que siguiendo la normativa, se van a dimensionar los siguientes elementos de protección:

- Interruptor automático: elemento mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito en el que está situado. Además es capaz de soportar durante un tiempo concreto e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, como las de cortocircuito. Es decir, tiene poder de corte (I_{cc}) y capacidad para maniobrar en carga (I_n) en un número reducido de maniobras. Se puede utilizar tanto en BT o MT. El accionamiento puede ser manual o eléctrico.
- Fusibles: dispositivo que abre un circuito por la fusión de un elemento por calentamiento. Cortan el circuito ante la presencia de corrientes muy elevadas, es decir, tienen poder de corte pero no tiene la capacidad de maniobrar en carga. Pueden trabajar en tres regímenes en función de la interpretación energética (permanente, sobrecarga, cortocircuito).
- Interruptor diferencial: dispositivo que al detectar una corriente de fuga o diferencial por un fallo de aislamiento, desde un conductor activo de la instalación a la masa, actúa abriendo el circuito. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos asociado a la puesta a tierra de las masas.

Así como evita que se produzcan disparos intempestivos.

- Protección de sobretensiones: adecuación de secciones adecuadas y descargadores de tensiones. En una instalación fotovoltaica estos elementos se sitúan en el inversor y/o regulador. Existen diferentes categorías según la tensión de onda que tienen que soportar, en nuestro caso se dispondrán protectores de categoría I hasta categoría IV.
- Cableado: la elección de un cableado adecuado (sección, conductor) para que se resistan las corrientes circulantes. El cableado en una instalación fotovoltaica es obligatoriamente de intemperie.
- Diodos de paso: diodos instalados en los cuadros de conexión de los módulos fotovoltaicos que protegen del consumo de energía cuando hay células sombreadas o con algún tipo de defecto. Por lo que previenen que las células no trabajen cerca de la zona de avalancha.

De manera que cuando no hay sombras sobre la instalación, todas las células de los diferentes módulos dispuestas en serie generan energía eléctrica gracias a la radiación del sol que reciben. Esto es así porque el diodo de paso no deja que pase corriente eléctrica a su través.

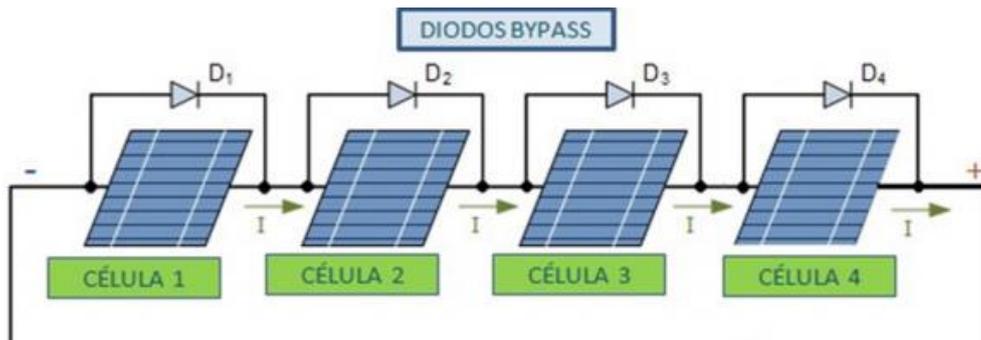


Figura 53. Diodos bypass. Ausencia de sombras. Fuente: [19]

Por el contrario, cuando algún módulo está sombreado o parcialmente sombreado, parte de esas células no producirán energía, por lo que el diodo de paso permite el paso de la corriente a través de él. De manera que ese grupo de células sombreadas quedan sin utilizar y así las células del resto de módulos en serie no salen perjudicados por las sombras de otro módulo.

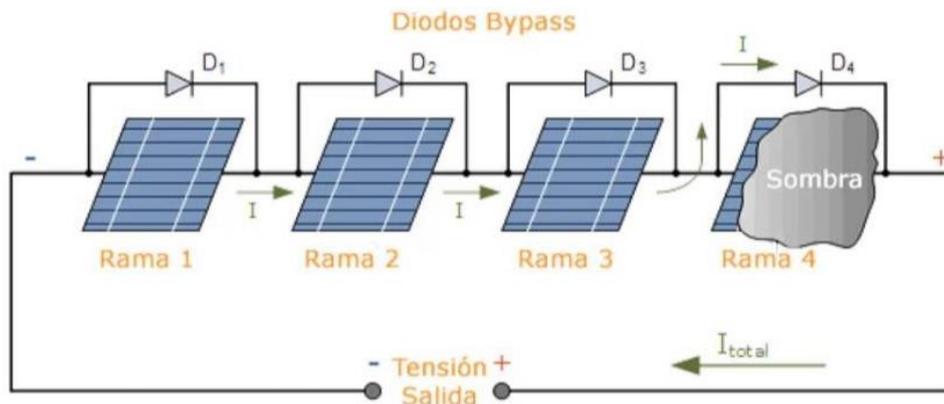


Figura 54. Diodos de bypass. Presencia de sombras. Fuente: [19]

- **Diodo de bloqueo:** estos diodos se disponen posteriormente a los paneles al final de cada una de las cadenas de la instalación. Su función es la de no permitir el paso de corriente en el sentido contrario de la misma. Es decir, no permitir el transcurso de corriente de la red hacia los paneles para que por la noche la instalación no actúe como una carga y no consuma energía. Vienen situados en la caja de conexiones de los módulos.
- **Varistores:** protegen ante posibles daños que puedan causar sobretensiones originadas por rayos que se produzcan cercanos a la instalación, ya que si cae justamente en la instalación, es probable que se quemara completamente.

4.8.1 Tramo de corriente continua

Siguiendo las ecuaciones anteriormente expuestas se procede a dimensionar la protección frente a sobrecargas de este tramo.

- Fusibles

$$I_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow 14.19 A \leq I_N \leq \frac{1.45}{1.6} * I_z$$

$$14.19 A \leq I_N \leq \frac{1.45}{1.6} * 36 = 32.625 A$$

$$14.19 A \leq I_N \leq 32.625 A$$

Por lo que el calibre del fusible elegido será $I_N = 16 A$.

- Interruptores automáticos (PIAS-Magneto térmico)

$$I_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow I_b \leq I_N \leq \frac{1.45}{1.45} * I_z$$

$$14.19 A \leq I_N \leq 36 A$$

El calibre del magneto térmico elegido será de $I_N = 16 A$.

4.8.2 Tramo de corriente alterna

Para los circuitos del lado de alterna, el REBT indica proteger la salida del inversor de sobrecargas y cortocircuitos, por lo que habrá que situar los elementos adecuados de protección.

Los elementos encargados de ello serán también los fusibles y los pequeños interruptores automáticos (PIAS) o magneto térmicos. Adicionalmente, se deben incluir interruptores diferenciales para proteger de diferentes fugas que se puedan producir y afecten a una persona mediante algún contacto no deseado.

- Fusibles

$$I_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow 14.43 A \leq I_N \leq \frac{1.45}{1.6} * I_z$$

$$14.43 A \leq I_N \leq \frac{1.45}{1.6} * 31 = 28.1 A$$

$$14.43 A \leq I_N \leq 28.1 A$$

Por lo que el calibre del fusible elegido será $I_N = 16 A$.

- Interruptores automáticos (PIAS-Magneto térmico)

$$I_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow I_b \leq I_N \leq \frac{1.45}{1.45} * I_z$$

$$14.43 A \leq I_N \leq 31 A$$

El calibre del magneto térmico elegido será de $I_N = 16 A$.

4.9 Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra es obligatoria en toda instalación eléctrica para limitar la tensión que se puedan presentar en momentos puntuales en las masas metálicas con el fin de suprimir cualquier tipo de riesgo ante posibles contactos.

La instalación de puesta a tierra se encarga de limitar la tensión de contacto, la cual puede ser de 50 V para locales secos o de 24 V para locales húmedos. Se seleccionaría la opción de 24 V en nuestra instalación ya que se sitúa en el exterior.

El factor más importante es elegir unos conductores de tierra adecuados para que tengan suficiente resistencia para limitar la tensión máxima de contacto. La fórmula que rige esto es la siguiente:

$$U_{adm} \geq R_A * I_A$$

Siendo:

I_A : Intensidad máxima de defecto.

R_A : Resistencia conductores tierra.

U_{Adm} : Tensión máxima de contacto.

La conexión a tierra se realiza sin fusibles ni protecciones, es una conexión eléctrica directa. Se deben obligatoriamente conectar a tierra los siguientes componentes de la instalación fotovoltaica:

- Entramado metálico de soporte.
- Inversor
- Canalizaciones metálicas
- Cableado (PE)

Una instalación eléctrica de puesta a tierra debe contar obligatoria con los siguientes componentes según la ITC-BT 18:

- Tomas de tierra
- Conductores de tierra
- Bornes de puesta a tierra
- Conductores de protección PE.
- Cajas de registro metálicas (en desuso) y protección.

En este caso, la instalación fotovoltaica dimensionada es considerada según el REBT una instalación de tipo C1 [18], es decir, es una instalación interconectada

generadora con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red.

De manera que aparte de conectar a tierra la totalidad de masas de la instalación, hay que determinar la sección de los conductores de protección. El criterio de selección de secciones es el siguiente:

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

Figura 55. Secciones conductores de fase y protección. Fuente: [16]

Quedando las siguientes secciones para nuestros tramos de la instalación

El esquema de distribución que se tiene es el esquema TT, y si apareciera una intensidad de defecto grande que pudiera originar una tensión importante, un correcto dimensionamiento de la resistencia abortaría cualquier tipo de peligro.

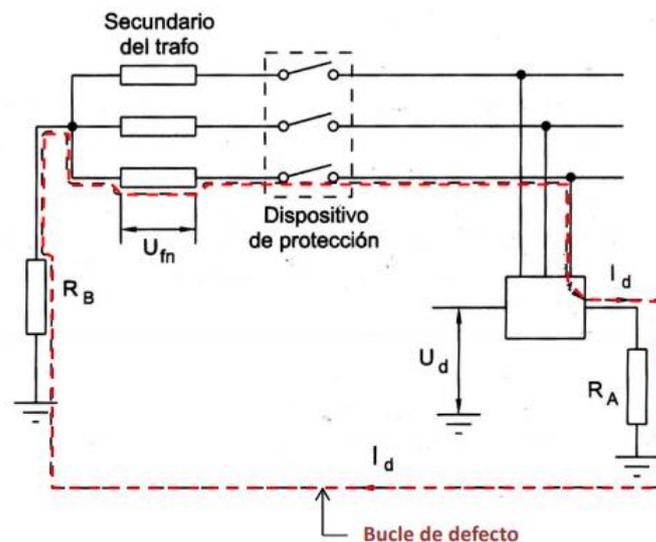


Figura 56. Bucle de defecto esquema TT. Fuente: [20]

Como se ve en la siguiente imagen, si se elige la correcta resistencia de los conductores de tierra según la intensidad de corte del diferencial, el defecto no sería peligroso. En nuestro caso la $I_A = 30 \text{ mA}$ ya que la instalación generadora no es para

finalidades industriales. Por lo que la resistencia de tierra para la instalación sería como mínimo $R_A = 800 \Omega$.

$I_{\Delta N}$ (mA)	R_A	
	$U_{adm} = 50 \text{ V}$	$U_{adm} = 24 \text{ V}$
10	5.000	2.400
30	1.666	800
300	166	80
500	110	48
1.000	50	24
3.000	17	8

Figura 57. Resistencia según la intensidad de corte diferencial. Fuente: [20]

4.10 Estructura de soporte

El entramado metálico que sustenta a los módulos fotovoltaicos es el elemento prácticamente más importante de la instalación. Su correcta posición y fijación a la cubierta permite que los módulos realicen su cometido. Una falla en la estructura podría provocar fatales consecuencias si se desprendiera del edificio en el que está situado e invadiera la vía pública.

Es por ello que este tipo de estructuras tienen que cumplir una serie de normativas desarrolladas en el Pliego de Condiciones técnicas del IDEA.

En nuestro caso, al situarse el campo fotovoltaico coplanario con la cubierta, no hace falta colocar los módulos con un soporte independiente inclinado. De manera que al tener la cubierta 20° de inclinación, los paneles tendrán la misma.

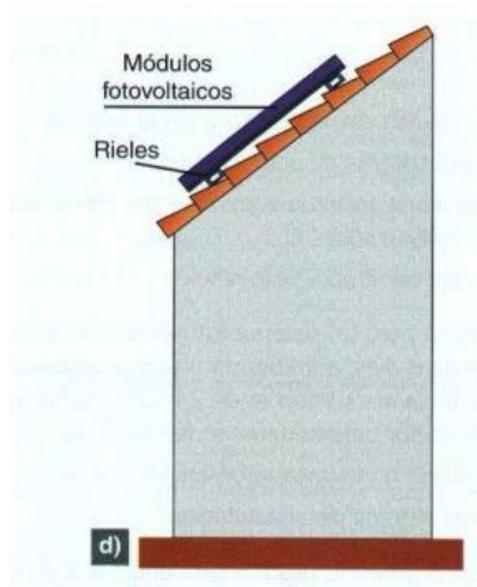


Figura 58. Colocación módulos fotovoltaicos coplanarios a la cubierta. Fuente: [18]

Se ha elegido el fabricante Sunfer Estructuras S.L para nuestra instalación. La instalación del soporte coplanario sobre cubierta de tejas sería de la siguiente manera.



Figura 59. Colocación módulos fotovoltaicos coplanarios a la cubierta. Fuente: [21]

Y en el caso de una situación real, también con la misma marca de soportas, la situación sería la siguiente. (Ilustración cedida por ENERDISA S.L)



Figura 60. Imagen real de módulos fotovoltaicos en una cubierta. Fuente: [22]

4.11 Contador bidireccional (Smart Meter)

Según el RD 244/2019, una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ha de contar con un contador o sistema de medida bidireccional para medir el flujo de energía entre la instalación fotovoltaica y la red. De manera que se ha de situar entre el punto frontera de las viviendas y la red de distribución.

Este contador debe estar correctamente homologado para poder comercializarse, ya que debe contabilizar de manera exacta y precisa los kWh que la instalación fotovoltaica inyecta a la red y que la vivienda absorbe de la red.

4.12 Resultados de la simulación

Tras relatar estos siete apartados de los que consta el programa, nos disponemos a ejecutar la simulación del programa y a visualizar los resultados de la misma.

- Producción del sistema

La producción del sistema es la energía eléctrica producida a lo largo del año. El programa la calcula multiplicando la producción media cada 24 horas por 365 d/a.

$$Prod. Sistema = Prod. Media \left[\frac{kWh}{d} \right] * \frac{365 d}{a} = 16025 \left[\frac{kWh}{a} \right]$$

La producción media diaria de nuestra simulación viene reflejada en la siguiente imagen:

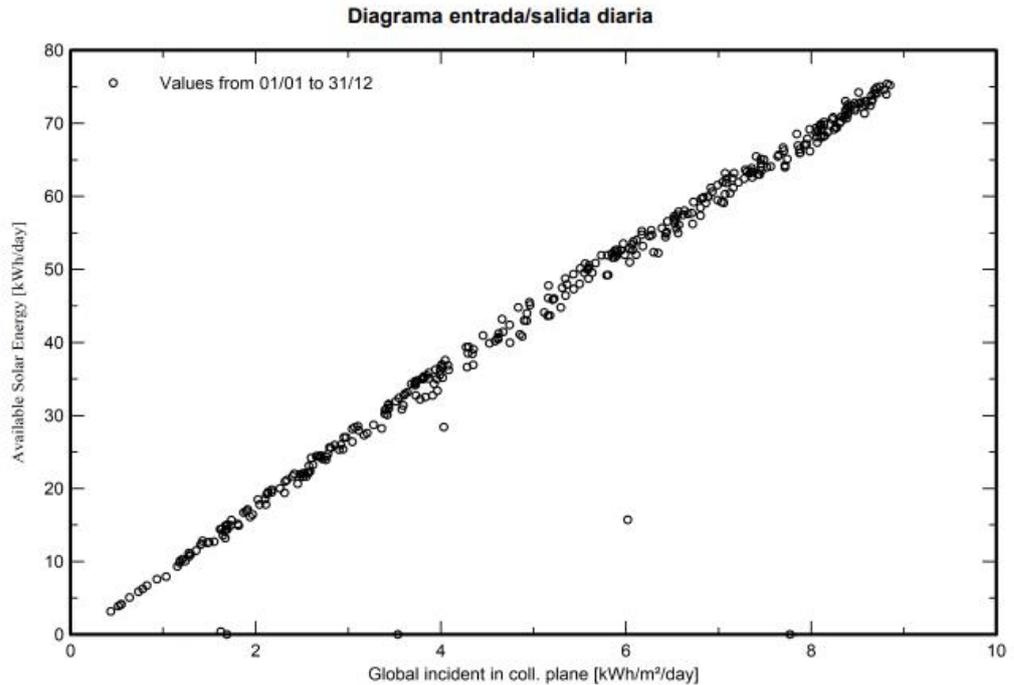


Figura 61. Diagrama entrada/salida diaria entre la irradiancia y la energía generada. Fuente: [2]

- Producción específica.

En este caso se está dividiendo energía anual obtenida entre potencia de la instalación, dando como resultado horas anuales, o lo que es lo mismo, horas equivalentes en las que la instalación está trabajando a las condiciones óptimas o estándar.

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Prod. Anual} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]}{\text{Potencia instalación} [\text{kWp}]} = \frac{16025}{10.22} =$$

$$= 1568h$$

- Producción normalizada.

Este factor significa la energía media diaria por kWp instalado obtenida. El programa nos proporciona además el valor de la producción normalizada por meses. Así como también proporciona las pérdidas normalizadas del inversor y los módulos. En la siguiente imagen se podrá ver muy fácilmente:

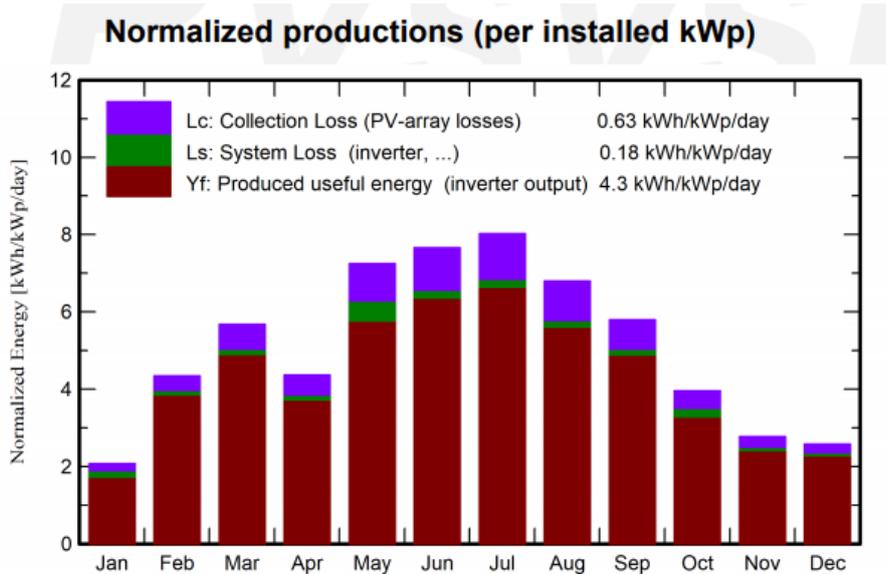


Figura 62. Producción normalizada. Fuente: [2]

El color morado refleja las pérdidas producidas en el campo fotovoltaico debido a indisponibilidades, suciedad y sombreado. El color verde refleja las pérdidas ocasionadas por el inversor de la instalación, el cual no tiene un rendimiento ideal y provocará una pequeña pérdida. Finalmente, en color rojizo se representa la energía obtenida realmente por la instalación a la salida del inversor.

En cuanto a los resultados obtenidos, se puede apreciar que la energía producida por el campo FV en los meses de verano (Mayo-Septiembre) es mayor que en el resto de meses, así como las pérdidas debido a la mayor temperatura en esos meses.

Los valores de generación no son especialmente elevados debido a la orientación e inclinación de los módulos. El estar inclinados 20 grados y desplazados 38 grados del ángulo óptimo hace que, evidentemente, no sea una instalación ideal, pero posteriormente se analizará si estos datos de generación permiten un estudio de rentabilidad favorable y un “payback” temprano, o todo lo contrario.

- Performance ratio PR:

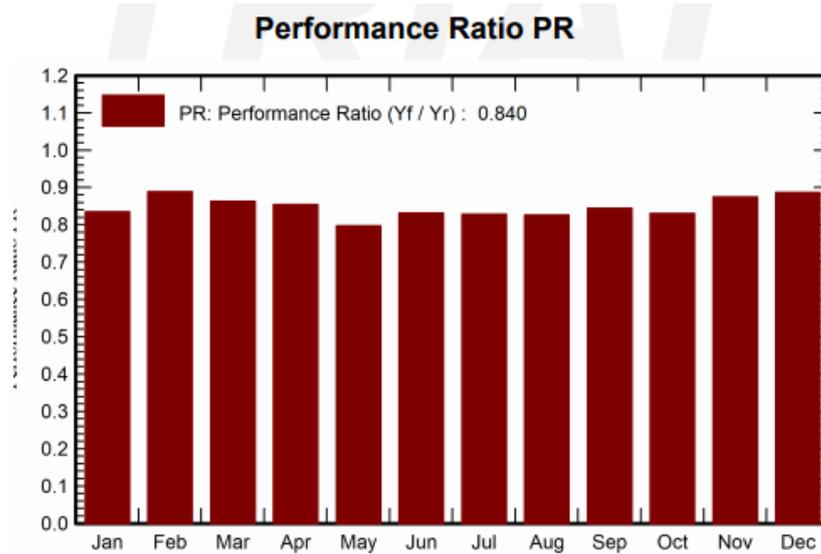


Figura 63. Resultado performance ratio PR. Fuente: [2]

- Resultados principales:

Balances and main results										
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	49.1	28.29	3.02	64.2	59.3	0.601	1.183	0.251	0.297	0.932
February	93.9	31.56	2.88	121.5	114.0	1.137	1.065	0.343	0.761	0.722
March	150.1	44.28	8.97	176.0	165.7	1.599	1.162	0.408	1.144	0.754
April	124.9	68.86	8.24	130.9	122.4	1.182	1.105	0.369	0.773	0.736
May	217.7	69.65	16.05	224.7	212.4	1.995	1.193	0.496	1.336	0.697
June	227.4	71.29	18.75	229.8	217.2	2.014	1.322	0.626	1.327	0.695
July	245.7	61.15	20.88	248.9	235.6	2.171	1.118	0.552	1.555	0.566
August	199.4	60.63	22.10	210.8	199.0	1.833	1.090	0.497	1.282	0.593
September	153.2	46.62	17.36	173.8	164.1	1.545	1.303	0.466	1.034	0.837
October	100.7	41.61	13.17	122.6	115.0	1.115	1.290	0.370	0.671	0.920
November	64.2	32.25	9.39	83.1	77.2	0.767	1.131	0.285	0.458	0.846
December	55.0	22.19	3.36	79.8	73.8	0.749	1.165	0.287	0.436	0.878
Year	1681.4	578.38	12.08	1866.1	1755.6	16.707	14.127	4.950	11.074	9.177

Figura 64. Resultados principales. Fuente: [2]

- Pérdidas globales.

Las pérdidas totales de la instalación vienen reflejadas en el siguiente diagrama.

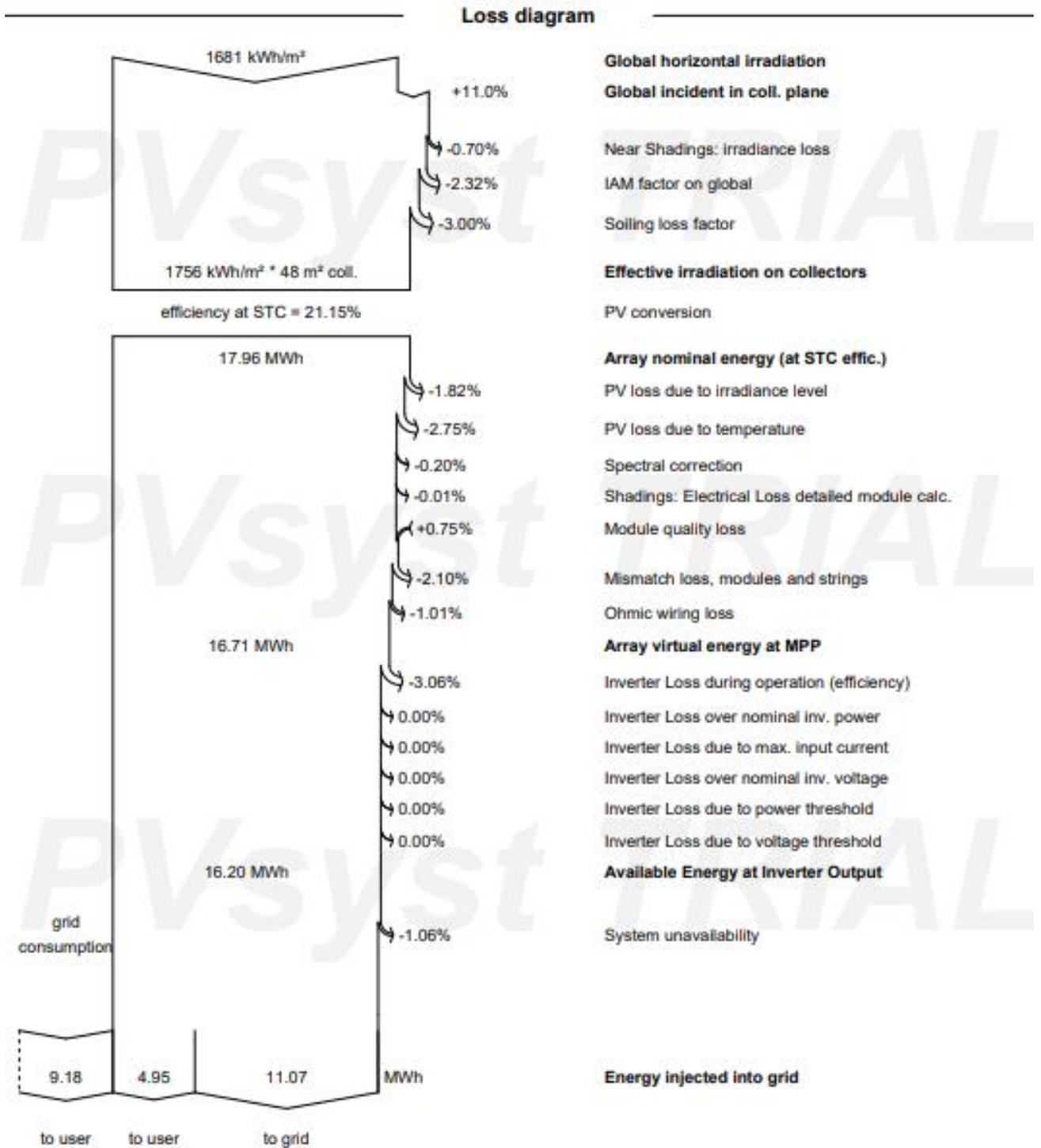


Figura 65. Diagrama de pérdidas. Fuente: [2]

- Distribución potencia de salida del sistema.

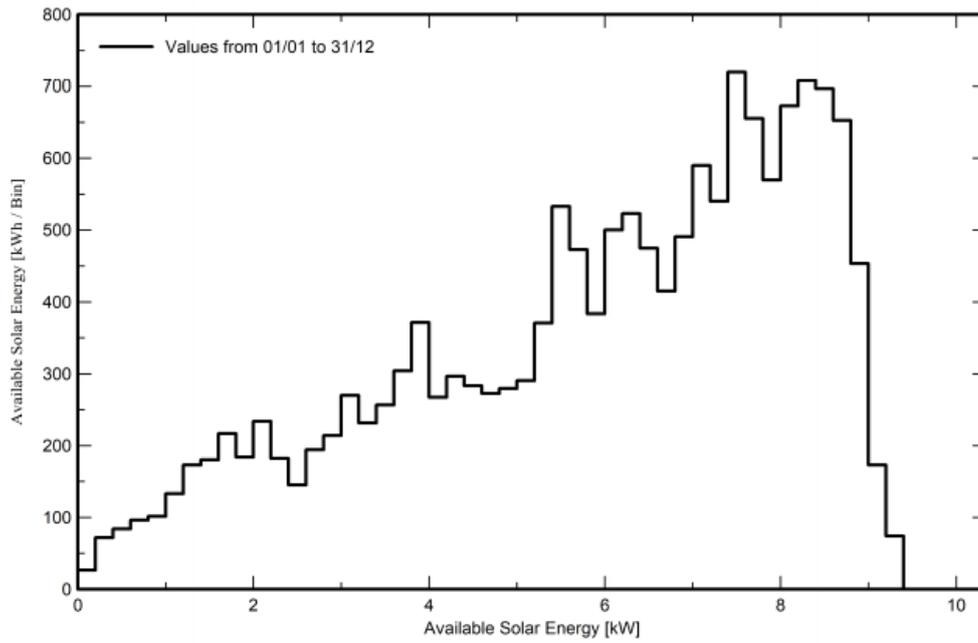
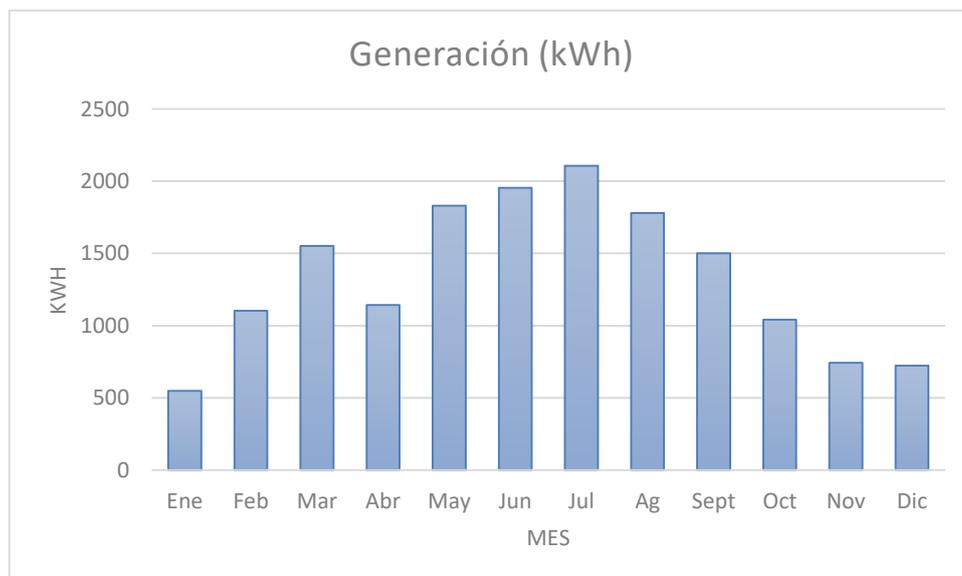


Figura 66. Diagrama de potencia de salida del sistema. Fuente: [2]

5 Balance energético

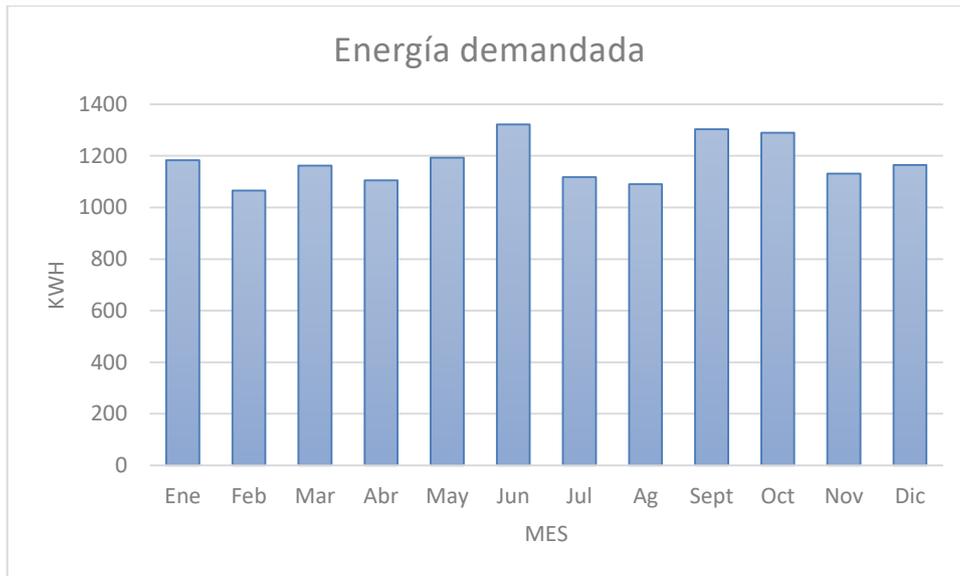
En este apartado se van a mostrar los resultados mensuales de la energía generada por la instalación, y la energía que se inyecta y absorbe de la red.

- Energía generada por la instalación fotovoltaica.

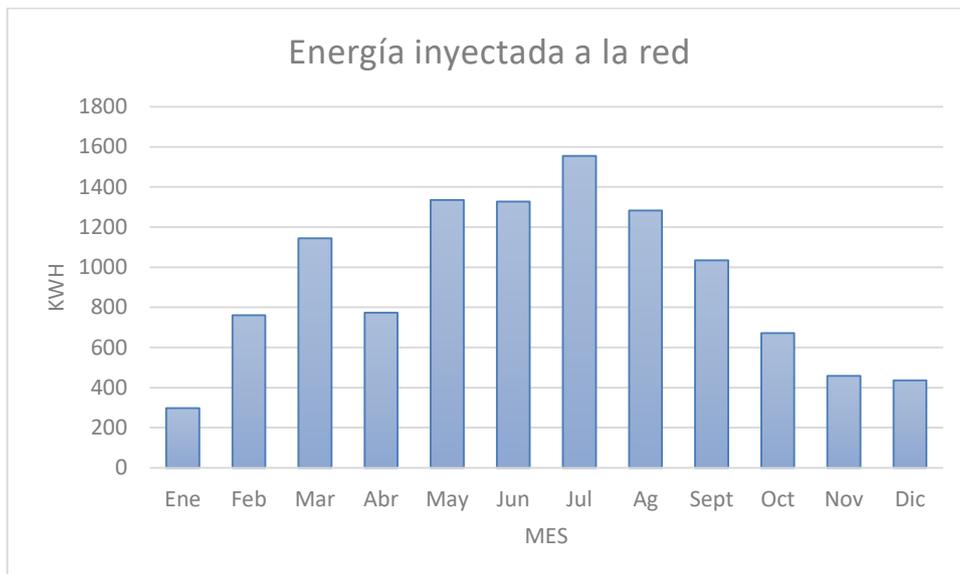


- Energía que demanda el edificio.

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

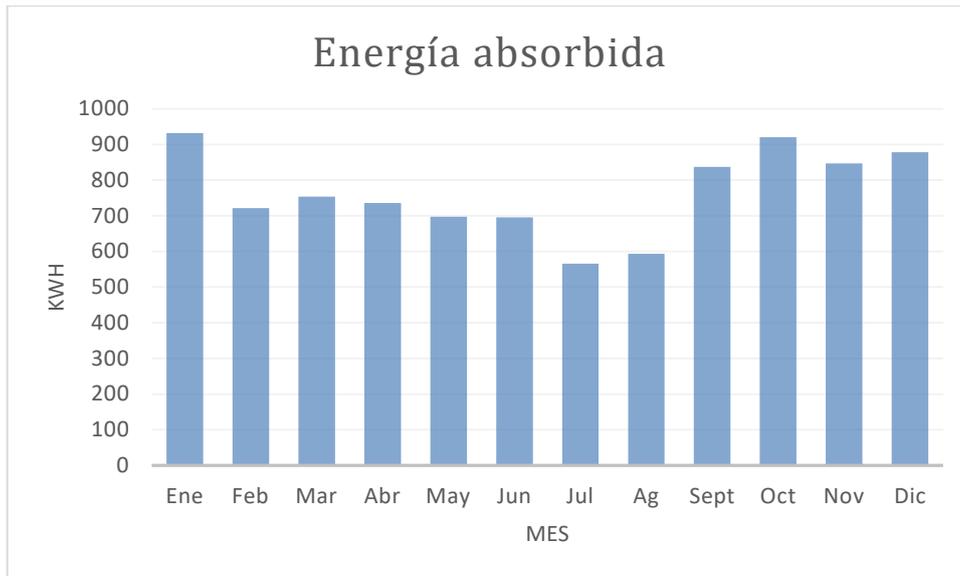


- Energía inyectada a la red (excedentaria no autoconsumida).



- Energía absorbida.

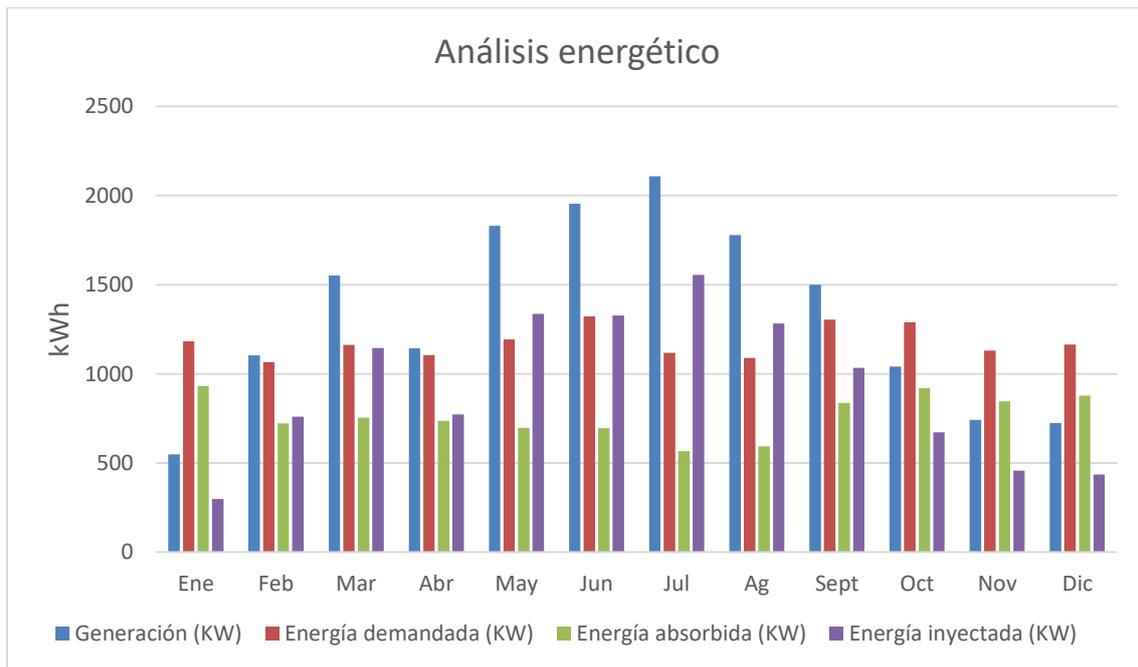
Energía necesaria para satisfacer la demanda del edificio que no es capaz de suministrar la instalación fotovoltaica.



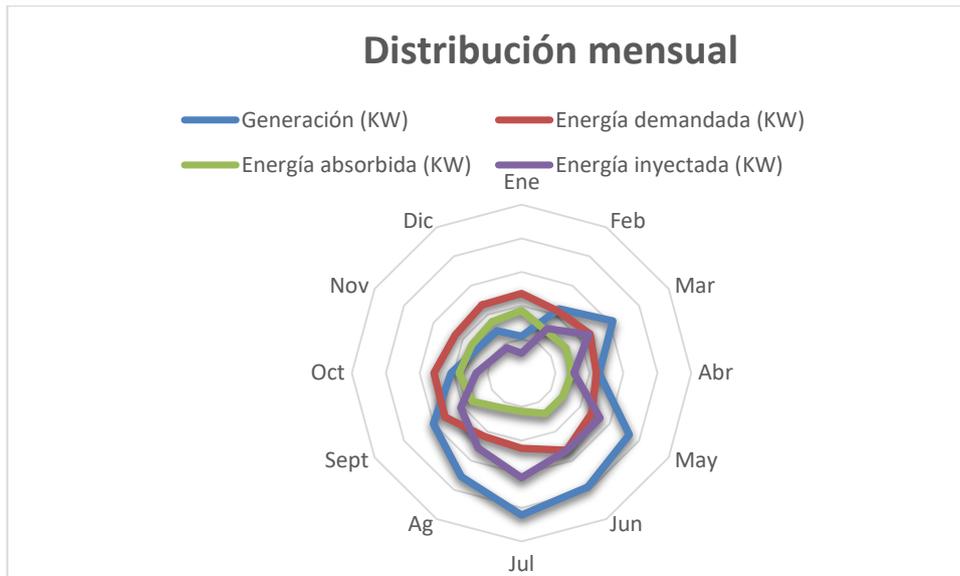
- Análisis global.

En este apartado se muestra gráficamente la correlación entre las cuatro variables. Reflejándose la siguiente expresión:

$$Generación + E_{Absorbida} = E_{Demandada} + E_{inyectada}$$



Y en la siguiente imagen se puede apreciar más visualmente la presencia de cada variable en cada mes.



6 Balance económico

Una vez calculada la instalación, se pretende analizar su rentabilidad. Es decir, estudiar si se produce una recuperación de la inversión realizada.

En este apartado entran en juego múltiples aspectos como el precio de la instalación, precio de la energía, tipo de autoconsumo al que se está acogido, perfil de consumo, porcentaje de energía autoconsumida...etc.

Para comprobar si la inversión ha sido recuperada, se va a calcular la tasa interna de retorno de la instalación cometida, que es la tasa más fiable y generalizada para evaluar la viabilidad de la misma.

La tasa interna de retorno es un factor que indica si el proyecto abordado es rentable o no en base a los flujos de caja obtenidos año a año tras su ejecución. O más sencillo, el porcentaje de dinero que genera la inversión a partir de la inversión inicial.

En esta instalación se ha elegido la modalidad de autoconsumo acogido a compensación de excedentes, pero también se estudiará la rentabilidad de sin compensación.

A partir de la simulación realizada con PVSyst, obtenemos los valores por hora de todo el año de la cantidad de energía que la instalación produce, que el edificio necesita y consume de la instalación. Así como la energía que tiene que absorber de la red cuando la energía producida no es suficiente para satisfacer la demanda.

El estudio económico estará completo en "TFG.anejos" en un archivo Excel completamente desglosado.

En la primera página tenemos los datos del edificio para cada hora de un año natural. De manera que cada columna representa lo siguiente:

- E_{Grid} : energía que la instalación inyecta a la red porque el edificio no demanda toda la energía que los módulos están produciendo.
- E_{Avail} : energía disponible para consumo o inyección a red que ofrece la instalación fotovoltaica. Estos datos incluyen ya las pérdidas de la salida del inversor.
- E_{FrGrid} : energía que el edificio absorbe de la red debido a que la instalación fotovoltaica no produce en ese momento lo suficiente, o no produce nada, como por ejemplo a partir del atardecer.
- E_{User} : necesidades energéticas del edificio. Esta columna corresponde a los datos de autoconsumo a satisfacer que se introdujeron en el programa. Es decir, es el gasto energético anual por hora del edificio en el último año.

Esta tabla se encuentra completa en el Excel de los anejos, pero tiene el siguiente aspecto:

Datos PVSystem					
fecha	E_Grid	EFrGrid	EOutInv	E_User	E_Avail
	kW	kW	kW	kW	kW
01/01/1990 0:00	0	0,9456	0	0,9456	0
01/01/1990 1:00	0	1,0693	0	1,0693	0
01/01/1990 2:00	0	0,7991	0	0,7991	0
01/01/1990 3:00	0	0,7803	0	0,7803	0
01/01/1990 4:00	0	0,0694	0	0,0694	0
01/01/1990 5:00	0	3,651	0	3,651	0
01/01/1990 6:00	0	2,4806	0	2,4806	0
01/01/1990 7:00	0	2,0629	0	2,0629	0
01/01/1990 8:00	0	2,3103	0	2,3103	0
01/01/1990 9:00	0	0,1748	0,1089	0,2837	0,1089
01/01/1990 10:00	0	2,5399	0,3542	2,8941	0,3542
01/01/1990 11:00	0	0,8792	2,395	3,2742	2,395
01/01/1990 12:00	5,5727	0	6,0564	0,4838	6,0564
01/01/1990 13:00	1,583	0	2,5826	0,9996	2,5826
01/01/1990 14:00	2,2738	0	2,9267	0,6529	2,9267
01/01/1990 15:00	0,6518	0	1,207	0,5552	1,207
01/01/1990 16:00	0,3637	0	0,8602	0,4965	0,8602
01/01/1990 17:00	0	0,2029	0,3806	0,5835	0,3806
01/01/1990 18:00	0	3,3366	0	3,3366	0
01/01/1990 19:00	0	0,0562	0	0,0562	0
01/01/1990 20:00	0	1,1374	0	1,1374	0
01/01/1990 21:00	0	1,0725	0	1,0725	0
01/01/1990 22:00	0	0,8999	0	0,8999	0

Figura 67. Resultados por hora de la simulación. Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, hay que analizar estos valores y cruzarlos con los precios de la electricidad. Ya que hay que tener en cuenta diversos aspectos como los siguientes:

Perfil de consumos: este aspecto es muy importante ya que es una de las premisas en las que últimamente más se incide para lograr una eficiencia energética. Adecuar el perfil de consumo del edificio a las horas en las que las placas solares están en funcionamiento va a abaratar mucho la factura de la luz.

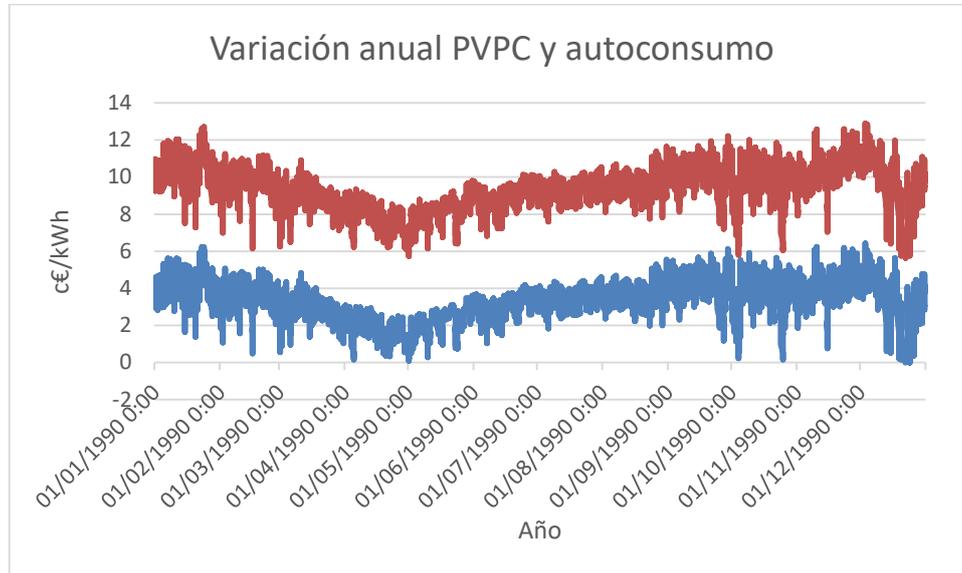
En cambio, si se tiene un perfil de consumo bastante desviado de los horas de trabajo de los módulos, la energía producida por las placas se va a vender/inyectar a la red con un precio bastante más barato que del que se paga por absorber energía de la red.

Los precios de interés son los siguientes:

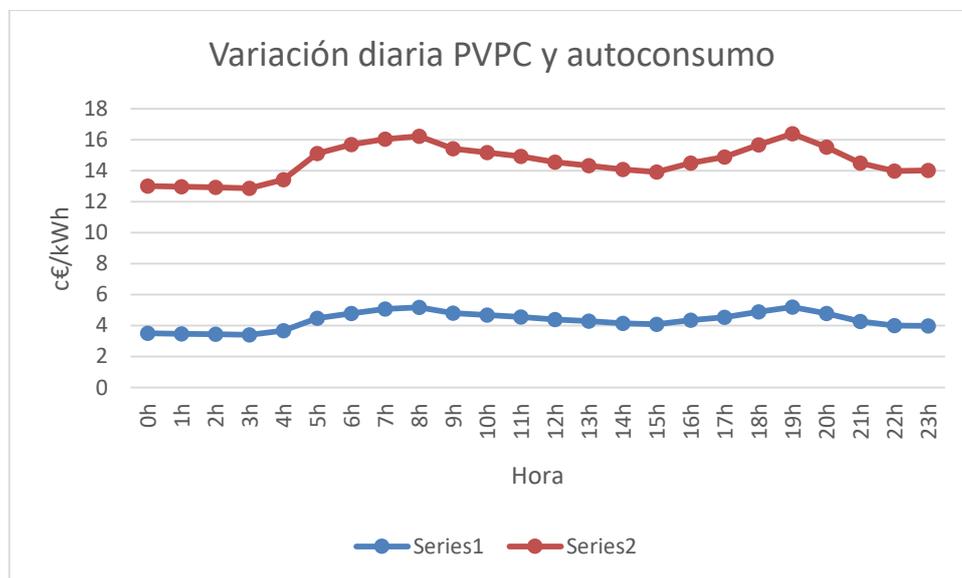
Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

- Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC).
- Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto.

A continuación se va a mostrar la variación anual de ambos precios:



Para concretar y mejorar la vista de la gráfica, se va a proceder a mostrar una variación diaria de ambos precios en un día aleatorio:



Se puede observar con facilidad que el precio de mercado por la energía excedentaria procedente del autoconsumo, es bastante más barato que el precio de la electricidad PVPC.

En el estudio, aportado en los anejos, estas tablas vendrán desglosadas en la hoja de “Precios” y tendrán el siguiente aspecto, continuando hasta el final del año natural. Cabe resaltar que los precios se han obtenido de “essios.ree.es”.

Columna1	Precio excedente (PVPC)	Precio de energía activa del PVPC
	(c€/kWh)	(c€/kWh)
01/01/1990 0:00	4,113	10,712
01/01/1990 1:00	3,804	10,407
01/01/1990 2:00	3,612	10,372
01/01/1990 3:00	3,217	10,027
01/01/1990 4:00	3,073	9,881
01/01/1990 5:00	3,001	9,81
01/01/1990 6:00	3,004	9,796
01/01/1990 7:00	2,988	9,763
01/01/1990 8:00	3,053	9,709
01/01/1990 9:00	3,053	9,698
01/01/1990 10:00	3,015	9,408
01/01/1990 11:00	3,022	9,33
01/01/1990 12:00	3,087	9,352
01/01/1990 13:00	2,992	9,246
01/01/1990 14:00	3,063	9,35
01/01/1990 15:00	3,198	9,564
01/01/1990 16:00	3,569	10,029
01/01/1990 17:00	4,023	10,573
01/01/1990 18:00	4,373	10,766
01/01/1990 19:00	4,591	10,977
01/01/1990 20:00	4,374	10,715
01/01/1990 21:00	4,536	10,921
01/01/1990 22:00	4,265	10,654
01/01/1990 23:00	3,729	10,106
02/01/1990 0:00	3,52	10,145
02/01/1990 1:00	3,185	9,857

Figura 68. Tabla de precios. Fuente: [23]

Posteriormente, los siguientes datos de interés para acometer el estudio de rentabilidad son otros datos económicos como el IPC y el incremento del precio de la energía, ambos obtenidos en la web del INE (Instituto Nacional de Estadística).

IPC (%)	0,2 (IPC Diciembre 2020)
Incremento precio de la energía	1,2 (IPC+1%)

Tabla 14. IPC e incremento del precio de la energía. Fuente: Elaboración propia

Los siguientes datos de interés serán los datos de la instalación FV:

Potencia instalada (kWp)	10,22
Coste por Wp (€/Wp)	1,3
Coste instalación (€)	13286
Disminución anual de rendimiento (%)	1

Tabla 15. Datos de interés. Fuente: Elaboración propia

Tras esto, se procede a la construcción de la tabla para el análisis de rentabilidad cruzando los diferentes datos. El estudio está formado por las siguientes columnas:

- **Año:** duración estimada de uso o ciclo de vida de la instalación. Cada uno de los restantes parámetros tendrá resultados anuales.
- **Inversión:** importe que cuesta ejecutar la instalación en euros. Se pretende recuperar con los ahorros que proporcionará haber acometido la instalación a las facturas anuales.
- **Potencia panel respecto la nominal:** disminución del rendimiento de las células del panel a lo largo del ciclo de vida de la instalación. Este valor va a parte del rendimiento del inversor y el resto de pérdidas, las cuáles se tienen en cuenta en la simulación y vienen plasmados en los datos de generación anteriormente expuestos.
- **Factura sin FV:** factura anual por el uso de energía eléctrica sin estar en posesión de la instalación fotovoltaica dimensionada.
- **Factura FV sin compensación (Factura FV SC):** factura anual por el uso de energía eléctrica estando en posesión de la instalación fotovoltaica dimensionada, pero acogida a la modalidad de autoconsumo sin compensación de excedentes.
- **Factura FV con compensación (Factura FV CC):** factura anual por el uso de energía eléctrica estando en posesión de la instalación fotovoltaica dimensionada, pero acogidos a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes.
- **Ahorros factura:** diferencia entre los importes de la factura anual sin tener la instalación fotovoltaica y los importes estando en posesión de la instalación para cada modalidad de autoconsumo.
- **Flujos de caja:** balance que se realiza mediante el sumatorio de inversión y beneficios (ahorros). Siendo el primer año el único año en el que interviene la inversión en el sumatorio. El resto de años el único flujo de caja son los beneficios.
- **Flujos de caja acumulada:** balance neto de la inversión y los diferentes beneficios anuales. El año que el flujo de caja acumulado adquiera valor positivo, indicará que se ha recuperado la inversión y a partir de ahí se obtienen ingresos netos por el ahorro que supone la instalación. (Año en el que se produce el retorno de lo invertido)
- **TIR:** tasa interna de retorno que indicará la rentabilidad del proyecto.

Como resultado se obtiene lo siguiente en cada modalidad:

- Modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes.

TIR: 9%

Flujo de caja acumulado: 17379.3€

- Modalidad de autoconsumo sin compensación de excedentes.

TIR: 0%

Flujo de caja acumulado: 436.98€

Las tablas completas con los resultados desglosados están en “TFG_01816_anejos.zip”, “Estudio_economico_FOTOVOLTAICA”.

7 Tecnología solar térmica

7.1 Introducción

En los últimos años se ha producido un aumento en la ejecución de instalaciones solares térmicas en edificios existentes debido a la confianza que se ha generado en la sociedad gracias a los cada vez mayores conocimientos que hay en la materia.

Se ha conseguido dejar atrás los pensamientos negativos acerca de la estética de estas instalaciones en las cubiertas de los edificios. Porque, aparte de que no es algo antiestético sino todo lo contrario, un adecuado diseño conlleva beneficios muy importantes, como el ahorro en las facturas e independencia energética.

Esta tecnología deriva en parte de la tecnología solar fotovoltaica, ya que la fuente de energía sigue siendo el sol. Lo que cambia es la morfología de funcionamiento de los captadores solares, ya que no tienen que transformar esa radiación en energía eléctrica, sino aprovecharla para calentar el fluido circulante por ellos. Y como consecuencia de tratar con otro fluido, el resto de componentes de las instalaciones solares térmicas son totalmente diferentes a los de las instalaciones fotovoltaicas.

7.2 Instalaciones solares térmicas

7.2.1 Generalidades

La configuración y situación de los diferentes elementos de una instalación de ACS lleva a diferentes tipos de diseño y dimensionado. En este apartado se van a explicar

los diferentes elementos y sistemas de los que está compuesto este tipo de instalaciones.

En las siguientes imágenes se pueden apreciar las diferentes partes de una instalación tipo de ACS con sus diferentes componentes:

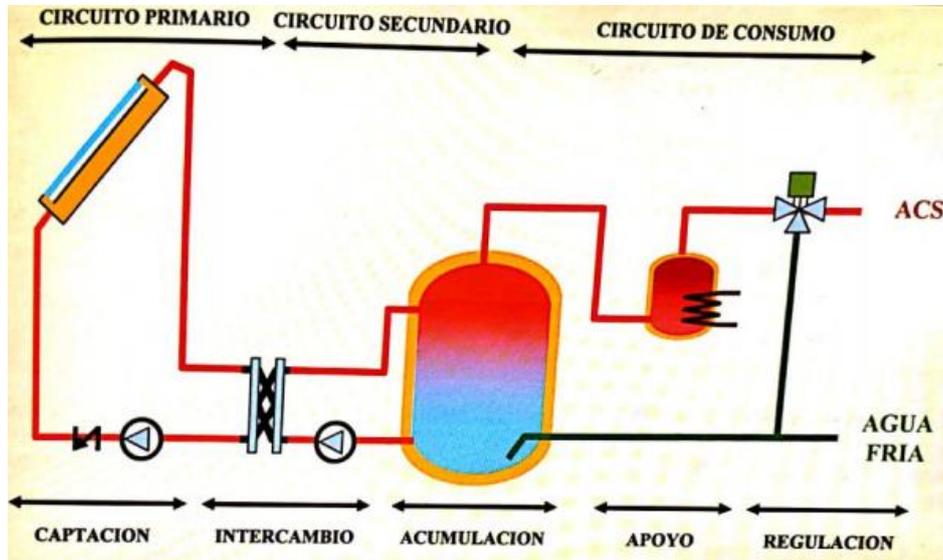


Figura 69. Esquema instalación solar térmica. Fuente: [24]

Toda instalación solar térmica consta de los siguientes subsistemas:

- Sistema de captación
- Sistema de transferencia de energía
- Sistema de acumulación
- Sistema de circulación
- Sistema de control
- Sistema de apoyo

Así como también están integradas por tres circuitos:

- Circuito primario: engloba los captadores solares y las tuberías que los unen. El fluido de trabajo adquiere la energía térmica generada en los captadores y se transfiere al circuito secundario mediante un intercambiador.
- Circuito secundario: recibe la energía captada en el circuito primario y se entrega a los acumuladores.
- Circuito de consumo: tuberías encargadas de llegar a las ubicaciones de consumo. Este circuito dispone de los elementos de regulación necesarios para corregir la temperatura del fluido en el caso que supere los 60°.

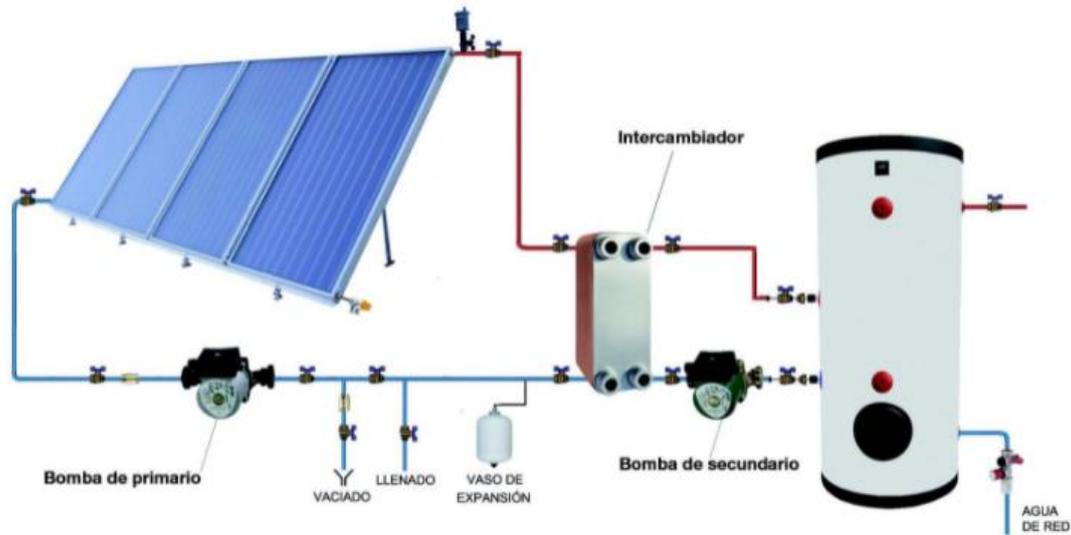


Figura 70. Esquema instalación solar térmica. Fuente: [25]

7.2.2 Configuraciones en edificios

- Sistema de captación y apoyo centralizados.

En esta configuración todo está centralizado, desde la captación, acumulación, apoyo y distribución. El ACS destinada a consumo se suministra a cada vivienda ya en condiciones óptimas de preparación. Para controlar el consumo individual de cada vivienda, es obligatorio situar un contador en la llave de entrada de cada vivienda. Es la configuración empleada en el presente trabajo, con la diferencia de que el acumulador y el intercambiador externo de la foto siguiente se sustituyen en el trabajo por un interacumulador.

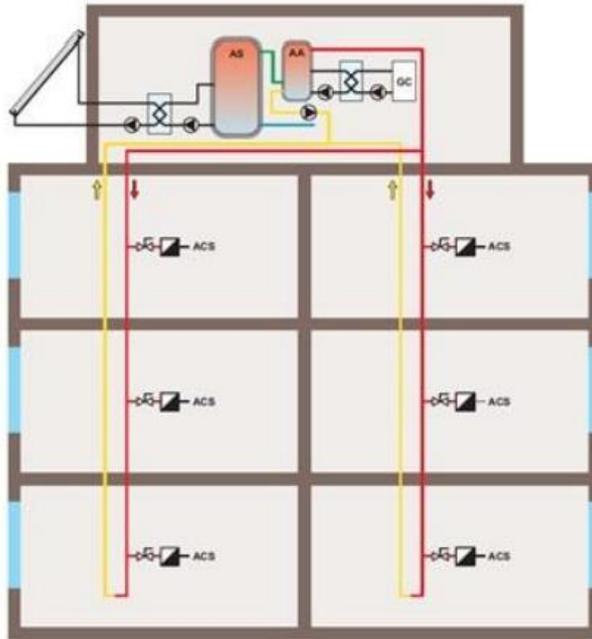


Figura 71. Instalación solar y sistema de apoyo centralizados. Fuente: [26]

- Sistema de captación centralizado y sistema apoyo distribuido.

En esta configuración el sistema de apoyo encargado de preparar el ACS recibido del sistema de acumulación lo realiza la caldera individual de cada consumidor. También es obligatorio la presencia de contadores individuales de consumo en la acometida de cada vivienda.

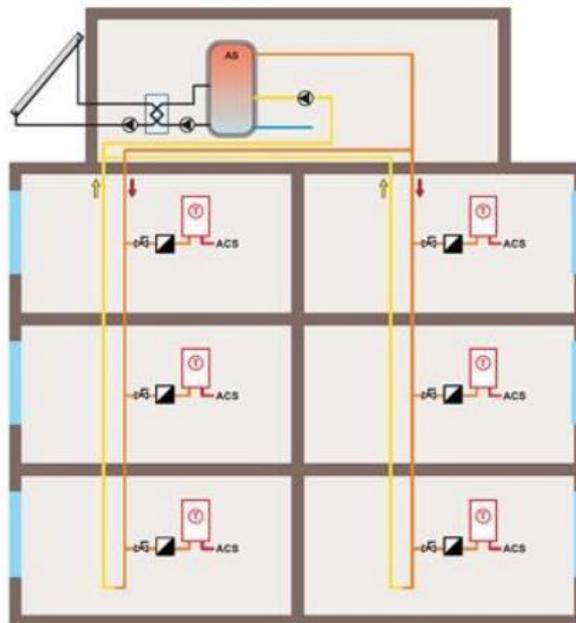


Figura 72. Instalación solar centralizada con sistema de apoyo distribuido. Fuente: [26]

- Sistema con acumulación distribuida.

Esta configuración no precisa de contador individual a la entrada de cada vivienda, ya que a la salida del sistema de transferencia de energía alimentado por los captadores salen circuitos cerrados individuales a cada una de las viviendas. Estos circuitos entran en interacumuladores, que es lo siguiente que se diferencia de las anteriores configuraciones, ya que el sistema de acumulación ahora es individual en cada vivienda, lo que provoca que el agua de red o agua fría que entra en cada interacumulador sea agua de cada vivienda y no comunitaria, esa es la diferencia entre acumulación centralizada y distribuida.

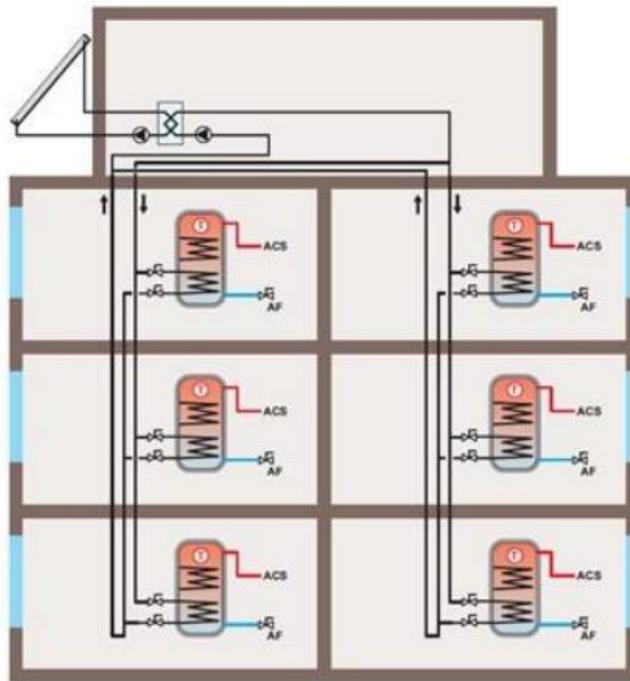


Figura 73. Instalación solar con acumulación distribuida. Fuente: [26]

- Sistema solar centralizado con intercambio distribuido.

En esta configuración, el agua fría o de red sale de la acometida de cada vivienda. Esta agua se transporta a un acumulador centralizado, y de ahí mediante circuitos de descarga a cada vivienda. Esta ACS que se dirige a cada vivienda sirve como precalentador del agua de red saliente de cada vivienda. Se realiza colocando un intercambiador externo individual en cada vivienda. El apoyo es distribuido.

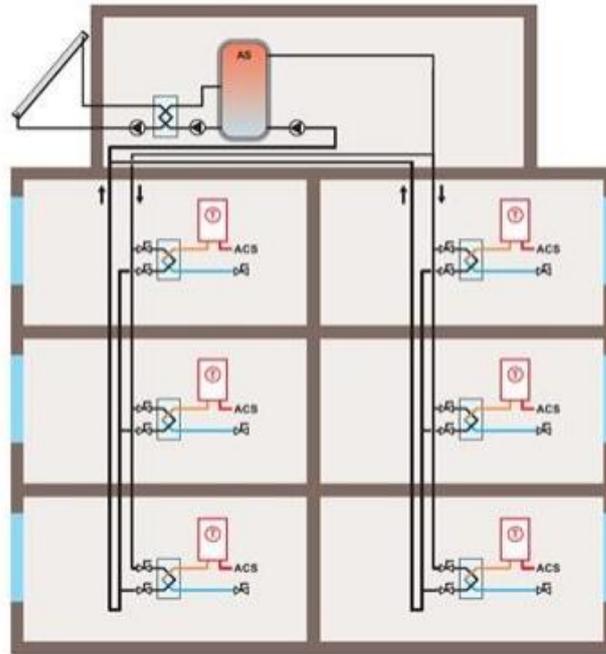


Figura 74. Instalación solar centralizada con intercambio distribuido. Fuente: [26]

7.2.3 Subsistemas

El funcionamiento final de la instalación es gracias al papel diferente e interconectado que realizan los subsistemas anteriormente nombrados.

En el caso que concierne a este trabajo, se va a dimensionar una instalación para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) para consumo múltiple con acumulación solar centralizada, intercambiador de calor externo, con acumulación y apoyo centralizado.

7.2.3.1 Sistema de captación

Es el sistema encargado de transformar la radiación solar incidente en energía térmica para transferírsela al fluido portador o de trabajo (fluido caliente). Formado por los captadores solares que calientan el fluido del circuito primario.

Sus componentes principales son los siguientes:

- Captadores solares.

Elemento principal de la instalación que realiza la transformación de la radiación solar en energía térmica, aumentando la temperatura del fluido circulante por él.

Es un elemento que debe diseñarse para garantizar su funcionamiento y resistencia en condiciones adversas de nieve, lluvia, granizo, etc.

En la siguiente tabla se exponen las características más importantes de los captadores solares, dividido en los dos tipos más comúnmente utilizados.

	Planos		Tubos de vacío
	No selectivo	Selectivo	Heat-pipe y en U
Rendimiento: Factor de ganancia	≈ 0.9	≈ 0.8	≈ 0.6
Rendimiento: Factor de pérdidas (W/m².K)	6,0 - 8,0	3,0 - 5,0	2,0 - 3,1
Temperatura de estancamiento (°C)	120-160	180-220	200-239
Relación de superficie apertura/bruta	> 0,9		< 0,6
Espesor de la cubierta de vidrio	2 a 4		1,6 a 2,1
Resistencia de la cubierta de vidrio	Mayor		Menor
Durabilidad: principal problema	Entrada de agua al interior		Pérdida del vacío
Resistencia al viento	Elevada		Menor

Figura 75. Principales parámetros de los tipos de captadores. Fuente: [26]

En nuestro caso se han elegido captadores planos, y no los de tubos de vacío. Este tipo de captador basa su funcionamiento en el llamado “efecto invernadero”, el cual se basa en el paso de la radiación solar a través de la cubierta mientras incide en la superficie del absorbedor.

Esto es, la radiación solar de onda corta que atraviesa la cubierta del captador, incide sobre el absorbedor, aumentando su temperatura y también la del fluido circulante. A su vez, el absorbedor emite una radiación de onda larga que no puede atravesar la cubierta opaca y por lo tanto esto es lo que produce el llamado efecto invernadero de este tipo de captador.

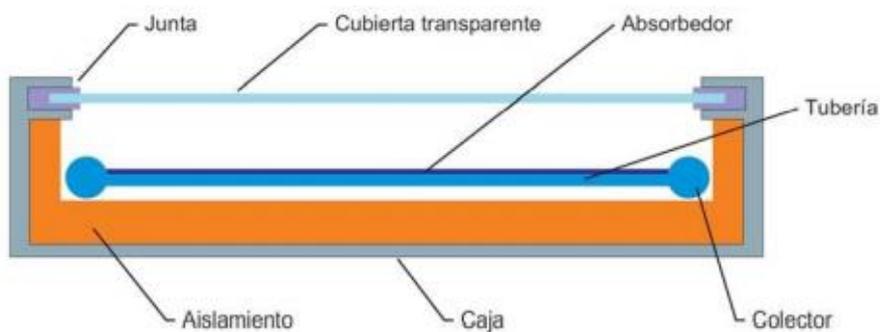


Figura 76. Componentes de un captador solar. Fuente: [26]

Esto genera que el fluido circulante a través del captador, se caliente.

Elementos que componen un captador solar plano:

- Cubierta transparente: elemento de vidrio que asegura la estanqueidad del captador protegiendo los componentes internos del mismo. Así mismo, tiene los siguientes objetivos:
 - A. Reducir la velocidad del aire.
 - B. Reducir las pérdidas por convección ya que permite que no haya un contacto directo del absorbedor con el propio ambiente. También reduce las pérdidas de conducción al estar la cara externa de la misma a una temperatura menor que la del absorbedor.
 - C. Reducir las pérdidas térmicas del absorbedor haciendo que la radiación incide sobre el absorbedor, y que la radiación que éste emite no salga al exterior.

- Absorbedor: elemento plano constituido por una o varias láminas metálicas (aluminio, cobre o acero) que se sitúa junto al circuito hidráulico por el que circula el fluido de trabajo para transferirle la energía que se ha captado. Es el componente encargado de transformar la energía solar incidente en energía térmica. Debe proporcionar un adecuado contacto entre su superficie y el circuito hidráulico para lograr la mayor transmisión de energía posible al fluido.

Su rendimiento depende fundamentalmente de su tratamiento superficial, ya que va a ser éste quién determine su absorptancia, reflectancia y emisividad. Los tratamientos más comunes son los tratamientos negros y selectivos, los cuáles garantizan un adecuado revestimiento y asilamiento de los diferentes tubos.

Sus diseños más comunes son los siguientes:

 - A. Absorbedor en forma de parrilla de tubos: absorbedor formado por diversas tuberías paralelas conectados entre sí por dos colectores. Esta configuración tiene la ventaja de presentar pequeñas pérdidas de carga, pero a su vez, tiene la desventaja de un difícil equilibrio hidráulico.

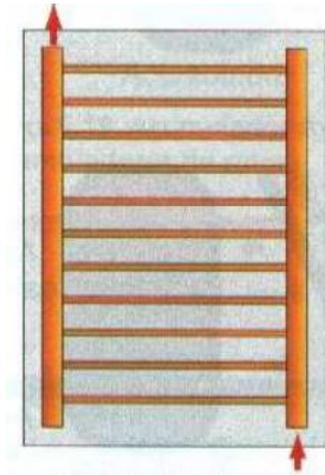


Figura 77. Absorbedor en forma de parrilla de tubos. Fuente: [18]

- B. Absorbedor tipo serpentín: este tipo de absorbedor tiene una única tubería. La pérdida de carga unitaria es superior a la del tipo anterior, aunque depende en última instancia del caudal de circulación y del diámetro de la propia tubería.

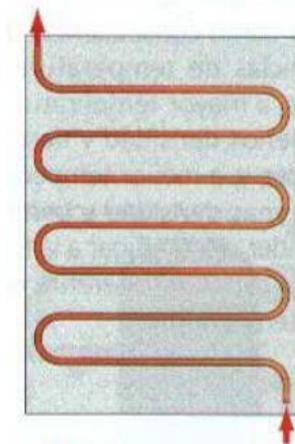


Figura 78. Absorbedor tipo serpentín. Fuente: [18]

- Aislamiento.

Se sitúa en los laterales y en la parte inferior de la carcasa para disminuir las pérdidas térmicas del absorbedor. Deben soportar altas temperaturas y no vaporizar dentro de un determinado rango de temperaturas para no perjudicar las propiedades ópticas de la cubierta y del absorbedor.

Normalmente se utilizan lanas de vidrio, metal o materiales sintéticos como el poliuretano.

- Carcasa.

Elemento que junto con la cubierta engloba al resto de componentes interiores del captador, protegiéndolos de las condiciones atmosféricas. Como es lógico, debe contar con las condiciones de resistencia necesarias para prolongar la vida del captador.

Cuenta con diferentes juntas elásticas que hay que mantener a su debido tiempo debido a los efectos que produce la dilatación y la humedad con el paso del tiempo. Es recomendable que el peso de la carcasa sea lo más bajo posible para que las cargas que pueda sufrir sean menores.

En cuanto al sistema de sujeción de los captadores, se va a emplear las estructuras del fabricante SUNFER Energy para unos captadores inclinados sobre cubierta plana e inclinada.



Figura 79. Estructura metálica de soporte. Fuente: [21]

7.2.3.2 Sistema de transferencia de energía

El componente principal de este subsistema es el intercambiador de calor. Se utilizan para aislar e independizar el circuito primario e independizar el circuito de consumo. Esta independencia entre circuitos es muy importante ya que cada uno puede alcanzar diferentes temperaturas, en ocasiones muy elevadas. También protege de la corrosión en los diferentes circuitos.

La independencia del circuito de consumo es fundamental ya que la presencia del anticongelante en el circuito primario, si pasara al circuito de consumo, podría provocar graves efectos en el humano que consuma ese fluido.

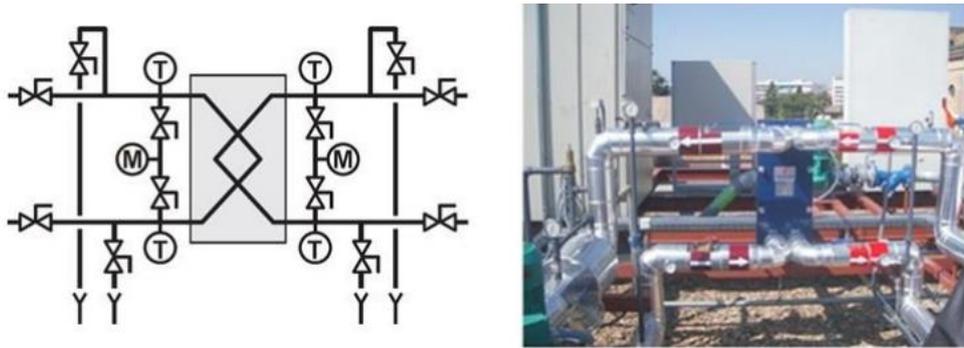


Figura 80. Esquema e imagen de un intercambiador solar. Fuente: [26]

Puede instalarse un único intercambiador externo independiente o puede incorporarse al acumulador (interacumulador). En el caso de que se instale únicamente uno independiente, se dimensionará su potencia máxima suponiendo una radiación solar de 1000w/m^2 y un rendimiento de conversión del 50%, cumpliéndose la condición de $P > 500 \cdot A$.

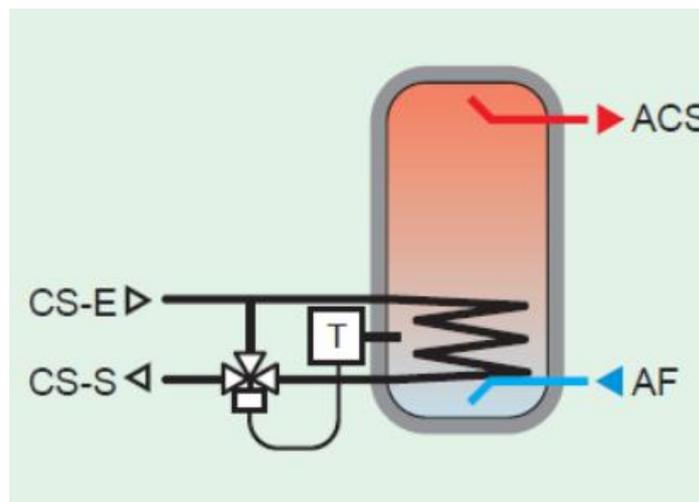


Figura 81. Esquema de un interacumulador. Fuente: [26]

Hay dos tipos instalaciones según su sistema de transferencia de calor. La diferencia se basa en si tienen o no intercambiador.

- Instalaciones indirectas.

Éste será el tipo de instalación que se va a dimensionar en éste trabajo. Consisten en instalaciones en las que el fluido portador no es el que directamente se destina al consumo, ya que antes cede su calor al fluido del circuito secundario a través de uno o varios intercambiadores.

- **Ventajas:**

- A. Reducción de la posibilidad de corrosión del circuito primario con la independencia de circuitos. Gracias a esta

independencia, los diferentes circuitos pueden operar con presiones de trabajo diferentes.

B. Empleo de anticongelante para mantener el suministro de la instalación ante situaciones de temperaturas extremas.

C. Como consecuencia del anterior punto, este tipo de instalaciones conllevan una mayor rentabilidad sobre todo en la época de invierno.

- Desventajas:

- A. Mayor inversión inicial.

- Instalaciones directas.

En estas instalaciones el fluido que recorre los captadores es el destinado directamente al consumo.

- Ventajas.

- A. Simplificación de la instalación y por lo tanto menor coste.

- Desventajas.

- A. Mayores posibilidades de corrosión en los conductos.

- B. Emplazamiento en determinadas zonas en las que no se produzcan situaciones de temperaturas extremas, lo cual es difícil y limita su funcionamiento.

7.2.3.3 Sistema de acumulación

Sistema encargado de acumular el fluido calo portador. Función desempeñada por acumuladores solares a presión o interacumuladores como los de las siguientes imágenes.

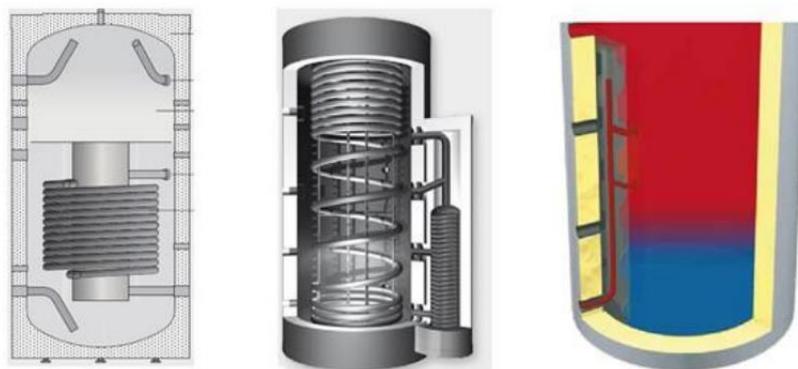


Figura 82. Tipos de acumuladores. Fuente: [26]

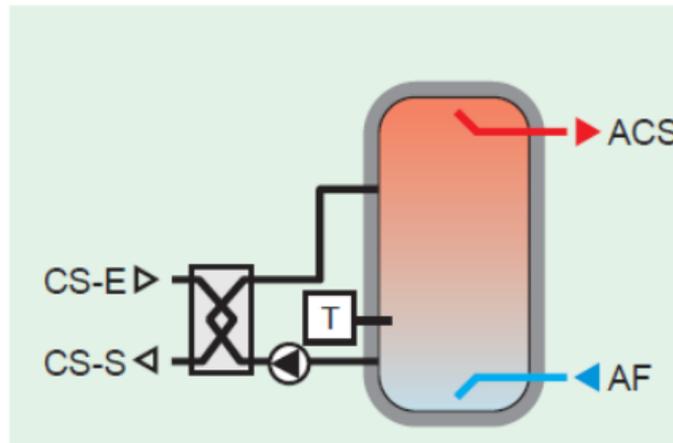


Figura 83. Esquema de un acumulador. Fuente: [26]

La función principal que desempeña un acumulador es acoplar en el tiempo la oferta de radiación solar y la demanda de agua caliente. Por lo tanto se debe aprovisionar la mayor cantidad de energía térmica con la mayor eficiencia posible.

Para lograr la máxima eficiencia intervienen los siguientes dos factores:

- Estratificación de temperaturas.

La estratificación de temperaturas es la correcta distribución vertical de temperaturas alcanzada en un acumulador. De manera que cuando un acumulador se encuentra estratificado, la temperatura del agua es una función de su altura vertical, es decir, desciende la temperatura de la parte superior a la inferior.

A mayor estratificación mayor eficiencia ya que el agua caliente se encuentra en la parte superior del acumulador, y por lo tanto, es esa fracción de agua la que va primero hacia el consumo. También se recomienda emplear acumuladores de configuración vertical, incorporar deflectores y tubos difusores en las tuberías de entrada para reducir la velocidad del agua y situar adecuadamente las tuberías de conexión.

- Pérdidas térmicas.

Para hacer frente a las pérdidas térmicas se recomienda que el aislamiento del acumulador sea importante, así como que el cociente entre la superficie exterior y el volumen sea bajo. También el hecho de emplear un solo acumulador en vez de varios, reduce la posibilidad de tener pérdidas.

A la hora de determinar el acumulador adecuado para nuestra instalación hay que tener en cuenta la potencia, caudal, presión, salto térmico y temperatura máxima.

En el caso de los acumuladores para ACS, como es nuestro caso, deben ser aptos para el consumo humano, de ahí que cuenten con exigentes aislamientos interiores y exteriores para evitar cualquier tipo de corrosión.

A continuación se va a mostrar una tabla resumen de las características que tienen los acumuladores solares de ACS:

Tipo	ACS
Material	Acero, acero inoxidable o cobre
Tratamiento interior	Vitrificado o resina epoxi
Mantenimiento de potabilidad	Necesario
Protección anti corrosión	Protección catódica
Temperaturas máxima	Limitada por el tipo de tratamiento interior
Presión máxima	8 bar
Principal problema	Protección y corrosión del circuito de consumo
Mantenimiento	Alto
Coste de inversión	Alto

Figura 84. Características de los acumuladores. Fuente: [26]

7.2.3.4 Sistema de circulación

Este sistema es el encargado de transportar el fluido por los diferentes circuitos de la instalación. El movimiento del fluido puede ser natural o forzado.

La normativa indica que las instalaciones con más de 10m² de superficie de captación correspondiente a un solo circuito primario, éste será de circulación forzada.

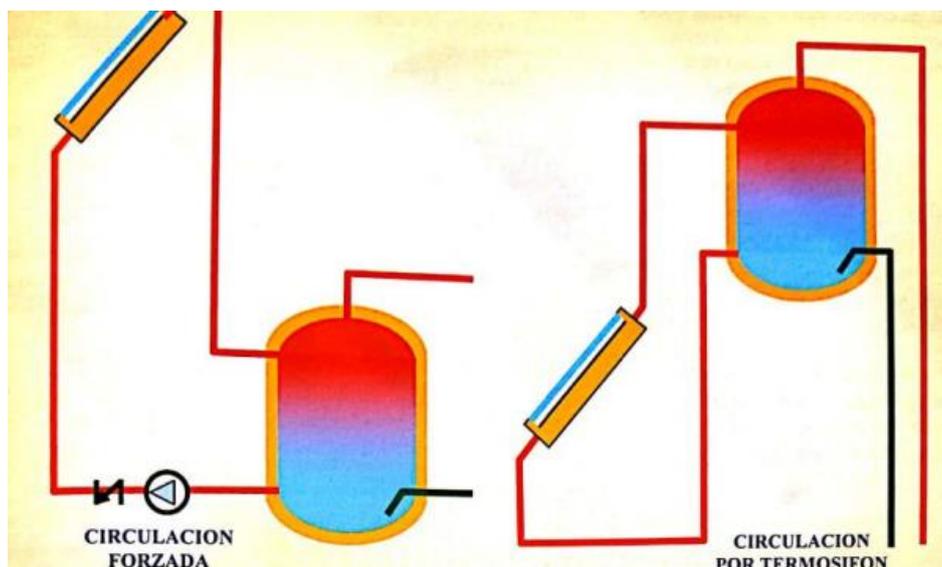


Figura 85. Tipos de circulación. Fuente: [24]

- Circulación forzada.

En las instalaciones de circulación forzada, ésta se realiza gracias a la acción de bombas, cómo es el caso de nuestra instalación. Ésta bomba se activa o desactiva según la diferencia de temperaturas entre una sonda a la salida de los captadores y entre otra en el acumulador.

Cuando la diferencia de temperatura entre el captador y el acumulador es mayor que los valores de referencia (5-7°C), el sistema de control pone en funcionamiento la bomba (ON). De manera que el fluido portador transfiere la energía de los captadores al acumulador. La bomba se desactivará (OFF) cuando la diferencia de temperatura disminuya de 2-3°C.

Las instalaciones con este tipo de circulación consumen energía eléctrica para alimentar a las bombas. La normativa indica que la potencia eléctrica parásita para la bomba no debe superar los 50W o el 2% de la mayor potencia generada por los captadores en sistemas pequeños. Siendo el 1% para sistemas grandes.

- Circulación natural.

En este tipo de instalaciones el fluido circula por si propias fluctuaciones de densidad (efecto termosifón).

Estas variaciones son debido a cambios de temperatura. Estos cambios se producen debido al calentamiento del fluido cuando la radiación solar incide sobre los captadores, aumentando la temperatura del fluido pasante por los captadores y en consecuencia, disminuyendo su densidad. Este fluido, al ser más ligero y caliente que el fluido frío del acumulador, asciende a través de él originando el movimiento deseado en el circuito.

La ventaja de este tipo de instalaciones es la no necesidad de utilizar válvulas anti retorno como en el caso de instalaciones con circulación forzada. La misión de este tipo de válvulas es la de evitar flujos inversos.

Los componentes predominantes en este subsistema son los siguientes:

- Tuberías.

Las tuberías son los conductos que transportan el fluido por la instalación. Deben soportar presiones y temperaturas muy altas, por ello se recomienda que sean de material metálico en el circuito primario de la instalación. También han de ser resistentes a la corrosión, tener resistencia mecánica y por supuesto conservar bien la temperatura del fluido circulante.

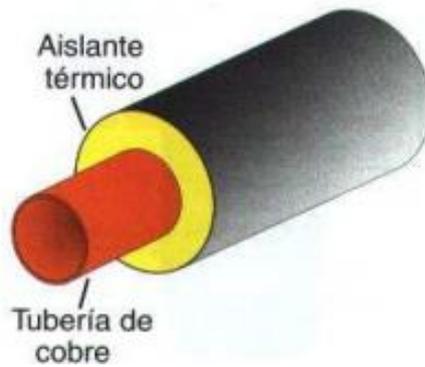


Figura 86. Infografía tubería de cobre. Fuente: [18]

En el circuito primario solo podrán utilizarse tuberías de cobre y acero inoxidable debido a las condiciones extremas que tiene que soportar. En cambio, en el circuito secundario o de servicio de ACS podrán utilizarse, aparte de cobre y acero, materiales plásticos autorizados por el organismo competente con el objetivo de abaratar la instalación.

El RITE establece una serie de diámetros de las tuberías en función de la temperatura del fluido. Es especialmente importante seguir estrictamente la normativa, ya que en el circuito primario se puede dar temperaturas muy elevadas y si no se eligen bien los diámetros, puede afectar a la durabilidad de la instalación.

En las siguiente tablas se reflejan los diámetros correspondientes a las tuberías con una conductividad genérica de 0.04 W/ (m*k).

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Figura 87. Diámetros del aislamiento en tuberías del interior de edificios. Fuente: [26]

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60

Figura 88. Diámetros del aislamiento en tuberías del exterior de edificios. Fuente: [26]

- Bombas de circulación.

Se emplean únicamente en las instalaciones con circulación forzada. Se han de situar en las zonas “frías” del circuito hidráulico, es decir, en la tubería que entra hacia los captadores en el circuito primario. En el circuito secundario se emplean cuando la instalación está diseñada para producir agua caliente por acumulación. En el caso de que en la instalación haya sistema de recirculación, también será necesario el empleo de una bomba de recirculación.

Por lo que es fundamental situar a las bombas en las zonas frías del circuito y evitar la cavitación, la cual puede tener efectos devastadores en la instalación.

Según la normativa del CTE-HE4, en el caso de instalaciones con una superficie de captación mayor de 50m², se han de situar dos bombas idénticas en paralelo, dejando una reserva en el circuito primario y secundario.

- Vaso de expansión.

El vaso de expansión tiene la función de proteger a la instalación absorbiendo los aumentos de presión que se producen cuando la temperatura del agua aumenta.

El funcionamiento se basa en que el fluido de la instalación se sitúe en la parte superior del vaso, y el gas en la parte inferior para disminuir la temperatura del fluido cuando entra en contacto con la membrana del vaso.

Normalmente se emplean vasos de expansión cerrados y se instalan en la parte fría del circuito y en las zonas de aspiración de la bomba para absorber las pequeñas variaciones de volumen que se producen en esos momentos.

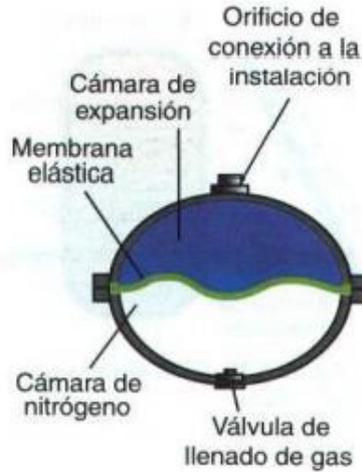


Figura 89. Infografía vaso de expansión. Fuente: [18]

- Válvulas.

Hay que prestar especialmente atención a las condiciones de temperatura y presión para la colocación del tipo de válvula en un determinado tramo de la instalación. De manera que en la siguiente tabla se muestran las válvulas elegidas en función de la misión que vayan a realizar:

<i>Función</i>	<i>Tipo</i>
Aislamiento	Válvulas de esfera
Equilibrado de circuitos	Válvulas de asiento
Vaciado	Válvulas de esfera o de macho
Llenado	Válvulas de esfera
Purga de aire	Válvulas de esfera o de macho
Válvulas de seguridad	Válvulas de resorte
Retención	Válvulas de disco doble compuerta

Figura 90. Tipos de válvulas según su función. Fuente: Elaboración propia

Así como de manera genérica en una instalación térmica convencional suelen utilizarse los siguientes tipos de válvulas:

- Válvulas de corte: se emplean en el sistema de captación para independizar las diferentes agrupaciones y poder realizar las tareas de mantenimiento sin parar toda la instalación.
- Válvulas de regulación: válvulas que regulan el flujo de caudal de los diferentes circuitos de la instalación. Se puede situar a la entrada y salida de las bombas de circulación, en los sistemas de llenado y vacío y previas al vaso de expansión.

- Válvulas de retención: válvulas que evitan que se produzcan flujos inversos o de retorno. Se suelen situar entre el acumulador y los captadores controlando los grupos de bombeo.
 - Válvulas de seguridad: válvulas que se emplean en los acumuladores y en las agrupaciones de captadores para independizar allá donde se producen condiciones de estancamiento.
 - Válvulas termostáticas: válvulas que protegen los materiales y a los usuarios cuando no se limita la temperatura en el acumulador de salida hacia el consumo.
- Sistemas de purga de aire.

En el trazado hidráulico de los circuitos hay sifones invertidos que pueden llegar a retener bolsas de aire, especialmente cuando se ha abierto el circuito para realizar tareas de mantenimiento. De manera que se hace necesario purgar el sistema.

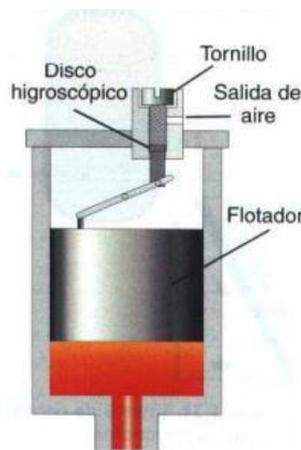


Figura 91. Infografía de un purgador automático. Fuente: [26]

Los purgadores se suelen situar en los puntos altos de salida de los captadores, así como en otros puntos en los que sea susceptible la acumulación de aire. Los mecanismos de purgado son botellines de desaireación y purgadores manuales o automáticos. El volumen de los botellines por normativa ha de ser superior a 100cm³, a no ser que se instalen a la salida del sistema de captación y antes del intercambiador un desaireador con purgador automático.

En el caso de utilizar purgadores automáticos, se han de colocar obligatoriamente los elementos necesarios para poder realizar también un purgado manual.

- Sistemas de llenado.

Sistema crucial que mantiene el sistema lleno y presurizado. Lo más complejo de estos sistemas es que en el circuito primario, al estar compuesto de anticongelante en disolución con agua, si se produce una fuga, ha de reponerse con el mismo fluido. Por lo que el sistema de llenado deberá contar con anticongelante y permitir la

reposición manual por normativa, ya que no se aconseja emplear válvulas automáticas.

7.2.3.5 Sistema de control

El sistema de control de la instalación es crucial para su correcto funcionamiento, ya que debe controlar desde la temperatura de los fluidos, hasta el proceso de descarga térmica. Se lleva a cabo por medio de los diferentes elementos:

- Control diferencial mediante centralita.
- Termostatos.
- Sistemas de medida (Termómetros y manómetros).

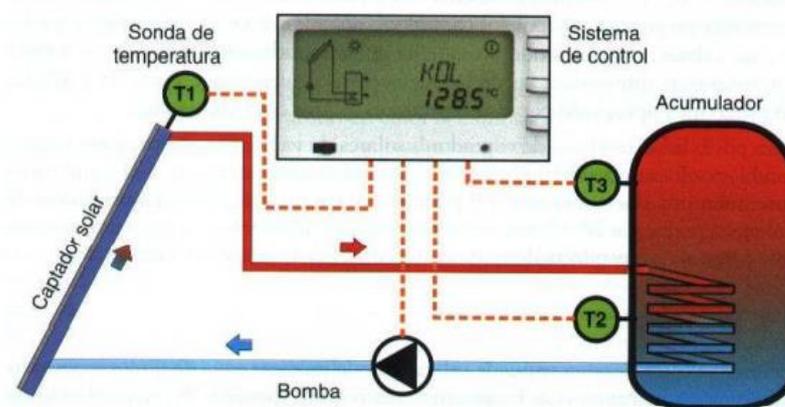


Figura 92. Centralita de regulación solar térmica. Fuente: [26]

7.2.3.6 Sistema de apoyo

Subsistema alternativo de la instalación encargado de preparar el agua para su utilización. Ha de dimensionarse partiendo de la premisa de que el sistema sea capaz de proporcionar toda la demanda que requiera la instalación.

Estos sistemas pueden clasificarse en instantáneos y acumulativos, e incluso por el tipo de energía que emplean para la obtención de la energía térmica aprovechable. Pero la clasificación más característica de estos sistemas es la siguiente:

- Sistemas de apoyo centralizados: en estos sistemas el agua caliente se prepara en instalaciones comunes y después se distribuye a los diferentes puntos de consumo individuales. El combustible del sistema de apoyo evidentemente es común al serlo también las instalaciones de preparación del ACS.
- Sistemas de apoyo individuales: en estos sistemas, al contrario que en los anteriores, cada sistema de apoyo prepara el agua caliente de su punto de consumo asignado, sin tener en cuenta que la instalación de ACS sea común

o individual. Entre los sistemas empleados más comunes destacan los termos eléctricos, calderas o calderas mixtas.

8 Dimensionado de la instalación solar térmica

8.1 Ubicación y emplazamiento

La ubicación será la misma que para la instalación fotovoltaica, la cubierta del edificio de interés de este trabajo. Lo que variará será la orientación de los captadores respecto a la de los módulos.

8.2 Parámetros de radiación y temperatura

Antes de proceder a calcular la fracción cubierta de sol, hay que obtener los datos mensuales de irradiación, temperatura mensual del agua de red y la temperatura ambiente según la localización elegida.

El objetivo es calcular la irradiación sobre superficie inclinada partiendo de la irradiancia global horizontal. Se puede estimar los cálculos con la irradiancia global horizontal, de hecho así lo simula el programa PVSyst en fotovoltaica y el CHEQ4 en térmica, pero se puede obtener los valores exactos para la superficie inclinada y así decidir su viabilidad.

Ya que la misión de este trabajo es una misión didáctica para poder mostrar las diferentes formas de pre-dimensionar la cantidad de radiación de la que vamos a disponer en una superficie inclinada, ya que no siempre se puede contar con programas de pago que puedan calcularlo directamente.

Datos obtenidos para Palencia:

Mes \ Datos	H_{Horiz} (KJ/m²)	T.Red (°C)	T.Amb (°C)
<i>Enero</i>	6.8	6.1	4.3
<i>Febrero</i>	10.7	7.1	5.8
<i>Marzo</i>	16	8.1	7.7
<i>Abril</i>	19.7	10.1	9.7
<i>Mayo</i>	23	12.1	13.2
<i>Junio</i>	27	15.1	17.4
<i>Julio</i>	27.8	17.1	20.9
<i>Agosto</i>	24.3	17.1	20.5
<i>Septiembre</i>	18.7	15.1	18.1
<i>Octubre</i>	11.8	12.1	13.2
<i>Noviembre</i>	7.7	9.1	7.8

Diciembre	5.8	6.1	4.6
-----------	-----	-----	-----

Tabla 16. Datos de radiación y temperatura. Fuente: Elaboración propia

Para entender lo que se va a calcular en este apartado es preciso explicar y jerarquizar las diferentes componentes de radiación solar.

En un primer escalón se encuentra la radiación solar global media mensual incidente sobre una superficie horizontal. La cual se divide en sus dos componentes de radiación directa y difusa.

En segundo lugar, la radiación solar sobre una superficie inclinada, que obviamente, deriva de los componentes de la radiación solar sobre una superficie horizontal.

A continuación se va a proceder a calcular la irradiación global diaria media mensual sobre una superficie inclinada a través de una serie de expresiones.

- Declinación (δ): es el ángulo originario de la línea que une el centro de la Tierra y el centro del Sol con el plano del ecuador celeste. Se procede a hallarlo mediante la aproximación de Cooper, la cual asegura un error como máximo de 1.5° , y es la siguiente:

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

Siendo 'n' el día (en número) medio de cada mes del año, de manera que el día 1 de enero es n=1 y el día 28 de febrero sería n=59.

Una vez hallada la declinación se procede a calcular el ángulo horario de salida y puesta del sol sobre un plano inclinado (3) e horizontal (2). Cabe añadir que los valores absolutos de estas expresiones serán los mismos en el caso de una superficie horizontal.

$$\cos^{-1}(\omega) = -\tan(\phi) * \tan(\delta)$$

$$\cos^{-1}(\omega) = -\tan(\phi - \beta) * \tan(\delta)$$

- Factor de corrección distancia Tierra-Sol (ε): factor necesario ya que a lo largo de un año natural la distancia entre la Tierra y el Sol no es siempre la misma. Este factor se aproximará mediante la fórmula de Duffie y Beckman:

$$\varepsilon = 1 + 0.033 * \cos\left(\frac{360 * n}{365}\right)$$

- Irradiancia exterior a la atmósfera:

$$G_{ea} = \varepsilon * C_s$$

Siendo:

ε : Factor de corrección distancia Tierra-Sol

Cs: Constante solar (1353 W/m²)

En los cálculos se procederá a realizar el cambio de unidades en la constante solar.

$$C_s = 1353 \frac{W}{m^2} = 1353 \frac{J}{s * m^2} * \frac{1KJ}{1000 J} * \frac{3600 s}{1h} = 4870,8 \frac{KJ}{h * m^2}$$

- Irradiancia exterior a la atmósfera (H_o): como dice el nombre, se va a calcular la irradiación incidente en una superficie o plano horizontal simulando que no existe la atmósfera. La fórmula es la siguiente:

$$H_o = \frac{24 * 1h}{\pi} * G_{ea} * \left(\frac{\pi}{180} * \omega * \text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta) + \text{sen}(\omega) * \text{cos}(\delta) * \text{cos}(\phi) \right)$$

Por lo que tras realizar las diferentes operaciones se obtienen los resultados que se muestran en la tabla siguiente:

	<i>n</i>	Declinación δ(°)	ε	ω_{solar}(°)	H_o(KJ/ m²)
Enero	16	-21,09	1,032	69,74	13,772
Febrero	45	-13,62	1,024	77,43	18,792
Marzo	75	-2,42	1,009	87,83	26,267
Abril	105	9,41	0,992	98,56	33,729
Mayo	136	19,03	0,977	108,04	39,239
Junio	166	23,31	0,968	112,76	41,437
Julio	197	21,35	0,968	110,55	40,277
Agosto	228	13,45	0,976	102,4	35,754
Septiembre	258	2,22	0,991	91,99	28,932
Octubre	289	-9,97	1	80,92	20,848
Noviembre	319	-19,15	1,023	71,83	14,963
Diciembre	350	-23,37	1,032	67,17	12,243

Tabla 17. Resultados. Fuente: Elaboración propia

Una vez hallado la irradiación extraterrestre (en ausencia de atmósfera), se puede calcular, siguiendo una serie de criterios, la irradiación diaria media mensual sobre una superficie inclinada.

En primer lugar hay que calcular el índice de claridad mensual. Lo cual es la división entre la irradiación diaria mensual media y la irradiación extraterrestre diaria media mensual. Se expresa de la siguiente manera:

$$K_T = \frac{H}{H_o}$$

En segundo lugar, se procede a hallar la fracción de radiación difusa mensual (K_d). Se calcula según los siguientes casos y fórmulas:

- En primavera, verano y otoño ($\omega_{solar} > 81,4^\circ$)

$$K_d = \frac{H_d}{H} = 1,311 - 3,022 * K_T + 3,427 * K_T^2 - 1,821 * K_T^3$$

- En invierno ($\omega_{solar} \leq 81,4^\circ$)

$$K_d = \frac{H_d}{H} = 1,391 - 3,56 * K_T + 4,189 * K_T^2 - 2,137 * K_T^3$$

En tercer lugar, una vez hallada la fracción de radiación difusa, se procede a descomponer la radiación global en sus componentes difusa (H_d) y directa (H_D). Dicha descomposición se formula de la siguiente manera:

$$H_d = K_d * H$$

$$H_D = H - H_d$$

Y por último, ya se procede a calcular la irradiación diaria media mensual sobre una superficie o plano inclinado (H_{IN}) a través de la siguiente expresión:

$$H_{IN} = R_D * H_D + \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) * H_d + \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) * \rho_{terreno} * H$$

$$R_D = \frac{\cos(\phi - \beta) * \cos(\delta) * \text{sen}(w'_{solar}) + \frac{\pi * w'_{solar}}{180} * \text{sen}(\phi - \beta) * \text{sen}(\delta)}{\cos(\phi) * \cos(\delta) * \text{sen}(w_{solar}) + \frac{\pi * w_{solar}}{180} * \text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta)}$$

Siendo:

β : Ángulo inclinación captadores solares

$\rho_{terreno}$: Es el albedo, que es la fracción de radiación global horizontal que se refleja al incidir en la superficie.

w'_{solar} : Valor mínimo entre el ángulo solar sobre una superficie inclinada y horizontal.

$$w'_{solar} = \min\{\cos^{-1}(-\tan(\phi) * \tan(\delta)) \parallel \cos^{-1}(-\tan(\phi - \beta) * \tan(\delta))\}$$

Una vez realizados los cálculos, se obtienen los siguientes resultados:

	K_d	K_T	$H_d(\frac{KJ}{m^2})$	$H_D(\frac{KJ}{m^2})$	$H_{IN}(\frac{KJ}{m^2})$
Enero	0,397	0,494	2,700	4,100	11,908
Febrero	0,328	0,569	3,510	7,19	16,555
Marzo	0,293	0,610	4,688	11,312	20,452
Abril	0,352	0,584	6,934	12,766	20,780
Mayo	0,350	0,586	8,050	14,950	21,600
Junio	0,293	0,652	7,911	19,089	24,075
Julio	0,259	0,690	7,201	20,599	25,376
Agosto	0,269	0,679	6,537	17,763	24,607
Septiembre	0,298	0,646	5,573	13,127	22,134
Octubre	0,368	0,566	4,342	7,458	16,622
Noviembre	0,415	0,515	3,195	4,505	12,689
Diciembre	0,455	0,474	2,639	3,161	10,277

Tabla 18. Resultados finales. Fuente: Elaboración propia

8.3 Sistema de captación

Para dimensionar el sistema de captación hay que distinguir entre los diferentes tipos de radiación solar incidente.

8.3.1 Características del sistema de captación.

- Orientación.

La cubierta en la que se van a emplazar los captadores solares está orientada con un desplazamiento de -38° del Sur, es decir, con un acimut de -38° . Pero los captadores se van a disponer gracias a una estructura metálica que permite situarlos en el ángulo óptimo, para lograr una mayor captación de energía solar.

- Inclinación.

La inclinación a la que se va a situar a los captadores es 35° , gracias a la estructura metálica que se situará en la cubierta. El entramado metálico es necesario, a parte para orientar la instalación hacia el ángulo óptimo, para dar una inclinación adecuada para cumplir la fracción solar que se ha de cubrir. Ya que la propia cubierta tiene una inclinación de 20° y una orientación desfavorable que no cumple los requisitos de fracción solar del CHEQ4 con 12 captadores.

El CTE-HE4 indica que se determina una instalación como instalación óptima según el periodo de uso, cada uno de los siguientes criterios:

Para demanda anual constante: el valor de la latitud del emplazamiento.

Para demanda en invierno: el valor de la latitud geográfica $+10^\circ$

Para demanda en verano: el valor de la latitud geográfica – 10°.

En teoría, nuestra instalación se dimensiona para un uso más menos constante del ACS, pero evidentemente no hay la misma demanda en cada estación del año según la ocupación del edificio. Pero es algo sujeto a variabilidad individual que no tiene porqué repetirse todos los años, pero sería lo habitual.

Por lo que la inclinación óptima según el CTE sería de 41,92°. Se ha elegido una inclinación de 35° ya que en las simulaciones realizadas con el programa CHEQ4, salían mejores resultados, ya que los datos de radiación solar en verano son bastante más notables que con una inclinación mayor.

Aunque la producción desmesurada de energía solar para convertirla en ACS está sujeta a una serie de normas. En ningún caso la energía producida mensualmente tiene que superar el 110% de la demanda energética. Así como tampoco debe sobrepasar el 100% de la misma durante tres meses al año.

Para evitar estos casos de sobreproducción que se pueden producir entre Mayo-Septiembre, se dimensiona la instalación con dispositivos auxiliares que consuman dicho ACS excedente para no sobrepasar los límites anteriormente mencionadas.

8.3.2 Pérdidas debido a la disposición de los captadores

En este apartado se va a tratar de medir las pérdidas de la instalación debido a su inclinación y orientación, así como también las pérdidas originadas por otros objetos o incluso por unos captadores a otros.

Por lo que las pérdidas han de ser menores a los valores tipificados por el CTE, que son los siguientes:

	<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 %

Tabla 19. Pérdidas según la disposición de los captadores. Fuente: [27]

Por lo que según la tabla, no se ha de superar el 15% de pérdidas en total entre sombras, orientación e inclinación de los captadores, ya que nos tenemos que acoplar al criterio general.

Teniendo en cuenta lo dicho en el apartado de “cálculo”, según el consumo de la instalación y la inclinación empleada, se procede a calcular los límites de inclinación máximos de nuestros captadores según la normativa del CTE.

Estos límites dependen de dos parámetros:

1. Ángulo de inclinación (β).
2. Ángulo de azimut (α).

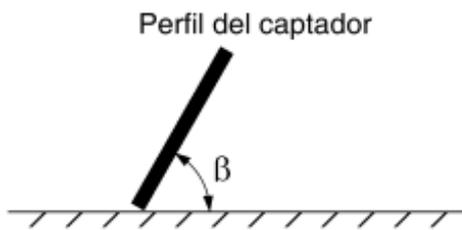


Fig. 4

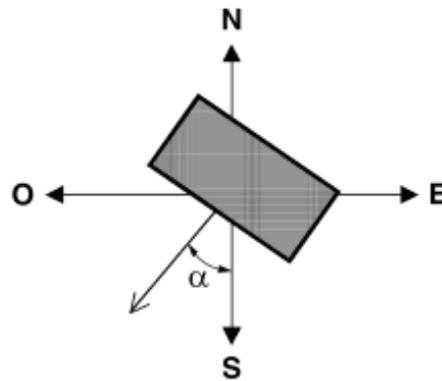


Fig. 5

Figura 93. Esquema de la inclinación e orientación de los captadores. Fuente: [27]

- Procedimiento de cálculo.

Tras determinar el ángulo de azimut de las series de captadores, se hallan los límites de inclinación según las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida. Para esto, se emplea la siguiente imagen referenciada para una latitud de $\phi=41^\circ$.

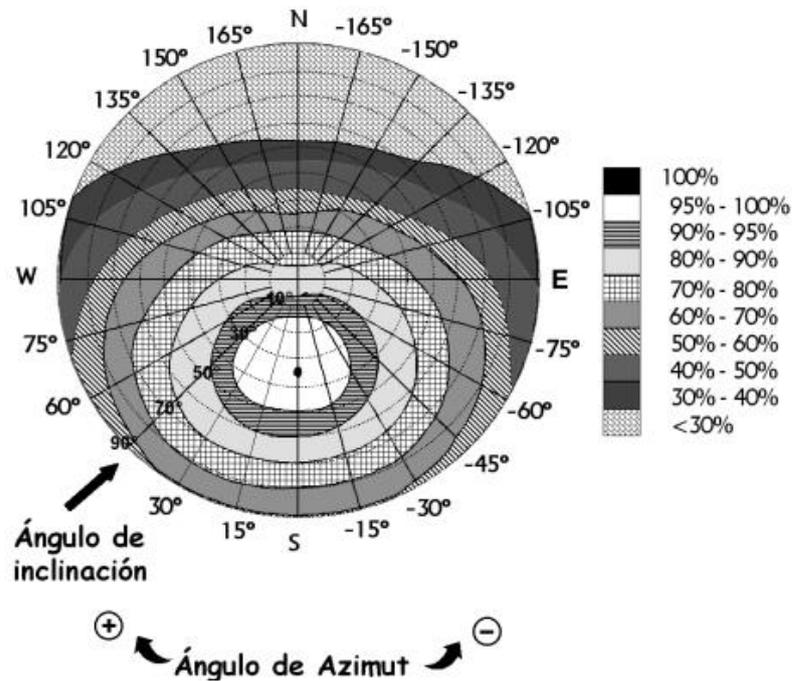


Figura 94. Infografía para el cálculo de pérdidas. Fuente: [27]

De manera que se siguen los siguientes pasos:

Tras el azimut, se determina mediante la imagen anterior los límites para una latitud de 41° . Como estamos en el caso general, las pérdidas por orientación e inclinación máximas son del 10%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no se produce una intersección entre ambas líneas, las pérdidas son mayor a las permitidas y se estaría fuera de los límites. Cuando ambas curvas se cruzan, se obtienen los valores para una latitud de 41 grados que posteriormente se corregirá a la latitud del emplazamiento de la instalación.

Esta corrección para situar los límites para la latitud del emplazamiento se halla mediante a las siguientes fórmulas:

$$Inclinación_{MAX} = inclinación(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - latitud);$$

$$Inclinación_{MIN} = inclinación(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - latitud);$$

Siendo 0° su valor mínimo.

Para situaciones próximas a los límites se emplea la siguiente fórmula para comprobar:

$$Pérdidas (\%) = 100 * (1.2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2); \text{ Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$P\acute{e}rdidas (\%) = 100 * (1.2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2); \quad \text{Para } \beta \leq 15^\circ$$

- Aplicación para nuestra instalación:

Inclinación máxima= 60°

Inclinación mínima= 6°

- Para la latitud del emplazamiento:

Inclinación máx (41,9209°)= 60 - (41 - 41.9209)=60.92°.

Inclinación mín (41.9209)= 6 - (41-41.9209)= 6.92°.

- Pérdidas finales:

$$P\acute{e}rdidas(\%) = 100 * (1.2 * 10^{-4} * (35 - 41.92)^2 + 3.5 * 10^{-5} * 0^2) = 0.575\%$$

De los resultados se puede sacar en claro que las pérdidas son prácticamente inexistentes.

8.3.3 Pérdidas de carga en los captadores

Hay que calcular las pérdidas de carga en cada elemento de la instalación para comprobar que no exceden los límites normativos. La pérdida de carga que produce el fluido a su paso por los tubos de los captadores es un parámetro que el fabricante aporta en el catálogo del producto, lo que varía es el caudal para el que está dimensionada esa pérdida de carga.

El caudal unitario de cada captador es el siguiente:

$$Q_u = \frac{Q_{c1} * N_s}{A_u * N_c} = \frac{0.392 * 2}{12 * 2.51} = 0.026 \frac{kg}{s * m^2} * 3600 \frac{s}{1h} = 93.71 \frac{kg}{h * m^2} = 235.2 \frac{kg}{h}$$

Siendo:

$Q_{c1}(\frac{KG}{s})$: Caudal del circuito primario.

$Q_u(\frac{KG}{s * m^2})$: Caudal unitario de captación.

N_c : Número de captadores.

$A_u (m^2)$: Área unitaria de captación.

Con este valor del caudal unitario hay que dirigirse al catálogo del fabricante y observar la gráfica de pérdidas de carga, pero en su ausencia se ha considerado que

la pérdida de carga unitaria de cada captador es $h_{capt} = 0.4 \text{ KPa}$. Se ha estimado este valor en base a los datos comunes de otros fabricantes.

8.4 Cálculo de la demanda

Para el cálculo adecuado de la demanda hay que obtener la tabla tipificada del consumo de litros por persona según el tipo de establecimiento o unidad de estancia. Esta tabla se obtiene en el apartado HE4 del Código técnico de la edificación.

Se refiere a la cantidad de agua para la temperatura de referencia del CTE, que son 60°C.

Criterio de demanda	Litros/día*unidad	Unidad
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/Hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/Pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

Tabla 20. Criterios para el cálculo de la demanda de ACS según el emplazamiento. Fuente: [24]

En nuestro caso estamos ante un edificio de viviendas, por lo que serán 28 litros por persona.

A continuación se procede a calcular la demanda de energía térmica de ACS, que es la energía que se necesita para incrementar la temperatura del caudal de agua a

utilizar desde la temperatura de entrada del agua fría hasta la temperatura de utilización.

Se emplea la siguiente fórmula:

$$DE_{ACS} = Q_{ACS}(T_U) * \rho * C_P * (T_U - T_{AF})$$

Siendo cada término:

DE_{ACS} : demanda de ACS mensual ($\frac{J}{Mes}$)

Q_{ACS} : Cantidad de agua consumida ($\frac{Litros}{dia}$)

ρ : Densidad del agua ($\frac{Kg}{m^3}$)

C_P : Calor específico del agua ($4190 \frac{J}{Kg * T(^{\circ}C)}$)

T_U : Temperatura de uso del agua caliente ($^{\circ}C$)

T_{AF} : Temperatura del agua fría ($^{\circ}C$)

Tal y como se aprecia en la fórmula, no se tienen en cuenta el número de personas, lo cual se tiene que añadir para el dimensionado. Al estar dimensionando una instalación para un edificio ya existente, el CTE (HE 4) contempla una ocupación diferente según el número de dormitorios de cada vivienda:

Tabla a-Anejo F. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de Personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Tabla 21. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado. Fuente: [1]

Por lo que en nuestro caso, al tener 8 viviendas, corresponde dimensionar según la siguiente ocupación por tipo de vivienda:

Viviendas	Dormitorios	Personas/Vivienda	Total
4	4	5	20

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

4	3	4	16
Total			36

Tabla 22. Cálculo de la ocupación. Fuente: Elaboración propia

Una vez hecho esto, se procede al cálculo de la demanda unitaria y demanda de ACS mensual.

La demanda unitaria se calcula fruto del tipo de uso del edificio para el cual se está dimensionando la instalación se halla de la siguiente forma:

$$Q_{ACS} = D_U * n = 28 \frac{l}{d * pers} * 36 pers = 1008 \frac{l}{d}$$

Siendo:

$$D_U: \text{Demanda unitaria a } 60^{\circ}\text{C} \left(\frac{l}{d * pers} \right)$$

n: Número de personas del edificio

Por lo que la demanda mensual queda de la siguiente manera según el número de días que tiene cada mes:

MES	T_{AF} (°C)	DE_{ACS} (MJ/mes)
Enero	6	7.07
Febrero	7	6.27
Marzo	8	6.81
Abril	10	6.33
Mayo	12	6.28
Junio	15	5.7
Julio	17	5.63
Agosto	17	5.63
Septiembre	15	5.7
Octubre	12	6.28
Noviembre	9	6.46
Diciembre	6	7.07

Tabla 23. Demanda energética mensual de ACS. Fuente: Elaboración propia

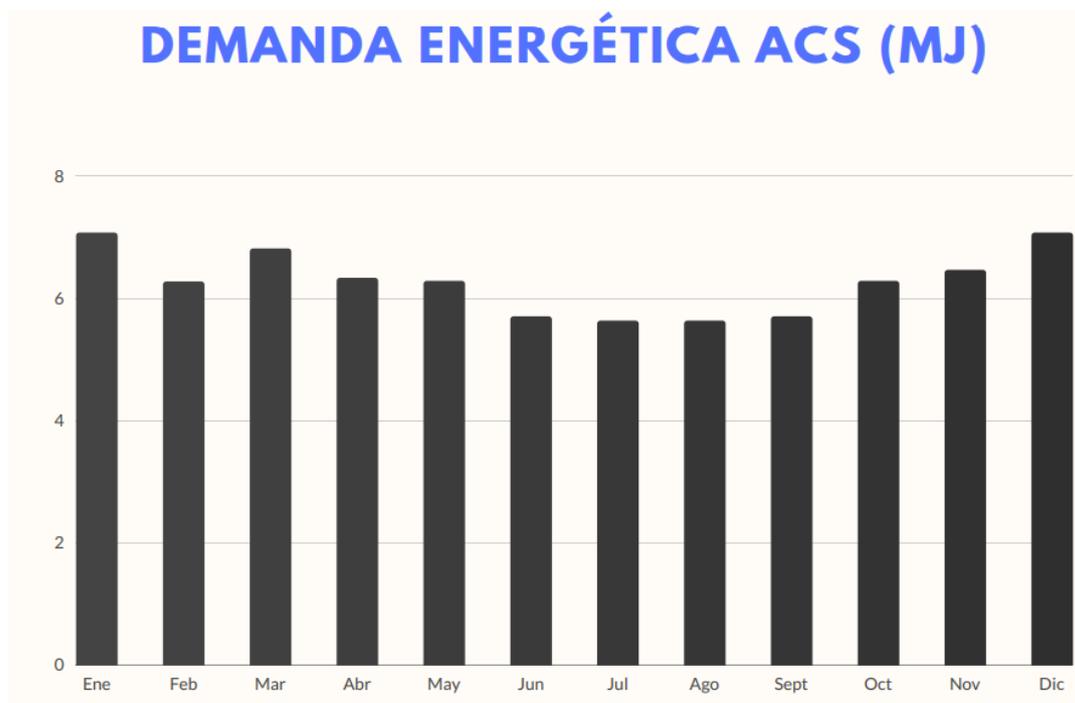


Figura 95. Representación gráfica de la demanda energética de ACS. Fuente: Elaboración propia

8.5 Fracción cubierta de la demanda

Este factor hay que tenerlo muy en cuenta ya que está tipificado en la normativa. Según en la zona climática que se encuentre la ubicación tiene que cumplirse una contribución solar mínima para poder ejecutar la instalación. Es decir, que la contribución solar debe cumplir unos requisitos mínimos para poder llevar a cabo la instalación.

Y por ello, un dimensionado correcto y adecuado es fundamental. El CTE-HE4 determina lo siguiente en base a la zona climática y la demanda de ACS.

Tabla 2.1. Contribución solar mínima en %. Caso general

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-5.000	30	30	50	60	70
5.000-6.000	30	30	55	65	70
6.000-7.000	30	35	61	70	70
7.000-8.000	30	45	63	70	70
8.000-9.000	30	52	65	70	70
9.000-10.000	30	55	70	70	70
10.000-12.500	30	65	70	70	70
12.500-15.000	30	70	70	70	70
15.000-17.500	35	70	70	70	70
17.500-20.000	45	70	70	70	70
> 20.000	52	70	70	70	70

Tabla 24. Contribución solar mínima en %. Fuente: [1]

En nuestro caso, al situarnos en Palencia (zona II) provincia y tener una demanda de ACS de 1008 l/d (sin tener en cuenta el consumo variable), el sol debe aportar al

menos el 30% de la demanda total de agua caliente del edificio mediante la contribución solar térmica de la instalación, según el CTE.

Sin embargo, en el programa de simulación utilizado, CHEQ4, este factor mínimo para cumplir normativa ha de ser del 60%.

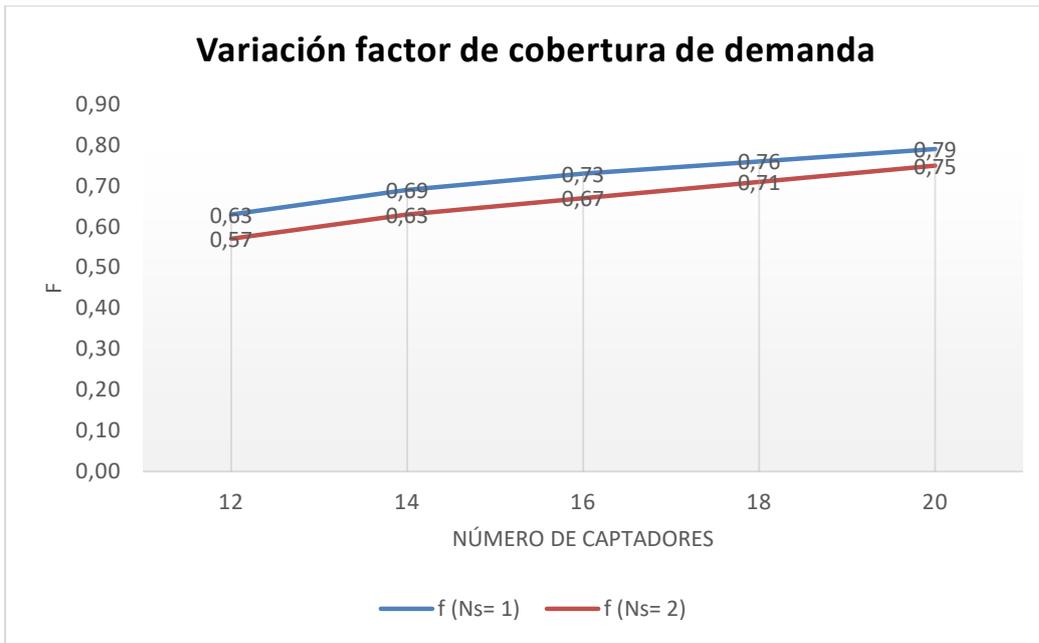
Por lo que hay que lograr que el factor de demanda cubierto (f) supere el límite mínimo para cumplir la normativa, tomando el más restrictivo. Siendo f:

$$f = \frac{\text{Energía solar captada}}{\text{Demanda de ACS}}$$

Realizando diferentes simulaciones con CHEQ4 para estudiar la influencia del número de captadores en serie en el factor de demanda cubierta, se obtiene lo siguiente:

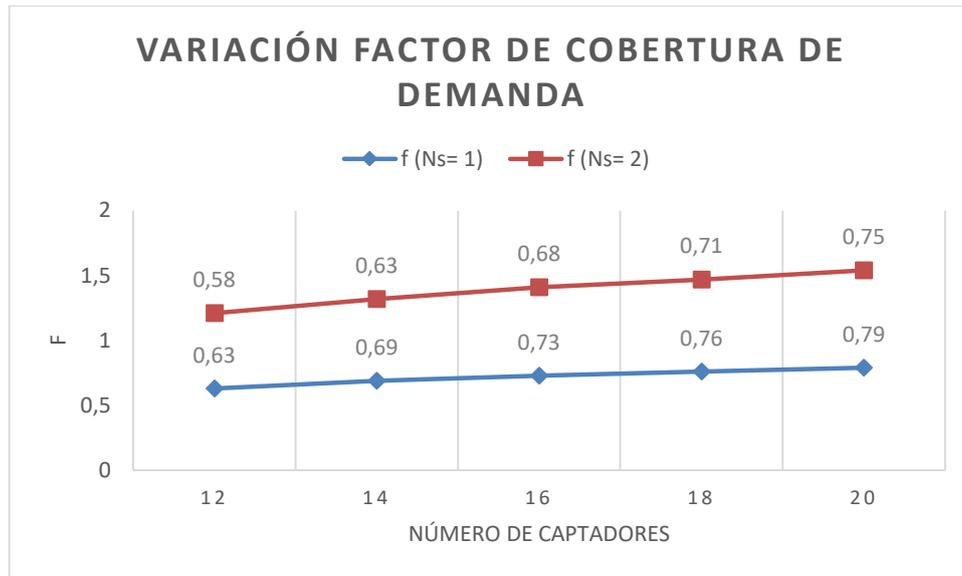
$\frac{V}{A} = 55 \text{ l/m}^2$				
Nº captadores	Área (m ²)	Volumen acumulador (l)	f (Ns= 1)	f (Ns= 2)
12	30.12	1656.6	0.63	0.57
14	35.14	1932.7	0.69	0.63
16	40.16	2208.8	0.73	0.67
18	45.18	2484.9	0.76	0.71
20	50.20	2761	0.79	0.75

Tabla 25. Simulación 1 CHEQ4. Fuente: [28]



$\frac{V}{A} = 65 \text{ l/m}^2$				
Nº Captadores	Área (m ²)	Volumen acumulador (l)	f (Ns= 1)	f (Ns= 2)
12	30.12	1957.8	0.63	0.58
14	35.14	2284.1	0.69	0.63
16	40.16	2610.4	0.73	0.68
18	45.18	2936.7	0.76	0.71
20	50.20	3263	0.79	0.75

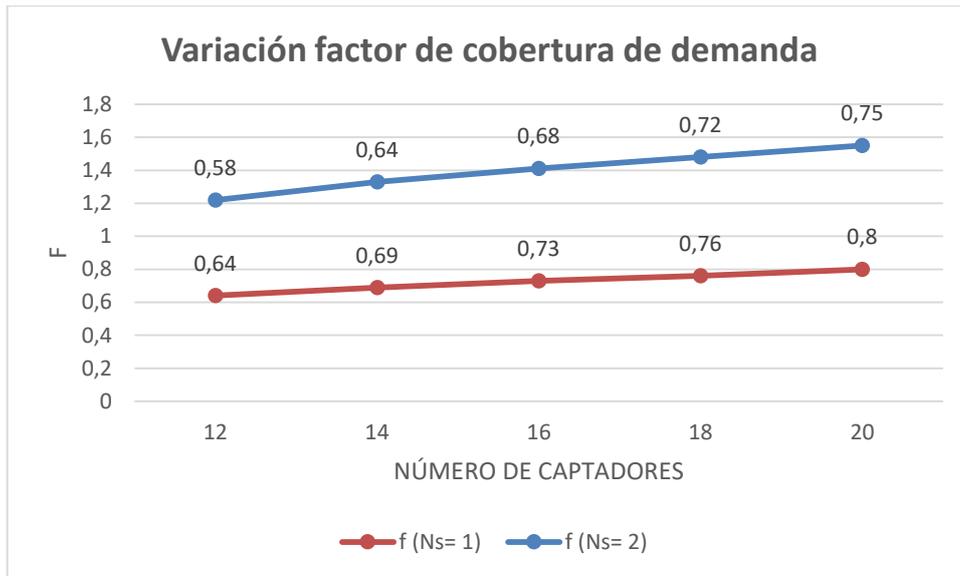
Tabla 26. Simulación 2 CHEQ4. Fuente: [28]



$\frac{V}{A} = 75 \text{ l/m}^2$				
Nº captadores	Área (m ²)	Volumen acumulador (l)	f (Ns= 1)	f (Ns= 2)
12	30.12	2259	0.64	0.58
14	35.14	2635.5	0.69	0.64
16	40.16	3012	0.73	0.68
18	45.18	3388.5	0.76	0.72
20	50.20	3765	0.80	0.75

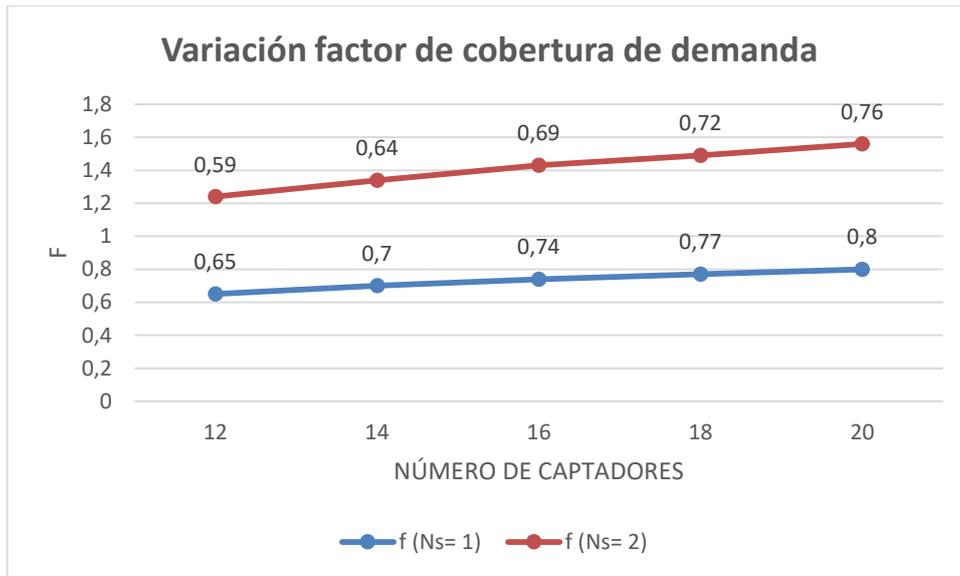
Tabla 27. Simulación 3 CHEQ4. Fuente: [28]

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas



$\frac{V}{A} = 90 \text{ l/m}^2$				
Nº captadores	Área (m ²)	Volumen acumulador (l)	f (Ns= 1)	f (Ns= 2)
12	30.12	2710.8	0.65	0.59
14	35.14	3162.6	0.70	0.64
16	40.16	3614.4	0.74	0.69
18	45.18	4066.2	0.77	0.72
20	50.20	4518	0.80	0.76

Tabla 28. Simulación 4 CHEQ4. Fuente: [28]



Tras estas tablas y simulaciones, se puede observar que establecer dos campos en serie ($f(Ns=2)$) conlleva una pérdida de rendimiento, así como el aumento progresivo del volumen de acumulación y la superficie de captación aumente el factor de demanda cubierta pero no cumple con las recomendaciones de la normativa de no estar más de tres meses con una fracción solar que supere el 100%, como se puede ver en el siguiente gráfico del programa y en las tablas cuyos valores están representados en rojo.

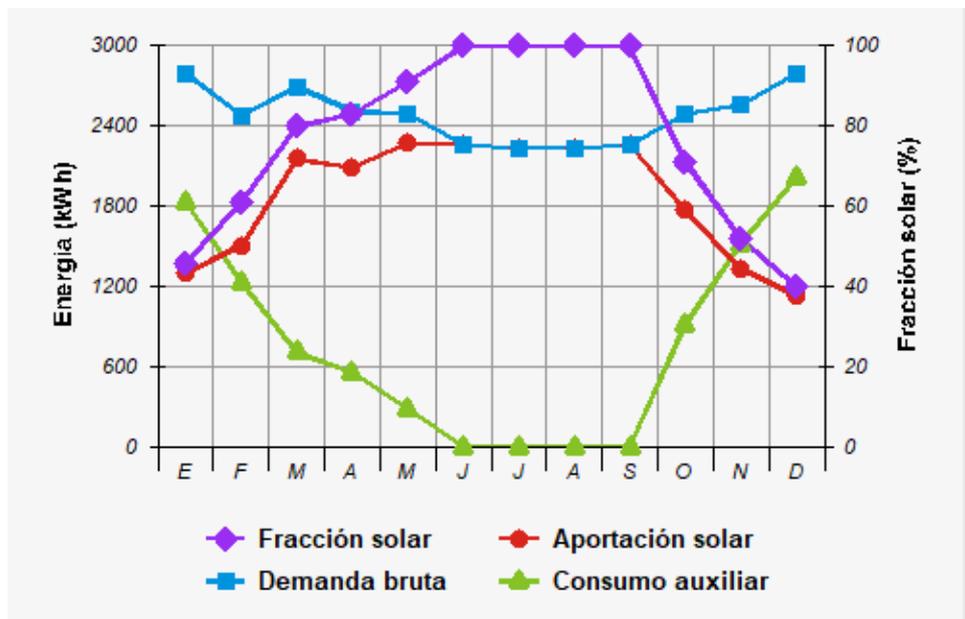


Figura 96. Resultado de una simulación no válida. Fuente: [28].

En las tablas anteriores son los valores en rojo los que conllevan una fracción solar mayor al 100% durante tres meses o más. Esta recomendación para ajustar el diseño de la instalación está especificada en el apartado 2.2.2.1 del CTE-HE4.

Lo siguiente a estudiar va a ser la influencia del caudal en los circuitos. En este caso, se va a acotar al número de captadores que se ha elegido para la instalación, que son 12 captadores y dos campos en serie ($N_s=2$).

$\frac{V}{A} = 66.40 \text{ l/m}^2$				
Nº captadores	Área (m^2)	Volumen acumulador (l)	Caudal (l/h)	f ($N_s= 2$)
12	30.12	2000	964	0.58
			1150	0.59
			1350	0.61
			1650	0.62
			2000	0.63

Tabla 29. Simulación 5 CHEQ4. Fuente: [28]

Se puede observar que aumentando el caudal, y con ello el diámetro de tubería, el factor de demanda cubierta va aumentando y haciendo viable la instalación a partir de $f=0.60$.

Finalmente, se han elegido los siguientes parámetros para nuestra instalación:

$\frac{V}{A} = 66.40 \text{ l/m}^2$				
Nº captadores	Área (m^2)	Volumen acumulador (l)	Caudal (l/h)	f ($N_s= 2$)
12	30.12	2000	1350	0.61

Tabla 30. Simulación final. Fuente: [28]

8.6 Simulación CHEQ4

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Provincia: Municipio: Zona climática: Zona IV Latitud: 41° 55'

Mapa provincia

Altura municipio seleccionado (m): 722

Altura de la instalación (m):

	Rad(MJ/m2)	T.Red (°C)	T.Amb (°C)
Enero	6,8	6,1	4,3
Febrero	10,7	7,1	5,8
Marzo	16,0	8,1	7,7
Abril	19,7	10,1	9,7
Mayo	23,0	12,1	13,2
Junio	27,0	15,1	17,4
Julio	27,8	17,1	20,9
Agosto	24,3	17,1	20,5
Septiembre	18,7	15,1	18,1
Octubre	11,8	12,1	13,2
Noviembre	7,7	9,1	7,8
Diciembre	5,8	6,1	4,6
Promedio	16,6	11,3	11,9

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Figura 97. Localización. Fuente: [28]

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Consumo Único: Instalación con sistema prefabricado, Instalación con intercambiador, Instalación con intercambiador independiente, Instalación con intercambiador y piscina cubierta

Consumo Múltiple: Instalación con todo centralizado, Instalación con apoyo distribuido, Instalación con acumulación distribuida, Instalación con intercambio distribuido

INSTALACIÓN CON TODO CENTRALIZADO

Sistema solar térmico para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) en instalaciones de consumo múltiple con acumulación solar centralizada, intercambiador de calor externo, acumulación de apoyo centralizada y conexión directa del circuito de distribución.

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Figura 98. Configuración de la instalación. Fuente: [28]

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas



Número de...
 Demanda calculada (l/día a 60 °C)

CONSUMO ÚNICO

Aplicación
 Localización 

Configuración 

Demanda 

Solar/Apoyo 

Otros parámetros 

Resultados 

CONSUMO MÚLTIPLE

	Viviendas	Dormitorios	Personas	Litros/día
Tipo A	<input type="text" value="4"/>	<input type="text" value="4"/>	20,0	532
Tipo B	<input type="text" value="4"/>	<input type="text" value="3"/>	16,0	426
Tipo C	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	0,0	0
Tipo D	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	0,0	0

Demanda calculada (l/día a 60 °C) 958

CONSUMO TOTAL

Otras demandas (l/día a 60°C)
 Demanda total (l/día a 60°C) 1.358

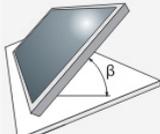
OCUPACIÓN ESTACIONAL (%)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
	100	100	100	100	100	100
	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
	100	100	100	100	100	100

CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA EXIGIDA

Figura 99. Cálculo de la demanda de ACS. Fuente: [28]

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas



Localización 

Configuración 

Demanda 

Solar/Apoyo 

Otros parámetros 

Resultados 

CAPTADORES

Empresa
 Marca/Modelo

AVISO:
 Verificar la existencia y vigencia de la certificación del captador seleccionado.

Datos de ensayo
 Área (m2) 2,51
 n0 (-) 0,757
 a1 (W/m2K) 4,069
 a2 (W/m2K2) 0,02
 Qtest(l/hm2) 64
 k50 0,89
 Laboratorio TÜV/Rheinland
 Certificación NPS-2617

CAMPO DE CAPTADORES

Núm. captadores Captadores en serie Pérdidas sombras (%)
 Orientación (°) Inclinación (°) Área total captadores (m2) 30,12

CIRCUITO PRIMARIO / SECUNDARIO

Caudal prim.(l/h) Anticongelante (%) Long. circuito (m) 
 Diám. tubería (mm) Esp. aislante (mm) Aislante

SISTEMA DE APOYO

Tipo de sistema
 Tipo de combustible


Figura 100. Dimensionado 1. Fuente: [28]

Renovación energética de edificios. Aplicación a un bloque de viviendas

CHEQ4 Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

VOLUMEN DE ACUMULACIÓN

Volumen total (l)

Vol/Área (l/m²) 66,40

DISTRIBUCIÓN

Long. circuito (m)

Diám.tubería (mm)

Esp. aislante (mm) T. imp.(°C)

Aislante

VOLUMEN ACUMULACIÓN SUBESTACIONES

Tipo A (l) Tipo C (l)

Tipo B (l) Tipo D (l)

Volumen total (l) 0 Vol/Área (l/m²)

DISTRIBUCIÓN SUBESTACIONES

Long. total (m)

Diám. tubería (mm)

Esp. aislante (mm)

Aislante

PISCINA CUBIERTA

Altura (m) Temp. ambiente (°C)

Apertura diaria (h) Temp. piscina (°C)

Superficie lámina (m²) Renov. volumen día (%)

Humedad relativa (%) Ocupación (pers/m²)

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Figura 101. Dimensionado 2. Fuente: [28]

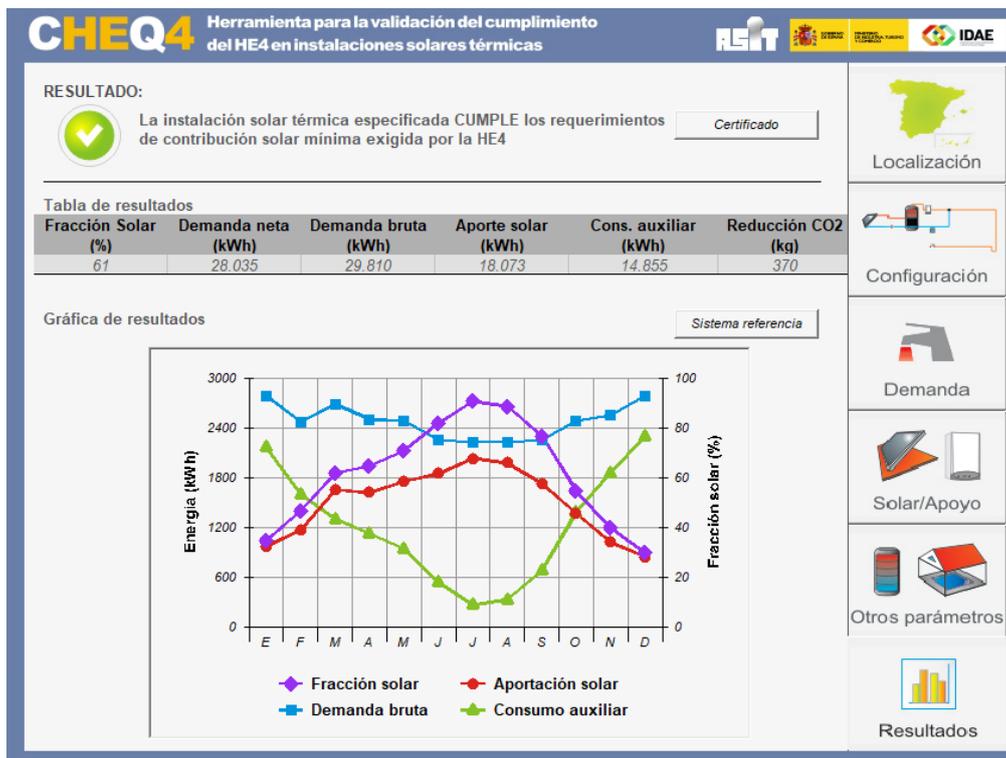


Figura 102. Resultados finales. Fuente: [28]

8.7 Sistema de acumulación

La instalación elegida es un sistema con acumulación centralizada (acumulador) y acumulación de apoyo (interacumulador-caldera de biomasa) centralizada también.

El CTE obliga a tener un cociente entre el volumen de acumulación y el área de captación situado entre 50-180.

$$50 < \frac{Vol_{acumulación}}{A_c} < 180$$

Por lo que como nuestro $A_c = 30.12 m^2$ y el $Vol_{acumulación} = 2000l$, el cociente dará como resultado $66.40l/m^2$, lo cuál es correcto.

Así mismo, hay que considerar las recomendaciones del RITE, que expresa que la capacidad de acumulación esté entre un 80-100% del consumo diario. El consumo diario es de 1358l/d, por lo que los 2000 litros garantizan y superan esa recomendación.

El acumulador elegido es el siguiente:



Figura 103. Acumulador solar BAXI. Fuente: [33]

8.8 Sistema de transferencia de energía

Como se indica en la descripción de la instalación, los elementos encargados de transferir la energía de un fluido a otro son los intercambiadores. En nuestra instalación se dispone de un intercambiador externo y otro interno que se encuentra en un acumulador (interacumulador).

- Área de intercambio.

Por diseñar estos sistemas hay que estar sujeto al cumplimiento de una normativa del HE4-CTE que indica que la división entre la superficie de intercambio y la de captación ha de ser mayor o igual a 0.15.

$$\frac{Superficie_{intercambio}}{Superficie_{captación}} \geq 0.15$$

De lo que se parte inicialmente es del número de captadores que podemos poner para satisfacer nuestra demanda y cumplir la normativa. En nuestro caso se dispone a instalar 12 captadores, o lo que es igual a $30.12 m^2$.

Por lo que sabiendo la superficie de captación que vamos a instalar, se trata de adecuar la superficie de intercambio para cumplir la norma del CTE. Con estos datos se debería tener una superficie de intercambio de por lo menos de:

$$S_{Interc} = 0.15 * 30.12 = 4.52 m^2.$$

Esta superficie será la suma mínima del interacumulador y el intercambiador externo.

- Potencia de intercambio.

La potencia de intercambio será la potencia que cede el fluido caliente del circuito primario, la cual alimentará a la instalación de ACS. Este fluido recorre dos interacumuladores, en el primero se calienta y en el segundo se produce la cesión de energía, transformándose el fluido portador (caliente) en un fluido frío.

Como es obvio, la potencia cedida (fluido caliente) debe ser igual que la potencia transferida a la instalación de ACS (fluido frío).

La potencia de cada fluido se determinará, aparte de con el calor específico del fluido (agua y anticongelante), con el flujo másico de cada fluido y sus diferentes intervalos de temperatura. La proporción en volumen del fluido del anticongelante es del 40% y la de agua del 60%, por lo que sus diferentes parámetros para calcular las potencias de transferencia son los siguientes:

La potencia de intercambio se puede dimensionar también de la siguiente manera a través de la superficie de captación:

$$P_{intercambio} \geq 500 * A_c = 500 * 30.12 = 15.06 kW$$

Tras dimensionar el intercambiador adecuado para la instalación, se procede a elegir un fabricante determinado. En este caso se elige un intercambiador de placas termo soldado de la marca TERMICOL, con las siguientes características:



Figura 104. Intercambiador utilizado. Fuente: [25]

<i>T^a entrada fluido primario (°C)</i>	60
<i>T^a salida fluido secundario (°C)</i>	50
<i>Fluido primario</i>	<i>Propilenglicol</i>
<i>Fluido secundario</i>	<i>Agua</i>
<i>Potencia (kW)</i>	16-24
<i>Caudal de operación (l/h)</i>	1920
<i>Pérdida de carga límite (KPa)</i>	30
<i>Presión máxima(MPa)</i>	3
<i>T^a Máxima (°C)</i>	230
<i>T^a Mínima (°C)</i>	-195

Tabla 31. Tabla de características del intercambiador utilizado. Fuente: [25]

- Pérdida de carga del intercambiador

Mediante el catálogo del fabricante y la fórmula siguiente se halla la pérdida de carga a través del intercambiador.

$$h_{intercambiador} = k * Q^2$$

Siendo:

k : Constante de pérdidas proporcionada por el fabricante en el catálogo-

Q : Caudal de diseño del intercambiador.

En primer lugar se halla la constante de pérdidas:

$$k = \frac{h_{intercambiador}}{Q^2} = \frac{30 \text{ KPa}}{1920^2} = 8.3 * 10^{-6}$$

Tras ello se hallan las pérdidas de carga:

$$h_{intercambiador} = 8.3 * 10^{-6} * 1350^2 = 15.13 \text{ KPa.}$$

8.9 Sistema de circulación

8.9.1 Introducción

Este apartado trata del dimensionamiento de los diferentes circuitos hidráulicos presentes en una instalación solar térmica, como son el circuito primario y secundario. El dimensionamiento se va a realizar según la normativa vigente del CTE y las normas correspondientes.

En la siguiente imagen se pueden apreciar los dos circuitos mencionados:

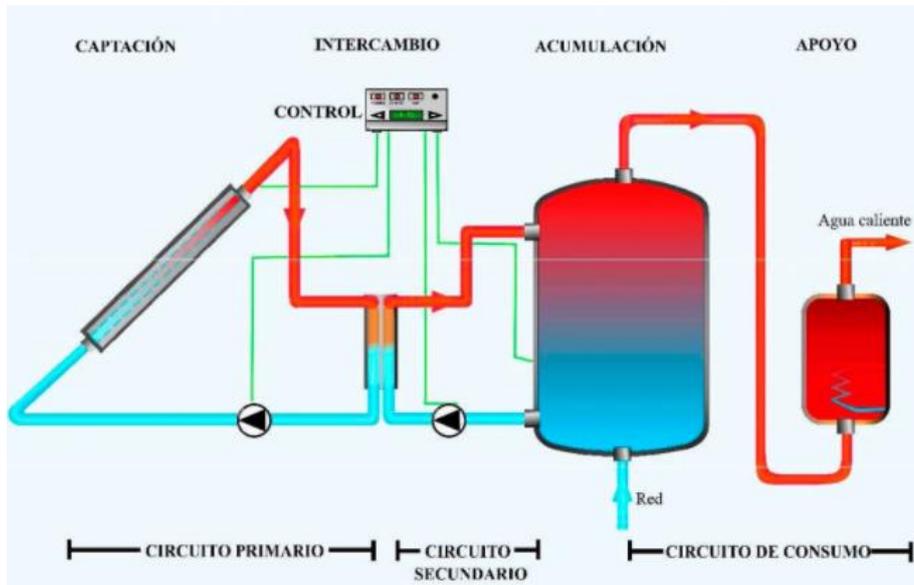


Figura 105. Infografía esquema de una instalación térmica básica. Fuente: [29]

8.9.2 Refrigerante

El caudal que se va a hacer circular en el circuito primario y secundario es de 1350 l/h y es estimado gracias a la simulación en CHEQ4, pudiéndose ir modificando mejorando el factor de demanda cubierta.

Para poder garantizar una continuidad de suministro en emplazamientos con temperaturas difíciles, se emplea un anticongelante. Este anticongelante debe asegurar el transcurso del fluido por el circuito para temperaturas de diseño de 5° C por debajo de la temperatura mínima histórica de la localidad.

Por lo tanto, en nuestro caso, la temperatura mínima soportada en Venta de Baños fue de -14,7°C, por lo que la temperatura de operación del fluido del circuito será de -19,7°C.

El refrigerante más común en este tipo de instalaciones es el propilenglicol, que es el que se va a emplear.

Propilenglicol (%)	Temperatura de congelación (°C)
0	0
10	-3
20	-8
30	-14
40	-22
50	-34
60	-48
100	-59

Tabla 32. Temperatura de congelación según la cantidad de propilenglicol. Fuente: [31]

Según lo mostrado en la anterior tabla, para asegurar el funcionamiento en condiciones extremas de la instalación sin que el agua se congele, tenemos que emplear una disolución de 40% de propilenglicol y 60% de agua.

Lo siguiente será hallar el poder calorífico y densidad del fluido calo portador (disolución):

En primer lugar, con el diagrama de congelación según la concentración en peso de propilenglicol, sacamos la temperatura de congelación. En nuestro caso al haber un 40% de propilenglicol en la disolución del fluido calo portador del circuito primario, la gráfica indica que la temperatura de congelación es de -18°C .

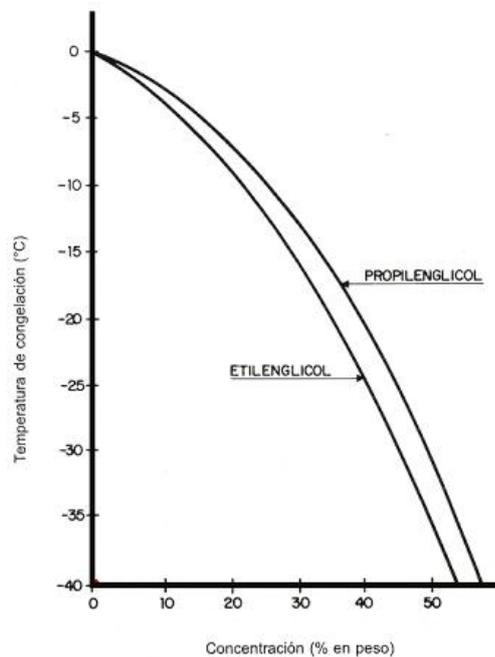


Figura 106. Tabla de temperatura de congelación según la concentración en la disolución. Fuente: [30]

Lo siguiente será obtener su calor específico con el diagrama que se muestra a continuación. Partiendo de la temperatura mínima histórica de la localidad con la curva del punto congelación y la de concentración en peso del propilenglicol, se obtiene un $C_p = 0.88 \frac{\text{kcal}}{\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C}} = 3.68 \frac{\text{KJ}}{\text{K} \cdot \text{kg}}$.

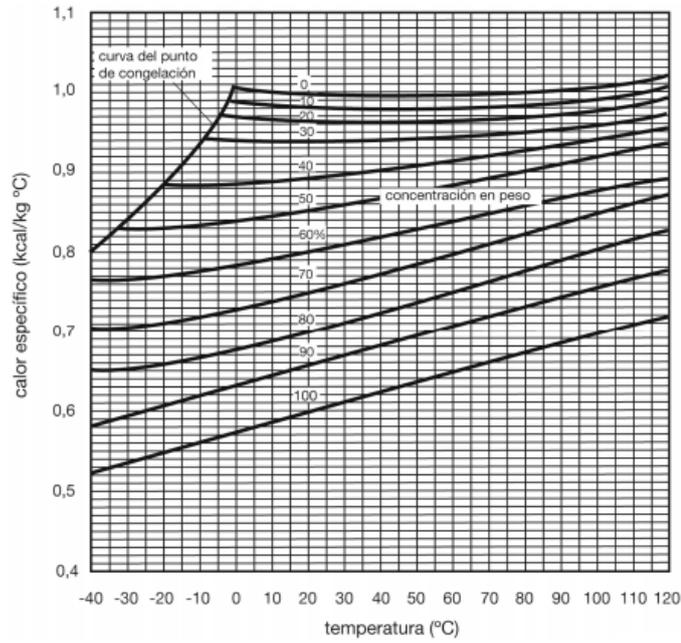


Figura 107. Calor específico de una disolución de propilenglicol en función de la temperatura. Fuente: [30]

Se sigue con la obtención de la densidad a través de las siguientes gráfica. El punto de interés es el corte de la concentración en peso con la temperatura mínima, llevándolo al eje de la densidad. Se obtiene una densidad de $\rho = 1.046 \frac{g}{cm^3}$.

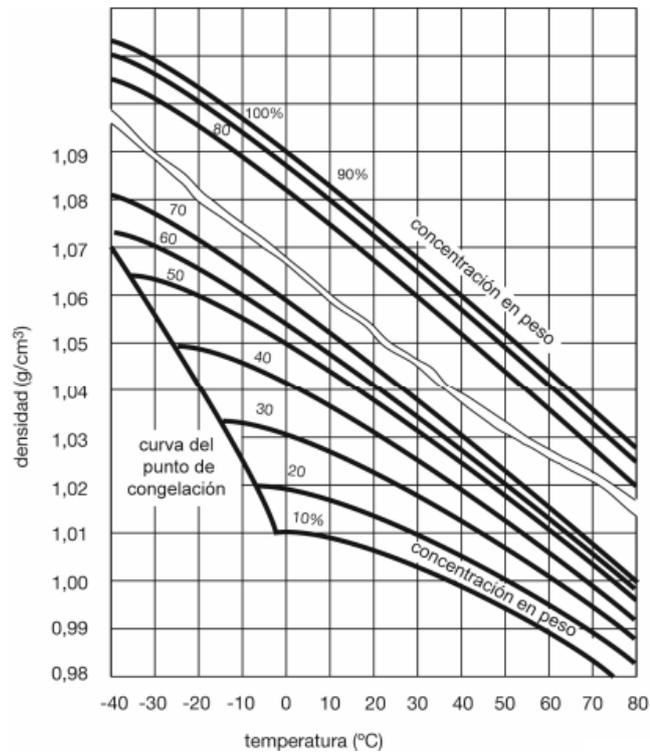


Figura 108. Densidad de una disolución de propilenglicol en función de la temperatura. Fuente: [30]

Y por último, la viscosidad del fluido, la cual se obtiene con la gráfica que se muestra a continuación. Se corta en el diagrama según la concentración de propilenglicol en la disolución y la temperatura de operación que son 60°C.

Obteniéndose una viscosidad $\nu = 1.02 \text{ mPa} \cdot \text{s}$.

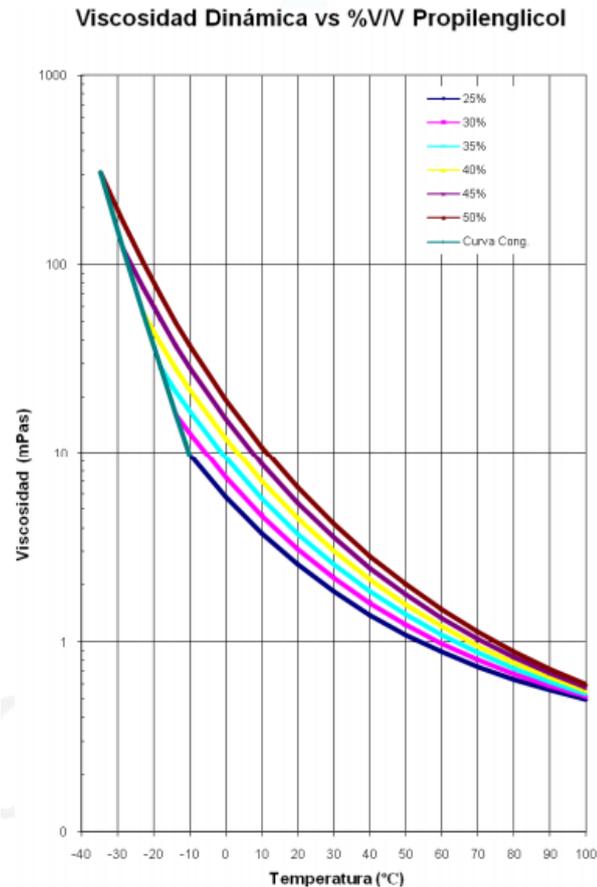


Figura 109. Viscosidad en función de la temperatura. Fuente: [30]

Con esto último se puede estimar el volumen total de anticongelante que circulará en el circuito primario.

8.9.3 Red de tuberías

El diámetro de las tuberías de cobre, por normativa, ha de elegirse en función del lugar por donde transcurre la tubería. Si discurre por locales habitados ha de seleccionarse un diámetro en el que el fluido no supere la velocidad de 2m/s, y en el caso del trascurso por locales no habitados no se deben superar los 3m/s.

En las siguientes tablas se muestran los diámetros normalizados para tuberías de cobre y los diámetros estimados según el caudal máximo:

$D_{nominal}(mm)$	$D_{interior}(mm)$	$Caudal_{m\acute{a}ximo}(\frac{l}{h})$
18	16	500
22	20	950
28	26	1900
35	33	3600
42	40	6200

Tabla 33. Diámetros en función del caudal. Fuente: [32]

Dext	6	8	10	12	14	15	16	18	22	28	35	40	42	54	64	66.7	76.1	88.9
Dint	4	6	8	10	12	13	14	16	20	26	33	38	40	51	61	63.7	73	73

Tabla 34. Diámetros normalizados. Fuente: [32]

Pero para seleccionar el diámetro adecuado, entra en juego otro parámetro fundamental a parte de la velocidad y el caudal, que es la pérdida de carga unitaria de las tuberías. La cual no debe exceder los 40 mm de columna de agua por metro de conducto.

Estos parámetros se calculan mediante las expresiones de FLAMANT. Estas fórmulas son las que se muestran a continuación:

$$V = 0,354 * \frac{Q}{D^2}$$

$$\Delta P_u = 378 * \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}} \rightarrow \Delta P_u = 1,3 * 378 * \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Quedando los diferentes tramos de la siguiente manera:

Tramo	Caudal (l/h)	$D_{int}(mm)$	Longitud (m)	Velocidad (m/s)
1	1350	26	14	0.706
2	1350	26	12	0.706
3	1350	26	7	0.706
4	1350	26	5	0.706
5	1350	26	2.5	0.706

Tabla 35. Tramos instalación solar térmica. Fuente: Elaboración propia

Siendo el tramo 1 el bajante del sistema de captación solar y el tramo 2 el que sube al sistema de captación y acumulación centralizado procedente de la acometida de

agua de red. El tramo 3 es el que une el tramo 2 con los primeros 6 captadores en serie. El tramo 4 une ambas series de captadores, y el 5 les une con el tramo bajante 1.

Ya que a diferencia de la guía proporcionada por el IDAE, en los ejemplos de configuraciones de edificios multi-vivienda, situaba el sistema de acumulación en la azotea del edificio, en el caso que aquí compete, en la azota solo se sitúa el sistema de captación y en el sótano el sistema de acumulación para su posterior distribución.

Pérdidas de carga tuberías.

Tramo	Pérdidas de carga ($\frac{mmca}{m}$)
1	28.08
2	28.08
3	28.08
4	28.08
5	28.08

Tabla 36. Pérdidas de carga tuberías. Fuente: Elaboración propia

Una vez hallado este dato, se procede a calcular la pérdida de carga de todo el circuito de tuberías:

$$h_{circuito} = 28.08 \frac{mmca}{m} * \frac{1 m}{1000 mm} * \frac{9800 Pa}{mmca} * 40.5m = 14309 Pa = 11.144 KPa.$$

8.9.4 Bombas

Lo siguiente a dimensionar del sistema de circulación será el grupo de bombeo, que será el encargado de transportar el fluido calo portador en el circuito primario y el ACS en el circuito secundario.

La normativa indica que para superficies de captación iguales o mayores a $50 m^2$, el grupo de bombeo de cada circuito debe contar con dos bombas en paralelo y sincronizarlas entre sí, en el caso de que una dejara de funcionar, la otra fuera capaz de mantener el funcionamiento de la instalación. La instalación que compete a este trabajo consta de una superficie de $30.12 m^2$, por lo que no será necesario colocar dos bombas en paralelo, ya que repercutiría en el precio aunque mejoraría las expectativas de fiabilidad.

El dimensionado de las bombas debe realizarse para que el funcionamiento de las mismas sea capaz de contrarrestar las pérdidas de carga presentes en los circuitos.

La fórmula que rige dicho dimensionamiento es la siguiente:

$$\Delta P_{bombas} = \Delta P_{MAX} * k$$

Siendo:

ΔP_{MAX} : Máxima pérdida de carga.

k : Parámetro de seguridad (1.1 correspondiente a un 10% de sobredimensionado)

Para determinar la máxima pérdida de carga hay que proceder a hallar las pérdidas de carga del circuito, siendo la suma de las pérdidas de los accesorios y las tuberías, así como el de los acumuladores, intercambiadores y captadores. En resumen, la pérdida de carga total. Ya que en las peores condiciones, el grupo de bombeo tiene que ser capaz de hacer circular el fluido a pesar de dichas pérdidas.

Por lo tanto:

$$\Delta P_{bombas} = (h_{capt} + h_{intercambiaor} + h_{circuito} + h_p) * k = 74.01 \text{ KPa}$$

Para este resultado, solo queda elegir la bomba adecuada que pueda hacer frente a esa pérdida y transportar el caudal del circuito primario. Se ha seleccionado la bomba de circulación SB-150 XL, del fabricante BAXI. Su curva característica es la siguiente:

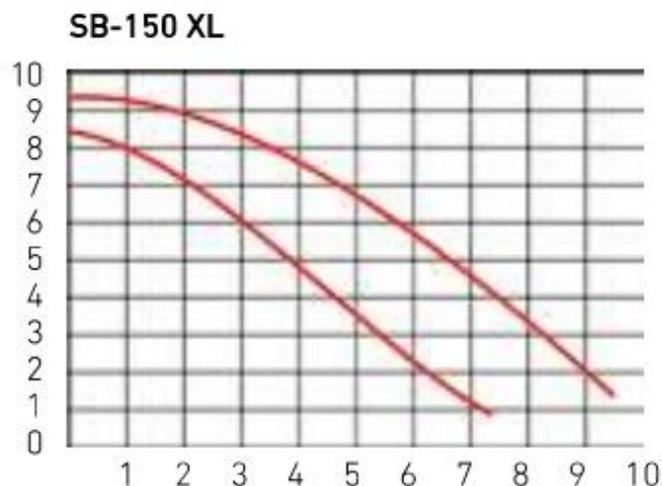


Figura 110. Curvas características de la bomba de circulación. Fuente: [33]

Se puede apreciar que es admisible para nuestra instalación, ya que hay un punto de corte entre el punto del eje x (caudal) y eje Y (Pérdidas). El punto del eje X sería 1.35 dado que nuestro caudal es (1350 l/h), y el punto de corte con la primera curva de revoluciones se traslada al eje y. Se puede usar esta bomba porque $\Delta P_{bomba} = 7.55 \text{ m.c.a}$ y la gráfica de la bomba llega hasta ese valor y más.

8.9.5 Vaso de expansión

El siguiente y último elemento del sistema de circulación que hay que dimensionar es el vaso de expansión, cuya función es absorber las presiones excesivas generadas por cierres de seguridad en válvulas o en el grupo de bombeo.

El vaso de expansión es un vaso cerrado en este caso, su dimensionado se rige según el CTE y la norma UNE 100.155.

En primer lugar se ha de hallar el volumen total del circuito primario, para posteriormente calcular el 6% de ese volumen, que es el valor mínimo que ha de tener el vaso de expansión.

$$V_{c1} = V_{capt} + V_{tramos} + V_{adicional}$$

Siendo:

V_{capt} : Volumen admisible a través de los serpentines de cada captador.

V_{tramos} : Volumen admisible por los diferentes tramos del circuito primario.

$V_{adicional}$: Volumen adicional de seguridad, supone el 10% de la suma de los volúmenes anteriores.

$$V_{c1} = 1.83 * 12 + 40.5 * \frac{\pi * 0.026^2}{4} * 1 * 10^3 + 4.83 = 48.29 \text{ l}$$

Por lo que el volumen mínimo del vaso de expansión es el siguiente:

$$V_{VasoExp} = 0.06 * 58.55 = 2.89 \text{ l}$$

Tras hallar este parámetro, se elige el vaso de expansión Vasoflex/S 8 de la marca BAXI.



Figura 111. Vaso de expansión utilizado. Fuente: [33]

8.9.6 Pérdidas de carga en los accesorios

En este apartado se pretende estimar la pérdida de carga producida por las curvas, codos y válvulas del circuito primario en el conjunto de la instalación.

Estas pérdidas se calculan por medio de la siguiente expresión, la cual es dependiente del coeficiente de pérdidas de cada accesorio.

$$h_p = g * \rho * (k * \frac{8 * Q^2}{\pi^2 * D_t^4})$$

Siendo:

g : Constante de gravedad.

ρ : Densidad.

Q (m^3/s): Caudal del tramo.

K : Coeficiente de pérdidas del accesorio.

D_t (m): Diámetro de la tubería.

Tramo	Accesorios	h_p (kPa)
1	válvulas y codos	8.52
2	válvulas y codos	10.65
3	válvulas y codos	5.32
4	válvulas y codos	6.39
5	válvulas y codos	5.32
		Total: 36.2

Tabla 37. Pérdidas de carga por accesorios. Fuente: Elaboración propia

9 Normativa aplicable a la instalación solar térmica.

La normativa aplicable para configurar esta instalación procede de los siguientes documentos y reglamentos técnicos:

- Reglamento de las instalaciones térmicas en la edificación. (RITE)
- Código Técnico de Edificación, apartado HE4.
- Normas UNE(94002:2005,94003:2007,100.155,)

10 Presupuesto

- Sistema de captación

Nº	Producto	Cantidad	Precio (€)	Total
0.1	Captadores solares Viessmann Vitosol SV2F 200-FM	12	550.74	6608.88
0.2	Estructura metálica de soporte de captadores Sunfer Energy teknosolar	2	95	190

- Sistema de acumulación

Nº	Producto	Cantidad	Precio (€)	Total
1.1	Acumulador esmaltado BAXI AS 2000	1	5324	5324
1.2	Interacumulador Chromagen vitrificado exterior	1	898.9	898.9

- Sistema de transferencia de energía

Nº	Producto	Cantidad	Precio (€)	Total
2.1	Intercambiador externo de placas termosoldadas TERMICOL SL	1	246	246

- Sistema de circulación

Nº	Producto	Cantidad	Precio (€)	Total
3.1	Vaso de expansión BAXI	2	112	224
3.2	Bomba de circulación BAXI SB-150 XL	2	1042	2084
3.3	Purgador BAXI	4	13	52
3.4	Tubo de cobre rígido (Norma EN 12735-1-2001) 26mm	40.5 m	12	486
3.5	Aislante poliuretano	-	210	210
3.6	Válvula antirretorno BAXI	2	10.40	20.80
3.7	Válvula de esfera materialescalefaccion	16	11.14	178.24

3.8	Válvula de seguridad BAXI	2	38.4	76.8
3.9	Propilenglicol	40l	250.73	250.73

- Sistema de control

Nº	Producto	Cantidad	Precio (€)	Total
4.1	Manómetro	4	25	100
4.2	Termómetros	4	20	80
4.3	Centralita reguladora Sorel LTDC	1	153	153

- Manufactura y montaje

Nº	Producto	Cantidad	Precio (€)	Total
5.1	Mano de obra	-	1000	1000

- Resumen

Sistema de captación	6798.88 €
Sistema de acumulación	6222.9 €
Sistema de transferencia de energía	246 €
Sistema de circulación	3582.57
Sistema de control	333 €
Manufactura y montaje	1000 €
Total	18183.35 €

11 Certificación energética

11.1 Introducción

En este apartado se pretende obtener la certificación energética del edificio con las medidas implementadas. El edificio sin las instalaciones dimensionadas tendría una calificación muy pobre, debido a su antigüedad y poca eficiencia energética.

La etiqueta energética obtenida ronda en un rango de letras entre A-G. Siendo la letra A la asignada para los edificios más eficientes, y la G para los menos.

El programa no genera el informe final si asignar unas medidas de mejora obligatorias para poder ver el efecto de las mismas en la variación de la etiqueta a mejor.

11.2 Procedimiento de certificación

Para poder solicitar y ejecutar la certificación energética hay que seguir una serie de pasos. Todos estos pasos se realizan mediante el programa público CE3X.

Estos pasos son los siguientes:

- Entrada de datos:
 - Datos administrativos.
 - A. Localización del edificio
 - B. Datos del cliente
 - C. Datos del certificador.
 - Datos generales:
 - A. Datos generales
 - B. Definición del edificio
 - Envoltente térmica.
 - A. Cubierta
 - B. Muros
 - C. Suelo/terreno
 - D. Particiones interiores
 - E. Huecos/lucernarios
 - F. Puentes térmicos
 - Instalaciones.
 - A. Sistema de ACS.
 - B. Sistema de calefacción
 - C. Sistema de sólo refrigeración
 - D. Sistema de calefacción y refrigeración
 - E. Sistema mixto de ACS y calefacción.
 - F. Sistema mixto de ACS, calefacción y refrigeración.
 - G. Contribuciones energéticas
- Obtención de la calificación
- Medidas de mejora
- Calificación mejorada
- Análisis económico
- Obtención del certificado final

11.3 Obtención de resultados

Para el caso que compete en este trabajo, se ha obtenido un nivel de etiqueta energética 34.6 D, gracias en parte a las contribuciones energéticas de las instalaciones dimensionadas anteriormente.

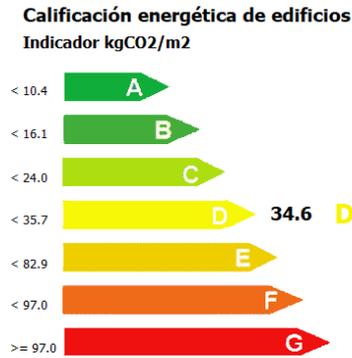


Figura 112. Etiqueta nivel energético del edificio. Fuente:

No es una calificación demasiado alta, pero es muy positiva ya que es un edificio muy antiguo. La obtención de este certificado aporta aspectos muy positivos, destacando en la revalorización del inmueble y pudiendo facilitar una posible venta.

El nivel obtenido no ha sido más alto o eficiente porque el edificio no cuenta con dispositivos de refrigeración específicos, como los edificios de nueva construcción actuales. Así como que tiene un aislamiento exterior muy pobre debido a la antigüedad del mismo.

Con las medidas de mejora, que como se ha dicho, es una de las principales razones que limiten un mayor nivel de eficiencia energética del edificio, se aumenta la calificación. En concreto, con el Conjunto 1 de medidas de mejora se asciende a un nivel 14.8 B. Este paquete de medidas se resume en dos actuaciones, que sería el aislamiento exterior del edificio, y la mejora de las ventanas y cerramientos exteriores.

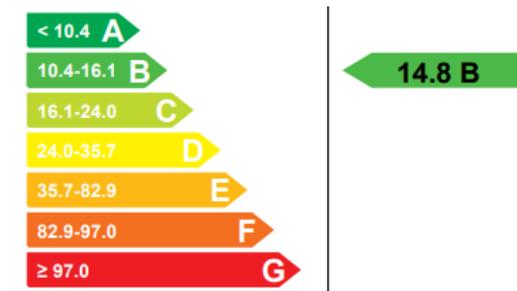


Figura 113. Etiqueta nivel energético con medidas de mejora. Fuente:

De manera que queda claro el efecto de las instalaciones dimensionadas en el nivel de etiqueta energética. Se ha obtenido un nivel D, sin las instalaciones de contribución energética el edificio difícilmente superaría el nivel G, y por lo tanto, estaría calificado como un edificio muy poco eficiente.

Las medidas de mejora han corroborado que las siguientes obras a proyectar deberían ser la mejora del aislamiento exterior y los cerramientos, pero eso no se trata en este trabajo. Se ha anexo el informe proporcionado por el programa CE3X en TFG.Anejos “Informe_ce3x”.

12 Planos

Los esquemas unifilares se encuentran en los anejos. En el comprimido TFG.Anejos.zip, en el pdf “planos”.

13 Conclusiones

Tras la elaboración de este trabajo, puedo sacar en claro las diferentes conclusiones.

Acerca de la instalación solar fotovoltaica:

La fase de diseño es crucial para poder sacar el máximo rendimiento a la instalación. Establecer una adecuada orientación e inclinación del campo fotovoltaico es fundamental.

Con un buen diseño, al haber disminuido tanto el precio de los diferentes componentes de las instalaciones fotovoltaicas, se puede producir un retorno temprano de la inversión.

Se demuestra que la modalidad elegida, la de autoconsumo con compensación de excedentes, es más rentable, ya que aporta más beneficios, y por lo tanto un retorno de la inversión mucho más temprano que en la modalidad de autoconsumo sin compensación de excedentes.

Con la ejecución de este tipo de instalaciones, se avanza hacia la independencia energética en la edificación a través de las energías limpias.

Acerca de la instalación solar térmica:

Pertenece a una tecnología menos conocida, pero no menos importante o rentable. También es fundamental una adecuada fase inicial de diseño para constatar su rentabilidad. Hace aumentar las contribuciones energéticas del edificio en cuestión sin aportar ni un euro más allá de la ejecución de la instalación.

Acerca de la certificación energética:

Queda constatado que la ejecución de dos instalaciones de tecnologías de origen renovable, aumenta a mejor el nivel de la etiqueta de eficiencia energética, y más, en un edificio tan antiguo. Para finalizar con un edificio casi plenamente sostenible

y con un nivel de eficiencia mayor, el aislado exterior y de cerramientos se antoja necesario para este edificio.

Conclusiones generales:

Se ha demostrado que llevar a cabo proyectos de eficiencia energética en concreto en una comunidad de vecinos reporta beneficios tan tangibles como el retorno de la inversión en pocos años. Es decir, se ha justificado el motivo para poder incentivar una inversión en estas tecnologías limpias.

Se ha realizado un trabajo en el que se explica adecuadamente un ejemplo de aplicación a un edificio existente. Con el fin de que pueda llegar a todo tipo de sujetos que quieran informarse de cómo se pueden llevar a cabo, desde asesores o administradores de comunidades, hasta propiamente vecinos o estudiantes.

14 Bibliografía

[1] *Código Técnico de la Edificación. Sección HE4. (CTE-HE4). Fecha de consulta: 5 de enero 2021.* www.codigotecnico.org

[2] *Software PVSyst.*

[3] *Sede electrónica del catastro. Fecha de consulta: 10 Diciembre 2021.* www.sedecatastro.gob.es

[4] *Google Earth Pro.*

[5] *Asignatura E.E.R.R Uva.*

[6] *ABB. Fecha de consulta: 22 enero 2021.* <https://New.abb.com/products/6AGC003523/pvi-10-0-tl-outd-fs-inverter>

[7] *Autosolar Energy.*

[8] *PVGis. Fecha de consulta: 26 de Diciembre 2020.* <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

[9] *Reddit. Fecha de consulta: 28 de Diciembre 2020.*

[10] *Wikipedia.*

[11] *Red Eléctrica Española REE. Fecha de consulta: 25 de enero de 2021.* <https://www.ree.es>

[12] *Boletín Oficial del Estado BOE.*

[13] *Guía profesional de tramitación del autoconsumo del IDAE. Fecha de consulta: 10 de Febrero 2021.* [Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo. Guis IDAE 021](#)

- [14] Periódico digital *World energy trade*. Fecha de consulta: 10 de enero 2021. [Aumenta el autoconsumo de energía solar en España - World Energy Trade](#)
- [15] LG Electronics. Fecha de consulta: 1 de febrero 2021.
- [16] Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT.
- [17] Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica. (industria.gob.es)
- [18] Libro *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Agustín Castejón, Germán Santamaría (2010)
- [19] sde.mx. Fecha de consulta: 2 de febrero 2021. www.sde.mx/diodos-de-bypass/
- [20] Asignatura Centros de Transformación e instalaciones de Baja Tensión Uva.
- [21] Catálogo Estructuras Sunfer Energy. Fecha de consulta: 1 de marzo de 2021.
- [22] Enerdisa S.L.
- [23] Esios.ree.es.
- [24] DTIE 8.03 *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria*. Fecha de consulta: 20 de diciembre 2020.
- [25] Termicol.es.
- [26] Guía Técnica de Energía Solar Térmica del IDAE. Fecha de consulta: 15 de marzo 2021. [Guía Técnica de Energía Solar Térmica IDAE - ASIT. Guías IDAE 022](#)
- [27] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Fecha de consulta: 10 de marzo de 2021. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf
- [28] Software CHEQ4.
- [29] Aire acondicionado Split.blogspot.com
- [30] Carpemar.es
- [31] Solarweb.net
- [32] Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios RITE.
- [33] BAXI. Fecha de consulta: 3 de marzo de 2021. <https://www.baxi.es>
- [34] UNEF. Fecha de consulta: 1 de enero de 2021. <https://unef.es>

[35] *Instalaciones solares térmicas UNED. Fecha de consulta: 1 de marzo de 2021.*

[36] *Apuntes ACS UNED. Fecha de consulta: 2 de marzo 2021.*

[37] *Ingeniería fluidomecánica Uva. Fecha de consulta: 16 de marzo 2021.*

[38] *Aemet.es. Fecha de consulta: 20 de noviembre 2020.*

[39] *Normas UNE 100.155, 94002,94003. Fecha de consulta: 14 de febrero de 2021.*

[40] *Apuntes de “Energía solar en la edificación US-UPCT. Fecha de consulta: 3 de marzo 2021.*

[41] *Software CE3X. Fecha de consulta: 16 de marzo 2021.*

