



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID  
ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

# REPERCUSIÓN DEL REAL DECRETO 148/2021 EN LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Autor:

David Martín Velayos

Tutor:

PEREZ GARCIA, JULIAN MANUEL

Departamento de Ingeniería

Eléctrica

Valladolid, febrero, 2022



## Agradecimientos

Me gustaría agradecer a mis padres y a mi hermana todo el apoyo que me han dado en este duro camino, tanto a nivel económico como a nivel moral. Siempre estuvieron en aquellos momentos difíciles para que persiguiese mis sueños y nunca me rindiera. Sin ellos esto no hubiese sido posible.

También querría agradecer la implicación de los profesores para aportarme los conocimientos necesarios y en especial, a mi tutor del TFG por su gran trabajo y la gran persona que es. Siempre estuvo disponible para ayudarme en todo lo posible.

A todos ellos, gracias.



## Resumen

En este proyecto se va a realizar un estudio sobre el efecto que causa la entrada en vigor del RD148/2021 sobre una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.

Para ello se diseñará una instalación, cuya potencia sea óptima, para distintos casos y se comparará el ahorro obtenido para estos casos tanto antes como después de la entrada en vigor del RD 148/2021.

También, comparando el ahorro anual de cada uno de los casos, se determinará para que tipo de consumos se obtiene mayores beneficios y, por lo tanto, son más rentables para este tipo de tecnología.

Por último, se concluirá si el RD 148/2021 favorece o no la transición energética y, por lo tanto, si se podrá cumplir el acuerdo de París.

## Palabras clave

Autoconsumo, instalación fotovoltaica, paneles solares, potencia óptima, acuerdo de París, transición energética, inversor.

## Abstract

In this project, I will study the effect caused by the entry into force of RD148/2021 about a grid-connected self-consumption photovoltaic installation.

For this, an installation will be designed, whose power is optimal, for different cases and the savings obtained for these cases will be compared both before and after the entry into force of RD 148/2021.

Also, by comparing the annual savings of each of the cases, it will be determined for which type of consumption the greatest benefits are obtained and they are more profitable for this type of technology.

Finally, it will be concluded if the RD 148/2021 favors the energy transition and if the Paris agreement can be fulfilled.

## Keywords

Self-consumption, photovoltaic installation, solar panels, optimal power, París agreement, energy transition, investor.



# Índice

1.	Introducción.....	18
2.	Objetivos.....	23
3.	Régimen económico del RD 148/2021.....	24
4.	Datos del emplazamiento.....	37
4.1.	Introducción.....	37
4.2.	Ubicación.....	37
4.3.	Datos climáticos.....	37
4.4.	Características del lugar de emplazamiento.....	41
5.	Energía solar fotovoltaica.....	44
5.1.	Introducción.....	44
5.2.	Componentes de la instalación.....	46
5.3.	Tipo de instalaciones fotovoltaicas.....	49
5.4.	Inicio y progresión de la tecnología solar fotovoltaica en España.....	51
5.5.	Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España.....	54
5.6.	Ventajas e inconvenientes de la tecnología solar fotovoltaica.....	56
5.6.1.	Ventajas.....	56
5.6.2.	Desventajas.....	57
6.	Dimensionado de las instalaciones solares fotovoltaicas.....	57
6.1.	Introducción.....	57
6.2.	Elección de emplazamiento y dimensionado de la instalación.....	58
6.3.	Selección de la orientación de la instalación.....	60
6.4.	Elección de módulos e inversor.....	62
6.5.	Autoconsumo.....	75
6.6.	Análisis del sombreado.....	77
6.7.	Perdidas por otros conceptos.....	108
6.7.1.	Perdidas por temperatura.....	108
6.7.2.	Perdidas por envejecimiento.....	110
6.7.3.	Pérdida óhmica.....	112
6.7.4.	Pérdidas de indisponibilidad.....	113
6.7.5.	Perdidas por calidad del módulo.....	114
6.7.6.	Pérdidas por suciedad.....	114
6.7.7.	Perdidas por ángulo de incidencia.....	115
6.8.	Secciones del cableado para la instalación fotovoltaica.....	115

6.9.	Diseño de las protecciones para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo	128
6.9.1.	Protección frente a sobrecorrientes .....	128
6.9.2.	Protección frente a contactos eléctricos .....	135
6.9.3.	Protección frente a sobretensiones.....	137
6.9.4.	Diseño de las protecciones para las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo propuestas para estudio .....	138
6.10.	Puesta a tierra de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.....	148
6.11.	Estructura para la implantación de la instalación fotovoltaica de autoconsumo .....	153
7.	Resultados finales .....	159
8.	Balance económico .....	176
9.	Bibliografía .....	199



# Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Emisiones de gases de efecto invernadero en España. Fuente: [1] .....	23
Ilustración 2. Periodos tarifarios según franja horaria y mes. Fuente: [5].....	32
Ilustración 3. Periodos tarifarios según franja horaria y mes. Fuente: [5].....	34
Ilustración 4. Zonas climáticas. Fuente: [6] .....	38
Ilustración 5. Parcela elegida para la instalación. Fuente: [7] .....	42
Ilustración 6. Edificio industrial. Fuente: .....	43
Ilustración 7. Bloque de viviendas. Fuente: [8] .....	44
Ilustración 8. Placa solar fotovoltaica. Fuente: [9] .....	45
Ilustración 9. Esquema instalación de autoconsumo conectada a red. Fuente: [17] ..	45
Ilustración 10. Esquema de la construcción de un panel fotovoltaico. Fuente: [10]..	47
Ilustración 11. Partes de una placa fotovoltaica. Fuente: [11] .....	47
Ilustración 12. Inversor para viviendas aisladas. Fuente: [12] .....	48
Ilustración 13. Inversor de red. Fuente: [13] .....	48
Ilustración 14. Contador bidireccional. Fuente:.....	49
Ilustración 15. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: [15] .....	50
Ilustración 16. Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red. Fuente: [54] .....	51
Ilustración 17. Instalación fotovoltaica conectada a red pura. Fuente: [18].....	51
Ilustración 18. Horas de sol en Europa. Fuente: [19] .....	52
Ilustración 19. Irradiación en Europa. Fuente: [20] .....	52
Ilustración 20. Potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: [21] .....	53
Ilustración 21. Comparativa entre producción con energías renovables y no renovables. Fuente: [22] .....	54
Ilustración 22. Instalación fotovoltaica de autoconsumo. Fuente:[23] .....	55
Ilustración 23. Diseño del proyecto de PVsyst. Fuente: [8].....	58
Ilustración 24. Panel de control de PVsyst. Fuente: [8] .....	60
Ilustración 25. Cuadro de orientación en PVsyst. Fuente: [8] .....	61
Ilustración 26. Cuadro de sistema en PVsyst. Fuente: [8] .....	63
Ilustración 27. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24] .....	64
Ilustración 28. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24] .....	65
Ilustración 29. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24] .....	66
Ilustración 30. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24] .....	67
Ilustración 31. Cuadro de sistema en PVsyst. Fuente: [8] .....	75
Ilustración 32. Consumos en el mes de febrero. Fuente: [25] .....	76
Ilustración 33. Consumos en el mes de mayo. Fuente: [25] .....	76
Ilustración 34. Consumos en el mes de agosto. Fuente: [25] .....	77
Ilustración 35. Consumos en el mes de noviembre. Fuente: [25] .....	77
Ilustración 36. Trazado de la línea del horizonte. Fuente: [8] .....	78
Ilustración 37. Nave industrial dibujada en 3D. Fuente: [8].....	79

Ilustración 38. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	80
Ilustración 39. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	80
Ilustración 40. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	81
Ilustración 41. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	81
Ilustración 42. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	82
Ilustración 43. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	82
Ilustración 44. Bloque de viviendas dibujada en 3D. Fuente: [8] .....	83
Ilustración 45. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	84
Ilustración 46. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	84
Ilustración 47. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	85
Ilustración 48. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	85
Ilustración 49. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	86
Ilustración 50. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	86
Ilustración 51. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8] .....	87
Ilustración 52. Diagrama de sombreado. Fuente: [8] .....	87
Ilustración 53. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	90
Ilustración 54. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8] .....	90
Ilustración 55. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	90
Ilustración 56. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] ...	91
Ilustración 57. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	92
Ilustración 58. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8] .....	93
Ilustración 59. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	93
Ilustración 60. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] ...	94
Ilustración 61. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	95
Ilustración 62. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8] .....	96
Ilustración 63. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	96
Ilustración 64. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] ...	97
Ilustración 65. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	98
Ilustración 66. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8] .....	99
Ilustración 67. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	99
Ilustración 68. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] .	100
Ilustración 69. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	100
Ilustración 70. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8] .....	101
Ilustración 71. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: .....	101
Ilustración 72. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] .	102
Ilustración 73. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	102
Ilustración 74. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8] .....	103
Ilustración 75. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	103
Ilustración 76. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] .	104
Ilustración 77. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	104

Ilustración 78. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8].....	105
Ilustración 79. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	105
Ilustración 80. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] .	106
Ilustración 81. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8] .....	106
Ilustración 82. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8].....	107
Ilustración 83. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8] .....	107
Ilustración 84. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8] .	108
Ilustración 85. Gráfica de pérdidas debidas a la temperatura. Fuente: [8] .....	109
Ilustración 86. Gráfica de pérdidas del rendimiento de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso de la nave industrial. Fuente: [8] .....	110
Ilustración 87. Gráfica de pérdidas del rendimiento de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso del bloque de viviendas. Fuente: [8] .....	111
Ilustración 88. Gráfica de eficiencia de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso de la nave industrial. Fuente: [8] .....	111
Ilustración 89. Gráfica de eficiencia de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso del bloque de viviendas. Fuente: [8] .....	112
Ilustración 90. Caídas de tensión máximas permitidas según IDEA. Fuente: [31] ...	116
Ilustración 91. Factores de corrección según el número de cables aislados agrupados en haz. Fuente: [32].....	120
Ilustración 92. Reglamento de baja tensión ITC-BT-19. Fuente: [33] .....	121
Ilustración 93. Tipos de instalaciones para cables no enterrados. Fuente: [33] .....	122
Ilustración 94. Factores de corrección según el número de cables aislados agrupados en haz. Fuente: [32].....	125
Ilustración 95. Fusibles cilíndricos. Fuente: [34].....	129
Ilustración 96. Fusible de cuchilla. Fuente: [35] .....	129
Ilustración 97. Fusible tipo D. Fuente: [36].....	130
Ilustración 98. Fusibles de pastilla. Fuente: [37] .....	130
Ilustración 99. Fusible encapsulado de vidrio. Fuente: [34] .....	131
Ilustración 100. Fusible desnudo. Fuente: [34] .....	131
Ilustración 101. Fusible de tapón enroscable. Fuente: [34].....	132
Ilustración 102. Fusible de cartucho. Fuente: [34] .....	132
Ilustración 103. Fusible de plomo. Fuente: [34] .....	133
Ilustración 104. Fusible diazed. Fuente: [34] .....	133
Ilustración 105. Fusibles tipo S. Fuente: [38].....	134
Ilustración 106. Interruptor magnetotérmico. Fuente: [40].....	134
Ilustración 107. Interruptor diferencial. Fuente: [40] .....	136
Ilustración 108. Esquema de distribución TT. Fuente: [42].....	149
Ilustración 109. Secciones mínimas de los conductores de protección. Fuente: [44] .....	150
Ilustración 110. Estructura realizada con la técnica de varilla roscada. Fuente: [46] .....	154
Ilustración 111. Estructura fotovoltaica sobre cubierta de pizarra sujeta con ganchos. Fuente: [47].....	154
Ilustración 112. Estructura fotovoltaica sobre cubierta de pizarra sujeta con ganchos. Fuente: [47].....	155

Ilustración 113. Cubiertas compuestas por chapa con técnica rosca chapa. Fuente: [49] .....	156
Ilustración 114. Estructura metálica con base de hormigón. Fuente: [49].....	157
Ilustración 115. Estructura de hormigón. Fuente:.....	158
Ilustración 116. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	159
Ilustración 117. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	159
Ilustración 118. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	160
Ilustración 119. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	161
Ilustración 120. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	162
Ilustración 121. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	162
Ilustración 122. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	163
Ilustración 123. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	163
Ilustración 124. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	164
Ilustración 125. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	164
Ilustración 126. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	165
Ilustración 127. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	165
Ilustración 128. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	166
Ilustración 129. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	166
Ilustración 130. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	167
Ilustración 131. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	167
Ilustración 132. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	168
Ilustración 133. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	168
Ilustración 134. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	169
Ilustración 135. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	169
Ilustración 136. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	170
Ilustración 137. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	170
Ilustración 138. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	171
Ilustración 139. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	171
Ilustración 140. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	172
Ilustración 141. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8] .....	172
Ilustración 142. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	173
Ilustración 143. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	173
Ilustración 144. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]..	174

Ilustración 145. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: .....	174
Ilustración 146. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]	175
Ilustración 147. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8] .....	175
Ilustración 148. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	179
Ilustración 149. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	180
Ilustración 150. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	181
Ilustración 151. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	182
Ilustración 152. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	183
Ilustración 153. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	184
Ilustración 154. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	185
Ilustración 155. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	186
Ilustración 156. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	187
Ilustración 157. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	188
Ilustración 158. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	190
Ilustración 159. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24] .....	191
Ilustración 160. Precio de la energía excedentaria. Gráfica azul: Antes del RD 148/2021. Color rojo: Después del RD 148/2021. Fuente: [51] .....	195
Ilustración 161. Precio de la energía consumida de la red. . Gráfica azul: Antes del RD 148/2021. Color naranja: Después del RD 148/2021. Fuente: [51] .....	195



# Índice de tablas

Tabla 1. Valores de los coeficientes de energía Cesi, en kWh/€, para cada periodo horario i y segmento de cargos s. Fuente: [27] .....	30
Tabla 2. Valores de los coeficientes de potencia Cpsi, en kW y año/€, para cada periodo horario i y segmento de cargos s. Fuente: [27].....	30
Tabla 3. Ubicación del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia .....	37
Tabla 4. Coeficiente de uso. Fuente: [6] .....	39
Tabla 5. Coeficiente climático. Fuente: [6].....	39
Tabla 6. Temperaturas de Ávila. Fuente: Elaboración propia .....	40
Tabla 7. Irradiación horizontal global del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia .....	41
Tabla 8. Orientación e inclinación nave industrial. Fuente: Elaboración propia .....	59
Tabla 9. Orientación e inclinación bloque de viviendas. Fuente: Elaboración propia .....	59
Tabla 10. Tabla de potencias óptimas para cada escenario. Fuente: Elaboración propia.....	68
Tabla 11. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	69
Tabla 12. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	70
Tabla 13. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	70
Tabla 14. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	71
Tabla 15. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	72
Tabla 16. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	72
Tabla 17. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	73
Tabla 18. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....	74
Tabla 19. Días de parada para el caso de antes de la ley 7/2021. Fuente: Elaboración propia .....	113
Tabla 20. Días de parada para el caso después de la ley 7/2021. Fuente: Elaboración propia .....	113
Tabla 21. Tabla de secciones en función de la potencia instalada. Fuente: Elaboración propia.....	127
Tabla 22. Ahorro anual para cada instalación propuesta inicialmente. Fuente: Elaboración propia .....	176
Tabla 23. Ahorro anual para cada instalación propuesta después del RD 148/2021. Fuente: Elaboración propia.....	177
Tabla 24. Datos de partida para realizar el TIR. Fuente: Elaboración propia .....	178
Tabla 25. Tabla de porcentajes de ahorro anual. Fuente: Elaboración propia.....	193
Tabla 26. Tabla del TIR para cada instalación propuesta. Fuente: Elaboración propia. .	193
Tabla 27. Tabla del tiempo de recuperación de la inversión inicial para cada instalación propuesta. Fuente: Elaboración propia. ....	194
Tabla 28 . Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia ...	196
Tabla 29. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia. ....	196
Tabla 30. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia. ....	197
Tabla 31. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia. ....	197
Tabla 32. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia. ....	197



# 1. Introducción

En los últimos 20 años ha habido un gran aumento de la demanda de energía en España. Este hecho se debe al avance económico y tecnológico que ha hecho que se incremente el consumo de energía eléctrica por hogar.

Una parte de la energía que se demanda se obtiene de las energías renovables, sin embargo, la mayor parte se obtiene a partir de combustibles fósiles, los cuales son fuentes de energía no renovables y muy contaminantes.

En 2020, el 77% de la demanda de energía eléctrica en España fue subsanada mediante la utilización de combustibles fósiles. Este suceso contribuye en gran medida a la contaminación y a la formación de gases de efecto invernadero.

El crecimiento tanto económico como tecnológico obliga a producir más energía eléctrica y, por lo tanto, contribuye a una contaminación cada vez mayor. Por este motivo, surgió el acuerdo de París. En dicho acuerdo se establece el compromiso de 195 países para limitar el calentamiento global en dos grados centígrados con respecto a la era preindustrial, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con el objetivo de cumplir el acuerdo de París y ante el continuo aumento de la generación de energía eléctrica y, por lo tanto, de la contaminación en España, se ha aprobado la ley 7/2021 que se encuentra dentro del RD 148/2021.

El objetivo de dicha ley es el de asegurar el cumplimiento del acuerdo de París, facilitar la descarbonización progresiva de la economía española y su transición a un modelo circular que garantice el uso racional de recursos, además de la adaptación al cambio climático y la implantación de un modelo sostenible que genere empleo decente.

Con la implantación de esta ley se pretende conseguir para 2030:

- Reducir los gases de efecto invernadero como mínimo un 23% respecto a las emisiones de 1990.

- Aumento de la utilización de las energías renovables en el consumo de energía final, como mínimo, hasta el 42%. En la actualidad, el uso de energías renovables en el consumo de energía final es cercano al 20%.
- Alcanzar un sistema eléctrico con una generación de energías renovables como mínimo del 74%. En la actualidad esta cifra está en un 40%.

Para conseguir dichas metas se deberán adoptar una serie de medidas.

En el sector del transporte se ha observado que en 2019 casi el 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero de España vinieron de dicho sector. Por ello, dentro de esta ley se han establecido una serie de indicaciones para el avance y la llegada del coche eléctrico. Las medidas tomadas en este ámbito son:

- El objetivo principal para el año 2050 es lograr que prácticamente todos los turismos y vehículos comerciales ligeros vigentes no realicen emisiones de  $CO_2$ .

Para ello, se pretende imponer que a partir de 2040 no se podrán vender turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos que emitan  $CO_2$ .

- Los municipios que tengan una población de más de 50000 habitantes deberán adoptar planes de movilidad sostenible similares a los ya impuestos en Madrid y Barcelona. Además, los municipios que tengan una población mayor a 20000 habitantes también deberán adoptar esta serie de planes si su calidad de aire resulta no ser buena.
- Para garantizar y facilitar la llegada del vehículo eléctrico se establece una serie de obligaciones para que las gasolineras coloquen puntos de recarga de vehículos eléctricos y para facilitar que se instalen en los edificios y aparcamientos. Además, se establece que para 2023, todos los edificios que no estén destinados a uso residencial y que tengan más de 20 plazas de aparcamiento deberán contar con infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos. También se utilizarán los fondos europeos de recuperación para incentivar la instalación de infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos.

- El gobierno establecerá objetivos de integración de combustibles en el transporte. Se hará especial mención a los biocarburantes avanzados y otros combustibles no biológicos.
- Por otro lado, se meditará el uso de combustibles de primera generación que son aquellos elaborados a partir de cultivos alimentarios.
- El gobierno también elaborará una ley de movilidad sostenible y financiación del transporte público. Además, se contemplará la introducción del ferrocarril para el transporte de mercancías para distancias superiores a 300 kilómetros.

En cuanto al sector eléctrico, éste representó en 2019 un 14% de las emisiones de efecto invernadero en España. Dichas emisiones se están reduciendo gracias al cierre progresivo de las centrales de carbón y al aumento de la implantación de energías renovables, sin embargo, son muchos más los pasos que se deben de dar para acabar con las emisiones de los gases de efecto invernadero.

El objetivo que se intenta alcanzar con esta nueva ley para 2030 es alcanzar un sistema eléctrico con, al menos, un 74% de generación a partir de energías renovables y para 2050 que el 100 % de la generación eléctrica sea renovable. Para conseguirlo se establece:

- El gobierno, la comisión nacional de los mercados y la competencia contarán con un plazo máximo de 12 meses tras la aprobación de la ley para modificar la reforma del sector eléctrico.
- Se incentivarán las centrales hidroeléctricas de bombeo. Del mismo modo se impulsará la generación de energía eléctrica a través de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos.
- Se realizará una reforma de la ley de propiedad horizontal en el plazo máximo de un año con el objetivo de facilitar la implantación de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las comunidades de propietarios.

- Con el objetivo de la conservación del patrimonio natural, la ley establecerá una serie de zonas sensibles donde no se podrán instalar grandes parques eólicos y solares.

Por otro lado, la quema de combustibles para generar energía es la principal causa de la emisión de los gases de efecto invernadero. Con el fin de reducir la emisión de gases, en la nueva ley se establecen una serie de medidas para la explotación de nuevos yacimientos de combustibles fósiles en España:

- Quedan prohibidas las nuevas explotaciones y extracciones de hidrocarburos en España. Respecto a los permisos para explotaciones de hidrocarburos que se encuentran vigentes, éstos no se podrán prolongar más allá del 31 de diciembre de 2042.
- Se prohíbe la técnica de la fractura hidráulica o fracking. Esta técnica es utilizada para la extracción de petróleo y gas del subsuelo. Consiste en hacer un pozo entubado e introducir agua a alta presión por el mismo con el objetivo de generar uno o varios canales de elevada permeabilidad, de modo que supere la resistencia de la roca y abra una fractura controlada en el fondo del pozo en la sección deseada de la formación contenedora del hidrocarburo. El problema de la realización de esta técnica es el impacto ambiental que causa:
  - Contaminación de agua, aire y suelo
  - Ocupación del terreno
  - Emisiones de gas metano
  - Inducción de terremotos
  - Radiación transmitida al agua debida a la práctica de dicha técnica
  - Consecuencias para la salud
  - Contaminación acústica.
- Se prohíbe la minería radiactiva como la del uranio.

- Respecto a los beneficios fiscales de los combustibles fósiles, la nueva ley establece que solo podrán acceder a ellos los productos energéticos de origen fósil si se justifica la inexistencia de alternativas tecnológicas.

Además, con la puesta en vigor de esta nueva ley se pretende utilizar los fondos europeos del plan de recuperación para la rehabilitación de viviendas y eficiencia energética. Para ello, se han elaborado una serie de medidas:

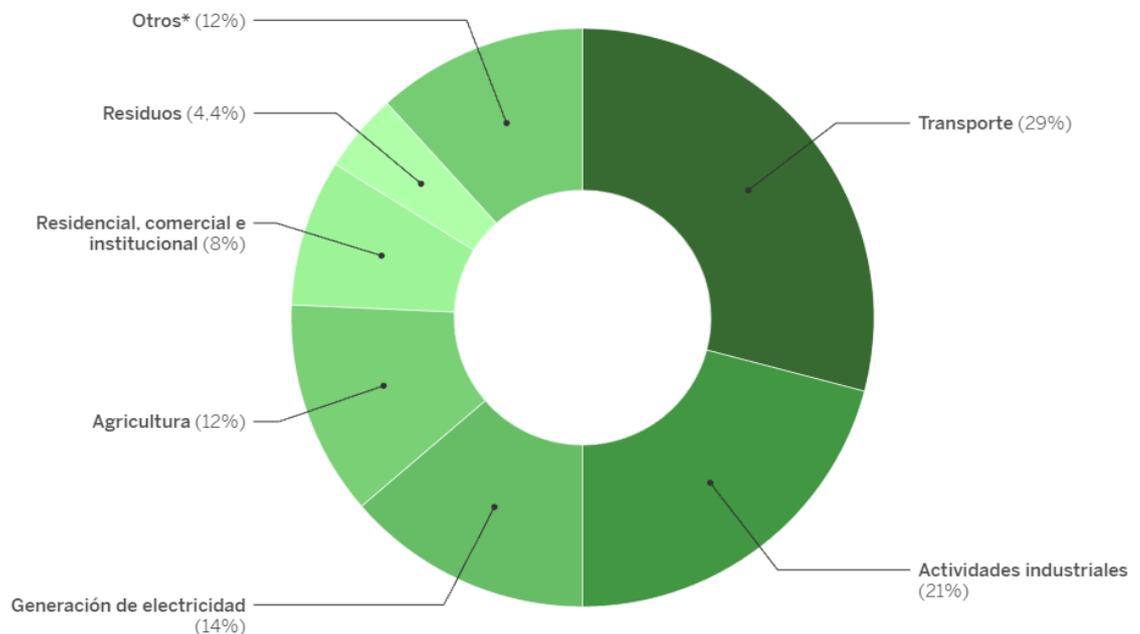
- El gobierno deberá poner en marcha en los seis primeros meses desde la entrada en vigor de la nueva ley un plan de rehabilitación de viviendas y renovación urbana.
- La administración propondrá una serie de ayudas para impulsar la implantación de energías renovables y así, favorecer el autoconsumo y la calefacción y refrigeración con cero emisiones.
- Se apuesta por el uso de materiales con la menor huella de carbono y por las mejoras en la accesibilidad.

En cuanto a la adaptación y biodiversidad se establecen las siguientes medidas:

- El Gobierno deberá aprobar cada cinco años un plan nacional de adaptación al cambio climático.
- Se fija que tanto la ordenación urbana como la planificación hidrológica deberán tener en cuenta el cambio climático.
- El gobierno se compromete, en un plazo de 6 meses, a remitir a las cortes el proyecto de ley de residuos y suelos contaminados.

## Emisiones de gases de efecto invernadero de España

Reparto porcentual por sectores en 2019



*\*Combustión en refinerías, gases fluorados, emisiones derivadas de la maquinaria agrícola, forestal y pesquera y cambios de usos del suelo.*

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. EL PAÍS

Ilustración 1. Emisiones de gases de efecto invernadero en España. Fuente: [1]

## 2. Objetivos

Se pretende estudiar el efecto que causa la entrada en vigor del RD 148/2021 en España sobre una instalación fotovoltaica de autoconsumo establecida antes de la entrada en vigor de dicho decreto y para que tipos de consumo sería más rentable dicha tecnología.

Para ello, Para ello, se proponen dos edificios para el establecimiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo:

- Una industria que se encuentre en funcionamiento 24 horas al día y cuyo consumo sea más o menos constante.
- Un bloque de edificios en el cual habrá periodos de más consumo y periodos de menor consumo.

Para cada uno de estos edificios se va a establecer una instalación fotovoltaica con la que se obtenga un ahorro anual óptimo antes del RD 148/2021. A partir de ella, se realizará un estudio del ahorro anual que

obtendríamos en la factura de la luz tanto antes como después de la entrada en vigor del RD 148/2021. También se estudiará si para cada uno de estos casos será más rentable acogerse o no a compensación por inyectar la energía que nos sobra a la red.

Por otro lado, se realizará el estudio para una instalación fotovoltaica de autoconsumo establecida después de la entrada en vigor del RD 148/2021 para un ahorro óptimo. Con ello, se pretende ver el máximo ahorro anual que obtendríamos si la instalación la hubiéramos hecho después de la entrada en vigor del RD 148/2021 y comparar dicho ahorro con el obtenido para la instalación óptima realizada antes de la entrada en vigor de dicho decreto.

Además, para cada uno de estos casos se realizará un estudio económico para ver en cuantos años recuperaríamos la inversión inicial de la instalación fotovoltaica de autoconsumo y ya empezarían las ganancias reales.

Este estudio nos va a permitir observar la incidencia que tiene el RD 148/2021 sobre la utilización de las energías renovables y, por lo tanto, si impulsa o no la transición energética del país.

Además, se pretende concienciar a la sociedad de los beneficios que tiene la utilización de las energías renovables tanto para el planeta como para el ahorro económico que supone la demanda de energía de cada usuario.

### 3. Régimen económico del RD 148/2021

El RD 148/2021 fue publicado el 18 de marzo de 2021. En él se establece los métodos de cálculo de las tarifas del sistema eléctrico español que, junto con el nuevo sistema de peajes establecido por el RD 3/2020 de los Mercados Nacionales y Comisión de Competencia, establecen el sistema regulador de la factura eléctrica actual.

Además, con el objetivo de incentivar el consumo de energía eléctrica en aquellos momentos donde la red está menos congestionada, se ha impuesto una estructura de cargos con discriminación horaria. Para ello, han empleado la misma estructura de horarios que impone la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para los peajes.

En cuanto al reparto de los costes de la energía eléctrica debido a los distintos niveles de tensión y momentos horarios, se ha optado por la imposición de costes dependiendo de las elasticidades relativas de cada consumidor,

agrupados por su nivel de potencia y tensión contratada. Así, los costes de la energía serán menores cuanto mayor sea la sensibilidad de los consumidores a un aumento de precio.

Se propone un diseño bilateral para los cargos, con un término fijo e independiente del consumo y un término variable que depende de la energía consumida.

Hay que distinguir entre tres tipos de consumidores:

- Consumidores de baja tensión y con menos de 15KW de potencia contratada: A este tipo de consumidores se les aplica un cargo fijo del 25% y un cargo variable del 75%.
- Resto de consumidores: A este tipo de consumidores se les aplica un cargo fijo del 40% y un cargo variable del 60%.
- Hay una excepción a este reparto en los cargos. Esta excepción es para los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público y en ellos los cargos se recuperarán en su totalidad a través del consumo de energía, con el objetivo final de favorecer la implantación de estos puntos.

Por otro lado, se implanta que se podrá obtener una excepción temporal, total o parcial de los cargos a la energía eléctrica consumida por las instalaciones de electrolisis para la producción de hidrogeno renovable. Dicha excepción se establece para acelerar la transición energética y el reto demográfico.

También se excluyen de pagar este tipo de cargos:

- La energía consumida por instalaciones de bombeo destinadas al uso exclusivo para la generación de energía eléctrica.
- La energía consumida por instalaciones de almacenamiento, cuya energía sea posteriormente inyectada a la red eléctrica.

- La energía consumida por instalaciones de transporte de energía que usen esa energía para el propio funcionamiento de sus instalaciones.

Hay una serie de costes que se incluyen a la hora de concretar los cargos:

1. Costes del sistema eléctrico que se financian a través de los cargos y mediante ingresos del sistema:
  - Costes debidos a los déficits del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.
  - El pago del coste adicional de la actividad realizada por los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.
  - El régimen retributivo específico que se establece para instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.
  - Los costes del sistema de gestión de la demanda para que no haya interrupciones en los territorios no peninsulares.
  - El coste para la financiación del plan general de servicios radioactivos que corresponde a la segunda parte del ciclo a seguir por el combustible de las centrales nucleares.
  - La remuneración de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que corresponde al ámbito eléctrico.
  - Los costes que se obtengan entre la retribución concretada para las actividades del operador del sistema y del operador del mercado, y el costo que se obtiene a través de los precios regulados que se cobran a los agentes.
  - El coste debido a la diferencia de pérdidas que se produce en el mercado de producción al cierre de energía.

- El coste final que resulte entre la remuneración establecida para la aplicación de mecanismos de capacidad y las ganancias conseguidas a través de los precios fijados para los pagos por capacidad.
  - La diferencia entre los beneficios que inicialmente se habían previsto y los beneficios reales que se obtienen al final de los cargos del sistema eléctrico de años anteriores.
  - Cualquier otro coste debido al sistema eléctrico.
2. Todos los costes que se han determinado en el apartado anterior, además de ser financiados a partir de los cargos, también se financiarán por los siguientes ingresos del sistema:
- Los ingresos obtenidos por las emisiones de gases de efecto invernadero.
  - Los ingresos obtenidos debido a la aplicación de la ley 15/2012 que trata sobre las medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
  - Los ingresos obtenidos a partir de la aplicación de la ley 24/2013 que trata la financiación del coste adicional de la actividad de producción de los sistemas eléctricos en territorios no peninsulares.
  - Cualquier otro ingreso debido al sistema eléctrico.
3. Los cargos del sistema eléctrico que tendrán que pagar los consumidores será la diferencia entre los costes expuestos en el apartado 1 y los ingresos expuestos en el apartado dos.

Para concretar los cargos por consumo de energía por parte del consumidor se usan las siguientes formulas:

- El término de facturación por potencia contratada en euros se puede calcular a partir de la siguiente formula:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} Tpp * Tcp$$

Siendo:

FP: Término de facturación por potencia contratada (€).

Tpp: Precio del término de potencia del periodo horario p (€/kW y año)

Pcp: Potencia contratada en el período horario p (kW y año).

i: Cantidad de periodos horarios tarifarios al que corresponde el suministro.

Este término de facturación se contará desde el día después de la lectura inicial hasta el día de la lectura final, el cual, sí que estará incluido.

Por otro lado, si en ese periodo de tiempo se hubiese producido un cambio en los precios de los términos de potencia, el término de facturación por potencia contratada se tendrá en cuenta el número de días que se ha trabajado con el precio antiguo y el número de días que se ha trabajado con el precio nuevo y la suma de ambos nos dará el término de facturación por potencia contratada final para ese periodo de facturación.

- El término de facturación por energía consumida en euros lo podemos calcular a partir de la siguiente formula:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Tep * Ep$$

Siendo:

FE: Término de facturación por energía consumida (€).

Tep: Precio del término de energía del periodo horario p (€/kWh)

Ep: Energía consumida en el período horario p (kWh).

i: Cantidad de periodos horarios tarifarios al que corresponde el suministro.

Para calcular los precios de los términos de potencia y de la energía consumida se usan las siguientes formulas:

Para calcular el precio de los términos de la potencia y de la energía previamente es necesario calcular el ajuste de coeficientes, TAC, y el termino de ajuste unitario, TAU.

- El término de ajuste de coeficientes en euros se puede calcular a partir de la siguiente formula:

$$TAC = \sum_{i=1}^{i=6} \sum_{s=1}^{s=6} \frac{E_{si}}{CE_{si}} + \frac{P_{si}}{CP_{si}}$$

Siendo:

TAC: Término de ajuste de coeficientes (€).

C<sub>Esi</sub>: Coeficiente de energía para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kWh/€).

E<sub>si</sub>: Energía consumida prevista en el ejercicio de referencia para el segmento de cargos *s* y el periodo horario *i* (kWh).

C<sub>psi</sub>: Coeficiente de potencia para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo *i* (kW y año/€).

P<sub>si</sub>: Potencia contratada prevista en el ejercicio de referencia para el periodo tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kW y año).

Dichos valores se obtendrán de las siguientes tablas:

C <sub>e<sub>si</sub></sub>	P1	P2	P3	P4	P5	P6
C <sub>e<sub>1i</sub></sub>	485	2425	9700			
C <sub>e<sub>2s</sub></sub>	870	1175	2175	4350	6786	10875
C <sub>e<sub>3s</sub></sub>	1600	2160	4000	8000	12480	20000
C <sub>e<sub>4i</sub></sub>	3410	4604	8525	17050	26598	42625
C <sub>e<sub>5s</sub></sub>	4160	5616	10400	20800	32448	52000
C <sub>e<sub>6i</sub></sub>	10950	14783	27375	54750	85410	136875

Tabla 1. Valores de los coeficientes de energía C<sub>Esi</sub>, en kWh/€, para cada periodo horario *i* y segmento de cargos *s*. Fuente: [27]

C <sub>p<sub>si</sub></sub>	P1	P2	P3	P4	P5	P6
C <sub>p<sub>1i</sub></sub>	7,12	110,71				
C <sub>p<sub>2i</sub></sub>	5,73	11,45	15,76	15,76	15,76	34,38
C <sub>p<sub>3i</sub></sub>	5,52	11,03	15,18	15,18	15,18	33,12
C <sub>p<sub>4i</sub></sub>	9,40	18,78	25,85	25,85	25,85	56,40
C <sub>p<sub>5i</sub></sub>	11,74	23,46	32,29	32,29	32,29	70,44
C <sub>p<sub>6i</sub></sub>	24,00	47,96	66,00	66,00	66,00	144,00

Tabla 2. Valores de los coeficientes de potencia C<sub>psi</sub>, en kW y año/€, para cada periodo horario *i* y segmento de cargos *s*. Fuente: [27]

- El término de ajuste unitario se puede calcular como:

$$TAU = \frac{\text{Cargos totales}}{TAC}$$

Siendo:

TAU: Término de ajuste unitario (sin unidades).

TAC: Término de ajuste de coeficientes (€).

Cargos totales: Costes anuales a pagar por el consumidor que serán la diferencia entre los cargos del sistema y los ingresos del sistema eléctrico (€).

A partir de estos dos términos ya se puede obtener el precio de la energía consumida a partir de la siguiente fórmula:

$$Te_{si} = \frac{TAU}{CE_{si}}$$

Siendo:

TAU: Término de ajuste unitario, sin unidades.

Cesi: Coeficiente de energía para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kWh/€).

Tesi: Precio del término de energía consumida para el periodo tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (€/kWh).

Así, el precio del término de potencia se puede obtener a partir de la siguiente fórmula:

$$Tp_{si} = \frac{TAU}{Cp_{si}}$$

Siendo:

TAU: Término de ajuste unitario, sin unidades.

Cpsi: Coeficiente de potencia para el segmento tarifario de cargos s y el periodo horario i (kW y año/€).

Tpsi: Precio del término de potencia en el periodo tarifario de cargos s y el periodo horario i (€/kW y año).

Los periodos tarifarios se dividen en seis y dependen del mes y de la franja horaria en que se encuentre en cada momento. Estos periodos se pueden distinguir a partir de las imágenes siguientes:

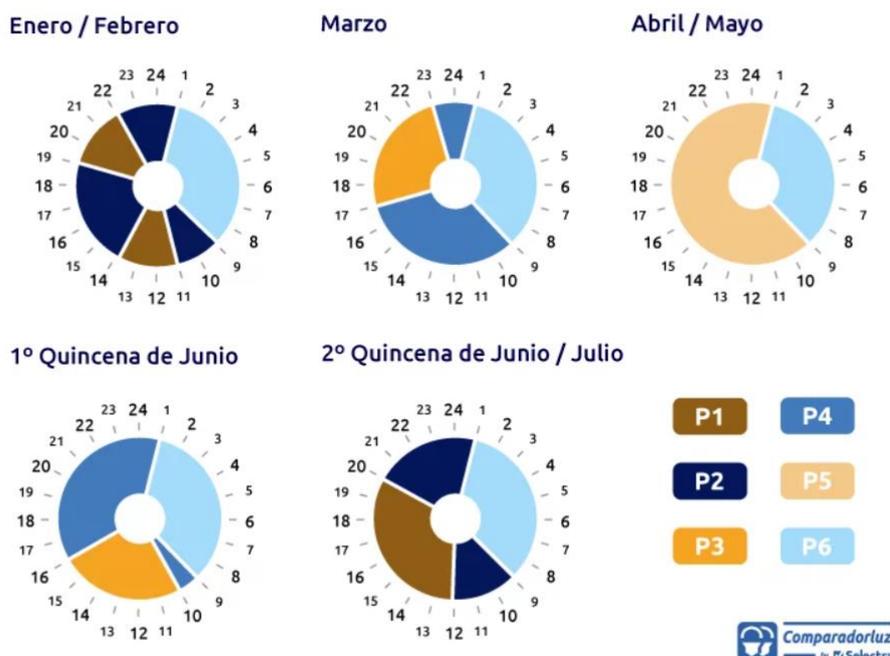


Ilustración 2. Periodos tarifarios según franja horaria y mes. Fuente: [5]

Enero y febrero: En ambos meses, el precio de la luz se dividirá en tres periodos que corresponderán a los periodos 1, 2 y 6. En estos dos meses, se tendrán que 6 horas al día el precio de la luz corresponde al periodo 1, 10 horas al día corresponderán al periodo 2 y 8 horas al día al periodo 6.

Marzo: En este mes, se aplicarán 3 periodos tarifarios que corresponderán a los periodos 3, 4 y 6. Así, dichos periodos se dividirán a lo largo del día de la siguiente manera: 6 horas al día corresponderán al periodo 3, 10 horas al día corresponderán al periodo 4 y 8 horas al día corresponderán al periodo 6.

Abril y mayo: En ambos meses, el precio de la luz se dividirá en dos periodos a lo largo de cada día. Estos periodos se corresponderán con los periodos tarifarios 5 y 6. Así, se tendrá que 16 horas al día corresponderán al periodo 5 y 8 horas al día corresponderán con el periodo 6. Estos periodos son los de menor precio de la luz y por lo tanto estos dos meses serán los más económicos para los consumidores.

Primera quincena de junio: El mes de junio se divide en dos quincenas. En la primera se pueden distinguir tres periodos. Así, 6 horas al día pertenecerán al periodo 3, 10 horas al día al periodo 4 y las 8 horas al día restantes pertenecerán al periodo 6.

Segunda quincena de junio y mes de julio: Durante este periodo de tiempo, se podrán distinguir tres periodos con diferentes precios de la energía consumida. Estos tres periodos serán el 1, 2 y 6. El periodo tarifario 1 constará de 8 horas al día, el periodo 2 constará de 8 horas al día y las 8 horas restantes del día corresponderán con el periodo tarifario 6. Los periodos tarifarios 1 y 2 tienen un precio más caro.

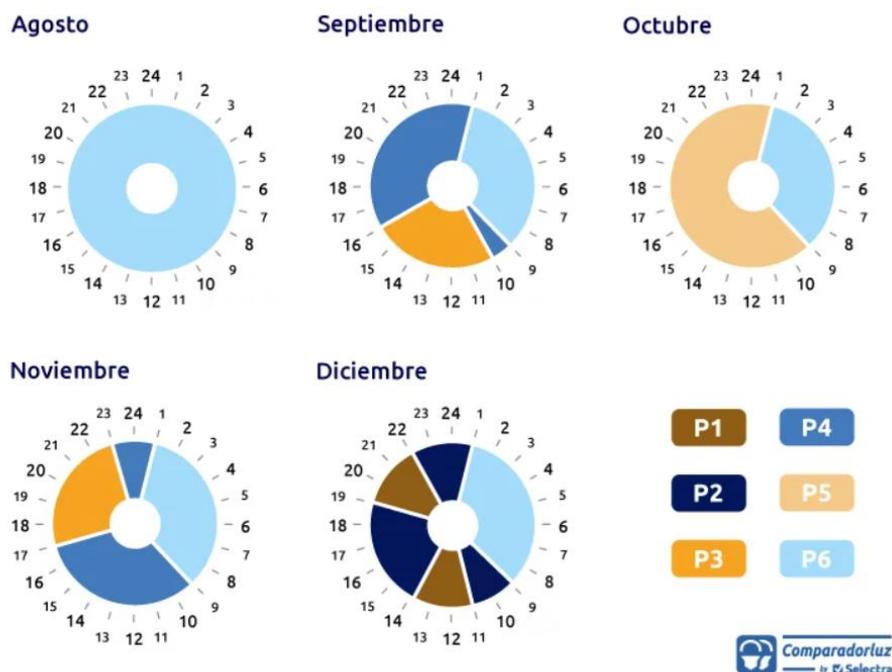


Ilustración 3. Periodos tarifarios según franja horaria y mes. Fuente: [5]

Agosto: Este mes se caracteriza porque en el solo se aplica un único periodo tarifario y es el periodo 6.

Septiembre: En este mes, las 24 horas del día se van a repartir en 3 periodos tarifarios: 6 horas corresponderán al periodo 3, 10 horas corresponderán al periodo tarifario 4 y las 8 horas diarias restantes corresponderán al periodo 6.

Octubre: En este mes al igual que en los meses de abril y mayo se aplican los periodos 5 y 6 y, por lo tanto, es de los meses en los que se aplica los precios más económicos por el consumo de energía eléctrica. Así, durante 16 horas al día, el periodo tarifario será el 5 y las 8 horas del día restantes corresponderá al periodo 6.

Noviembre: En este mes se aplicarán tres periodos tarifarios que corresponderán a los periodos 3, 4 y 6. El periodo 3 conforma 6 horas, el periodo 4 conforma 10 horas y el periodo 6 conforma 8 horas.

Diciembre: En último lugar tenemos el mes de diciembre, el cual, se va a dividir en tres periodos tarifarios. El periodo 1 se compone de 6 horas

al día, el periodo 2 de 10 horas al día y las 8 horas restantes del día se corresponderán con el periodo 6.

Así, se puede concluir, en comparación con la reglamentación que estaba anteriormente vigente en España, que con la aprobación de este real decreto todos los consumidores pasan a tener un peaje con discriminación horaria tanto para potencia como para energía premiando el uso de energía en horas valle y sancionando la energía consumida en horas punta.

Así, se pasa de la variedad de peajes que se tenían con el anterior decreto (2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS) a un único peaje (2.0 TD) que será igual para todos los consumidores de energía eléctrica. De esta manera se premia cuando se consume esa energía y no cuanta se consume.

Además, la diferencia entre los precios de la energía y de la potencia para horas valle y horas punta aumenta.

En cuanto al término de potencia, se pueden observar dos periodos valle/punta:

- Las horas en que el término de potencia se encuentra en horas punta es de 8 de la mañana a 24 horas de la noche.
- Las horas en que el término de potencia se encuentra en horas valle es de 24 de la noche a 8 de la mañana y todas las horas de los sábados, domingos y festivos.

Para facilitar la adaptación al RD 148/2021, a los consumidores domésticos conectados en baja tensión y con potencias contratadas hasta 15 KW, se les permite contratar potencias diferentes para cada uno de los dos periodos.

Estos cambios de potencia serán gratuitos hasta el 31 de mayo de 2022 a no ser que el cambio de potencia implique la actuación de un técnico en el punto de suministro.

En cuanto al término de consumo de energía, se pueden diferenciar tres periodos:

- El periodo de punta: Es el periodo en el que el consumo de energía tiene mayor coste. Este periodo se extiende desde las 10 de la mañana a 2 de la tarde y de 6 de la tarde a 10 de la noche de lunes a viernes no festivos.

- El periodo de llano: Es un periodo donde el coste de la energía es menor que el periodo de punta. Este periodo se extiende desde las 8 de la mañana a las 10 de la mañana, de 2 a 6 de la tarde y de 10 a 12 de la noche de lunes a viernes no festivos.
- El periodo valle: Es el periodo donde el coste de la energía eléctrica es el más bajo. Este periodo comprende las horas nocturnas, es decir, de 0 horas a 8 de la mañana y todas las horas de sábados, domingos y festivos.

En consecuencia, con el RD 148/2021 se promueve la transición energética ya que se va a premiar aquellas horas en las que los consumos eran menores y se va a sancionar aquellas horas en las que mayor consumo había, consiguiendo que ya no haya esos picos de consumo y así, poder tener un consumo de energía más constante.

Este hecho hará que se aprovechen más las energías renovables, las cuales, aportan energía en determinadas horas del día y al no poderse almacenar esta se tiene que consumir en ese mismo momento y al tener un consumo más estable las podemos aprovechar de mejor manera. Esto se traduce en un mayor consumo de energía procedente de fuentes renovables y una disminución del consumo de fuentes no renovables contribuyendo de esta manera a la transición energética y la descarbonización.

Para el autoconsumo, esta ley es muy beneficiosa ya que las horas punta, que son las más caras, se concentran a lo largo del día y este tipo de instalaciones producen energía a lo largo de todo el día y, por lo tanto, en esas horas punta se podrá consumir la energía que se está produciendo, ahorrándose la compra de energía de la red en esas horas donde el coste será muy alto.

Por la noche en cambio, este tipo de instalaciones no producen energía ya que su fuente es el sol y aquí ya se tendría que consumir energía de la red, pero esta energía ya entraría dentro de las horas valle y por lo tanto es una energía que se compraría a bajo coste.

Así, se conseguirá un gran ahorro en la factura de la luz ya que, en las horas punta prácticamente no se comprará energía a la red si no que se usará la producida por la instalación fotovoltaica y en las horas en que la instalación fotovoltaica no produzca energía, la energía que se compre a la red será en las horas valle y por lo tanto saldrá bastante más barata.

## 4. Datos del emplazamiento

### 4.1. Introducción

En primer lugar, se ha elegido este emplazamiento por su buena localización a la hora de poner la instalación fotovoltaica. Dicha zona nos permite mantener la fachada y uno de los laterales sin sombras y por lo tanto se podría aprovechar la luz solar en todo momento.

Por otro lado, el emplazamiento se encuentra situado próximo a las vías del tren, lo cual se podría aprovechar para el transporte de mercancías en el caso de la industria.

Con respecto a la opción de las viviendas, también sería un buen recurso ya que la estación de tren se halla a escasos metros por lo que facilitaría el transporte de los convivientes en caso de requerir viajar en tren.

### 4.2. Ubicación

El proyecto se ubicará en una zona situada a las afueras de la ciudad. Se realizará el estudio para los dos escenarios propuestos en esta zona y se observará cual aprovecha mejor la luz solar y cual es más rentable de los tres.

Municipio	Ávila
Localización	CL JORGE DE SANTAYANA
Latitud	40.6594°
Longitud	-4.6804°

Tabla 3. Ubicación del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

### 4.3. Datos climáticos

El clima de la provincia de Ávila es, por lo general, muy frío en invierno y caluroso en verano. Desde el punto de vista de las precipitaciones, éstas se concentran principalmente en la época de invierno.

Un aspecto destacable e importante para dicho proyecto es la zona climatológica a la que pertenece la provincia en la que se va a realizar la

instalación fotovoltaica. Cada zona climatológica de España tiene una potencia pico mínima a instalar a la hora de realizar una instalación fotovoltaica. Se trata de cumplir un aporte solar mínimo a través de la instalación fotovoltaica. Si dicho aporte solar es inferior al valor mínimo impuesto por la zona climatológica, la instalación fotovoltaica no será viable y, por lo tanto, dicha instalación no sería aprobada y no tendría autorización para realizarla.

Según el CTE, la provincia de Ávila pertenece a la zona climatológica IV.

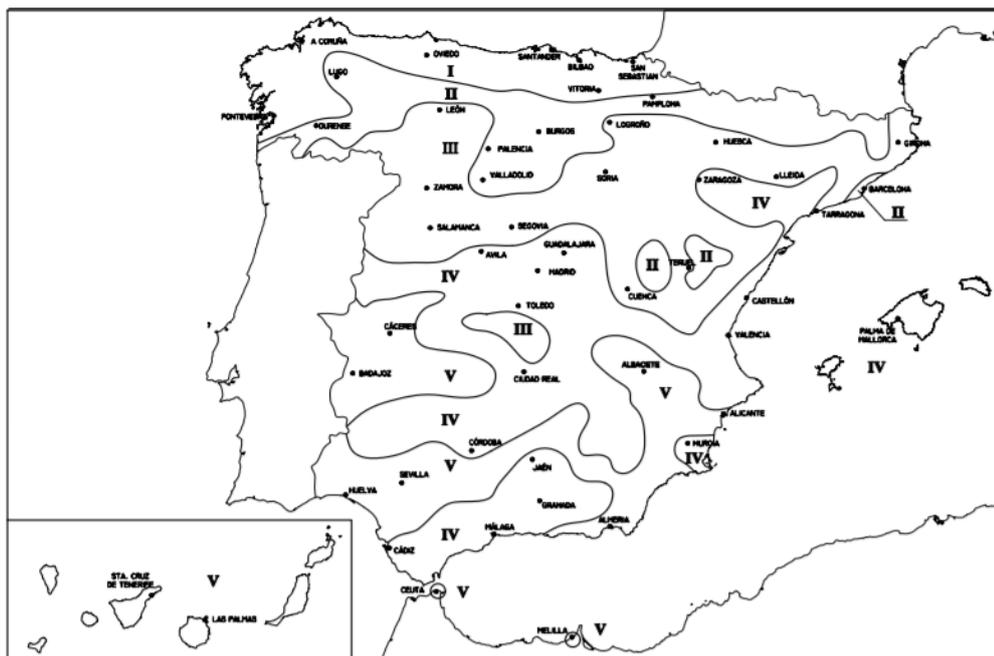


Ilustración 4. Zonas climáticas. Fuente: [6]

La potencia pico mínima a instalar se puede calcular a partir de la siguiente formula:

$$P = C * A * S + B$$

Siendo:

P: La potencia pico mínima a instalar (kWp)

A y B: Los coeficientes de la tabla 2 según el tipo de edificio

C: El coeficiente de la tabla 3 que depende de la zona climática

S: La superficie construida del edificio ( $m^2$ )

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 4. Coeficiente de uso. Fuente: [6]

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

Tabla 5. Coeficiente climático. Fuente: [6]

En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar no puede ser inferior a 6,25kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5kW.

Otro dato que se debe tener muy en cuenta a la hora de realizar una instalación fotovoltaica es la temperatura media histórica de dicha provincia. Esto se debe a que la temperatura tiene influencia en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Cuanto mayor sea la temperatura en la zona donde se encuentra la instalación fotovoltaica menor va a ser la potencia de salida de los módulos y, por lo tanto, menor será la eficiencia de estos.

En la siguiente tabla se va a mostrar de manera mensual la temperatura media, la máxima y la mínima conseguida a partir de los datos históricos de dicha provincia:

Mes	Temperatura Media (°C)	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Mínima (°C)
Enero	2,5	6,7	-0,9
Febrero	3,3	7,8	-0,7
Marzo	6,1	11,1	1,3

Abril	8,8	13,8	3,6
Mayo	12,8	18,1	7
Junio	18,2	24	11,8
Julio	21,2	27,4	14,4
Agosto	21	27,2	14,5
Septiembre	17	22,7	11,4
Octubre	12	16,8	7,5
Noviembre	5,8	9,9	2,3
Diciembre	3,4	7,6	0

Tabla 6. Temperaturas de Ávila. Fuente: Elaboración propia

La temperatura con la que empieza a disminuir el rendimiento de los módulos fotovoltaicos marcada por los diversos fabricantes es de 40°C.

Como se puede observar en la tabla 4, las temperaturas medias más altas se alcanzan en los meses de verano en los cuales la máxima es de 21,2 °C. Estas temperaturas no son excesivamente altas y por lo tanto no afectaría al rendimiento del módulo fotovoltaico.

Por otro lado, si se observa la temperatura máxima que se ha llegado a obtener en cualquier momento del año, se observa que es de 27,4 °C. Esta temperatura es menor que los 40°C marcados por el fabricante para que el rendimiento de los módulos solares disminuya. Por lo tanto, se concluye que la ubicación es lo suficientemente buena ya que las temperaturas alcanzadas en esta zona distan en gran medida del límite impuesto por los fabricantes para que disminuya el rendimiento de los módulos fotovoltaicos y, por lo tanto, dichos módulos siempre van a trabajar a rendimientos máximos.

Otro parámetro que es de vital importancia en la generación de los módulos fotovoltaicos es la irradiancia. La irradiancia es la cantidad promedio de energía que incide por unidad de área por unidad de tiempo sobre una superficie. Cuanto mayor sea la irradiancia sobre un módulo fotovoltaico mayor será la generación de energía. A continuación, se muestra la irradiancia horizontal global de la zona:

Mes	Irradiación horizontal global ( $\frac{KWh}{m^2 * mes}$ )
Enero	66,9
Febrero	81,2
Marzo	131,6
Abril	161,9
Mayo	197,1
Junio	227,4
Julio	250,7
Agosto	215,8
Septiembre	158,4
Octubre	105,6
Noviembre	72
Diciembre	53,5
Anual	1722,2

Tabla 7. Irradiación horizontal global del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

#### 4.4. Características del lugar de emplazamiento

El emplazamiento elegido tiene una superficie gráfica para construir de  $36.309m^2$ . Esto se puede observar en el plano catastral:

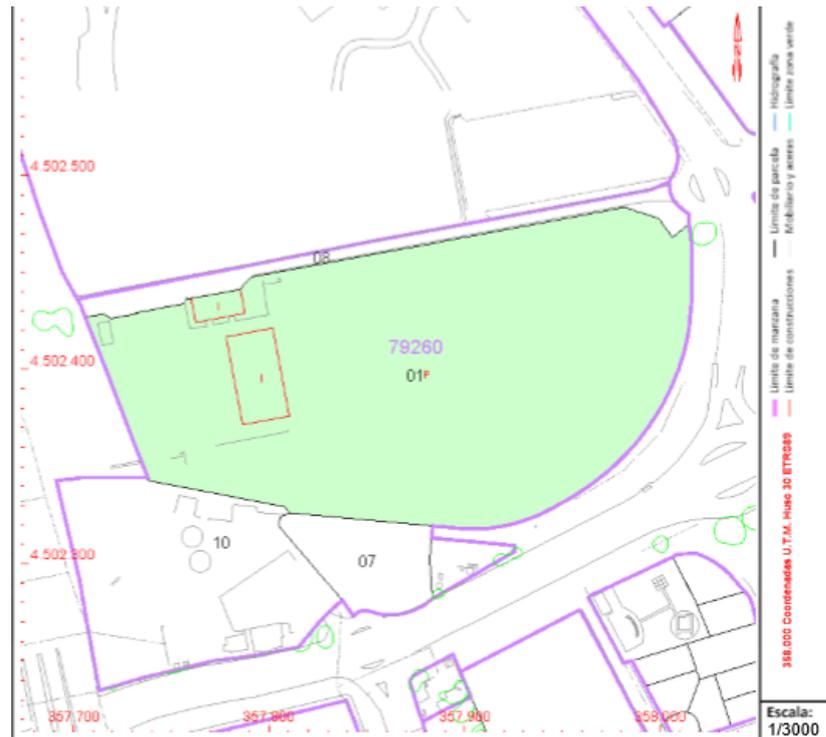


Ilustración 5. Parcela elegida para la instalación. Fuente: [7]

En él se realizará el estudio para los dos escenarios descritos anteriormente. Las características constructivas de cada uno de estos escenarios serán:

- Nave industrial: Se trata de una nave de estampación perteneciente a la empresa internacional Nissan. El edificio cuenta con una superficie construida de  $27.000m^2$ . Las dimensiones totales del edificio serán 142m de longitud y 105m de anchura.



Ilustración 6. Edificio industrial. Fuente:

En cuanto a la cubierta, el techo está orientado hacia los rayos de sol con una inclinación de 35 grados, lo que lo hace un sitio propicio para la colocación de los paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, este tipo de techo tiene un inconveniente. Al tener forma de triángulos se pueden generar sombras en determinados momentos y hacer que los paneles no produzcan energía. Por ello, habrá que prestar especial atención en este estudio para optimizar la generación de energía fotovoltaica en dicha planta.

- Bloque de viviendas: Se trata de un edificio exclusivamente residencial. Es un edificio de 6 plantas. Tiene una longitud de 50m y una anchura de 28m. La instalación fotovoltaica se establecerá en el tejado ya que en la fachada no hay espacio suficiente para su colocación debido a su ocupación por las terrazas y farolas puestas sobre la fachada para iluminar la calle.

Se ha de mencionar que en el tejado se encuentra la salida de humos, lo cual, podría desencadenar en alguna sombra que afecte al rendimiento de nuestra instalación fotovoltaica. Por ello, se hará un estudio de sombras y se comprobará si afecta y en qué medida lo hace.

Por otro lado, el tejado tiene una inclinación de 35 grados lo que le hace un lugar propicio para la colocación de las placas ya que el ángulo óptimo será precisamente de 35 grados.

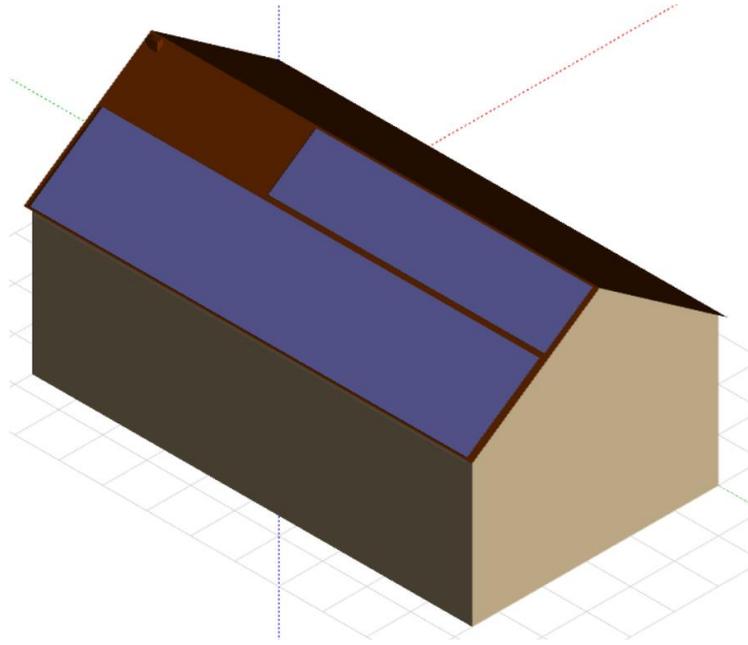


Ilustración 7. Bloque de viviendas. Fuente: [8]

## 5. Energía solar fotovoltaica

### 5.1. Introducción

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene de convertir la luz procedente del sol en energía eléctrica utilizando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico.

Este tipo de energía es renovable, inagotable y no contaminante. Dicha energía se logra a partir de placas fotovoltaicas que están compuestas a su vez por una serie de módulos fotovoltaicos. Dichos módulos se componen a su vez por células fotovoltaicas de materiales semiconductores que a través del efecto fotovoltaico generan energía eléctrica.



Ilustración 8. Placa solar fotovoltaica. Fuente: [9]

Las placas solares trabajan en corriente continua por lo que, a la hora de enviarla, bien al edificio correspondiente o bien a la red, es necesario su transformación a corriente alterna. Esta transformación se consigue a través del inversor.

A este proceso se le podría añadir baterías para almacenar energía cuando nos sobre y usarla cuando se necesite dependiendo del uso de la instalación, pero en este caso no se van a utilizar ya que en ambos escenarios propuestos para el estudio van a ser instalaciones de autoconsumo conectadas a red. En ellas, la energía que sobre se venderá a la red y la que falte a la hora del consumo del edificio se comprará a la red.



Ilustración 9. Esquema instalación de autoconsumo conectada a red. Fuente: [17]

## 5.2. Componentes de la instalación

Los principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red son:

- Placa fotovoltaica: Es la parte generadora de la instalación. Su función es la de captar la radiación solar mediante sus células y, transformarla en energía eléctrica.

Su funcionamiento es el siguiente: cada célula de la placa fotovoltaica aporta carga negativa a través de la capa de silicio y fósforo de la que se componen, así como carga positiva de su capa de boro. Así se originan dos tipos de carga en la célula, lo que conlleva a producir una carga eléctrica, al darse dos cargas opuestas. Como la placa fotovoltaica está compuesta por un material semiconductor con abundancia de electrones con carga negativa y otro con carga positiva al que le faltan electrones y absorben los fotones al exponerse a la luz solar, se produce una corriente eléctrica que permite que los electrones que sobran se muevan de su órbita atómica, siendo lanzados al campo eléctrico que producen los paneles solares. Así, todas las células fotovoltaicas trabajan en conjunto para generar una corriente eléctrica que se puede aprovechar.

La construcción de los paneles fotovoltaicos sigue el siguiente esquema:



Ilustración 10. Esquema de la construcción de un panel fotovoltaico. Fuente: [10]

Por otro lado, en la placa fotovoltaica se pueden diferenciar las siguientes partes:

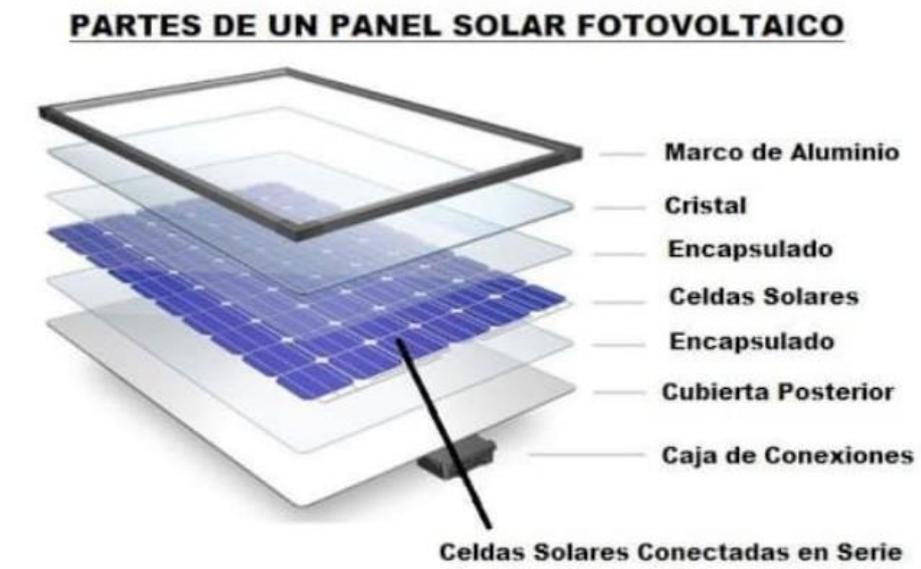


Ilustración 11. Partes de una placa fotovoltaica. Fuente: [11]

Inversor: Este elemento de la instalación se encarga de transformar la corriente continua producida por las placas fotovoltaicas a corriente alterna para su correcto aprovechamiento.

Los inversores o convertidores fotovoltaicos se pueden dividir en dos:

- Inversores para viviendas aisladas: Este tipo de inversores se utilizan para bodegas, casetas, garajes, caravanas, etc.... Se encargan de transformar la corriente continua de 12,24 o 48 voltios generada por las placas fotovoltaicas en corriente alterna para alimentar nuestros electrodomésticos, aparatos electrónicos o para encender las luces.



Ilustración 12. Inversor para viviendas aisladas. Fuente: [12]

- Inversores de red: Se utilizan para casas unifamiliares, naves, edificios que están conectados a la red eléctrica y que aparte quieren generar su propia electricidad con el objetivo final de obtener un ahorro en la factura final de la luz. Este tipo de inversores pueden ser monofásicos o trifásicos.



Ilustración 13. Inversor de red. Fuente: [13]

En los dos escenarios que hemos propuesto para el estudio se va a utilizar el inversor de red ya que ambas instalaciones son de autoconsumo conectadas a red.

Cableado y protecciones: Son necesarios para unir los diferentes elementos de la instalación y para poder transportar la energía eléctrica generada por las placas fotovoltaicas, bien al edificio donde se consume dicha energía o bien a la red en caso de que sobre energía, de forma segura.

Contador bidireccional: Es un dispositivo que se utiliza para para contabilizar la energía que fluye en ambos sentidos en una instalación fotovoltaica. Este elemento va colocado después del inversor y mide la energía que entra de la red al usuario cuando la demanda es mayor que la energía producida por las placas solares y la energía que va del usuario a la red cuando hay excedentes de energía.



Ilustración 14. Contador bidireccional. Fuente:

### 5.3. Tipo de instalaciones fotovoltaicas

Podemos diferenciar entre dos tipos de instalaciones fotovoltaicas:

- Instalación fotovoltaica aislada: Un sistema fotovoltaico aislado se trata de una instalación de placas fotovoltaicas que no cuenta con una conexión a la red eléctrica. Por lo tanto, el usuario será

autosuficiente para la producción energética y no dependerá de ninguna comercializadora.

Este tipo de instalaciones suelen llevar instaladas una serie de baterías con el objetivo de que cuando haya excedentes de energía en la instalación dicha energía se almacene en estas baterías para que pueda ser utilizada en otro momento en el que la instalación no este generando energía eléctrica y haya demanda de energía.

La capacidad de estas baterías se calculará dependiendo del consumo de energía eléctrica y de cuando se consuma esta. El objetivo final es conseguir que se tenga energía siempre que se necesite sin coger energía de la red y no solo cuando la instalación fotovoltaica se encuentre generando energía.

Este tipo de instalaciones se suelen dar en entornos rurales a los que no llega la red de distribución, viviendas de fin de semana, bombeos solares, casas rurales, etc....

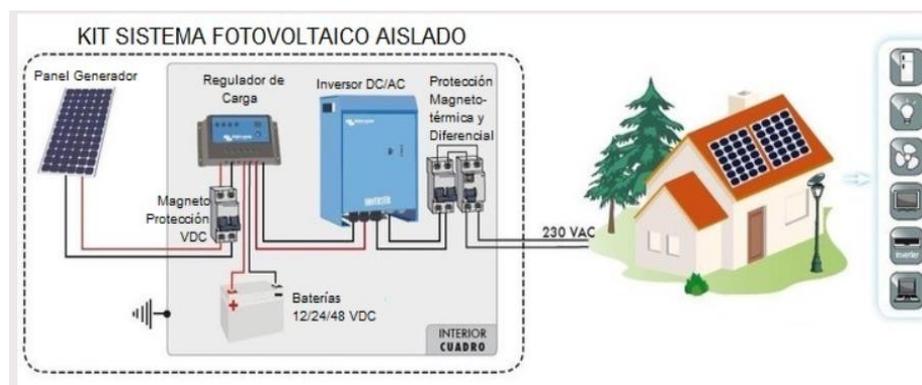


Ilustración 15. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: [15]

- Instalación fotovoltaica conectada a red: Este tipo de instalaciones fotovoltaicas funcionan como si fueran una fuente generadora más, aportando energía a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones son las más utilizadas ya que se pueden utilizar para la venta de energía a la red o como una instalación de autoconsumo.

Este tipo de instalaciones también destacan por la no necesidad de situar baterías en la instalación, ya que, en caso de que tengamos excedentes de energía, se inyectará a la red y en caso de que la demanda sea mayor que la energía que estamos produciendo en nuestra instalación fotovoltaica, se consumirá energía de la red.

Otro elemento que es distintivo de las instalaciones fotovoltaicas aisladas es el contador. En las instalaciones fotovoltaicas aisladas

no es necesario este elemento ya que la energía que consumes la produces tu y por lo tanto no es necesario saber el valor ya que no tienes que pagar a ninguna compañía por el uso de esta energía. En cambio, en las instalaciones conectadas a red este elemento es imprescindible, ya que, es necesario saber cuánta energía inyectas a la red y cuanta energía consumes de la misma. De la medida de este contador dependerá el coste final que se tendrá que pagar a la distribuidora.



Ilustración 16. Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.  
Fuente: [54]

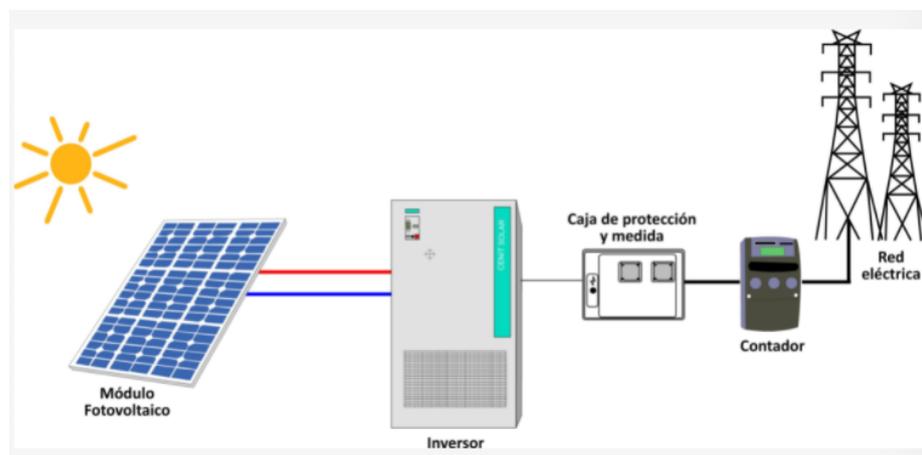


Ilustración 17. Instalación fotovoltaica conectada a red pura. Fuente: [18]

#### 5.4. Inicio y progresión de la tecnología solar fotovoltaica en España

El nacimiento de la energía solar fotovoltaica en España se dio en 1984. Este hecho vino motivado por la Unión Europea, dentro de la que ya se encontraba España, ya que apostaba por el desarrollo de esta tecnología en

España debido al gran número de horas de sol y niveles de irradiación que tenía este país. Este hecho se puede observar en las siguientes imágenes:

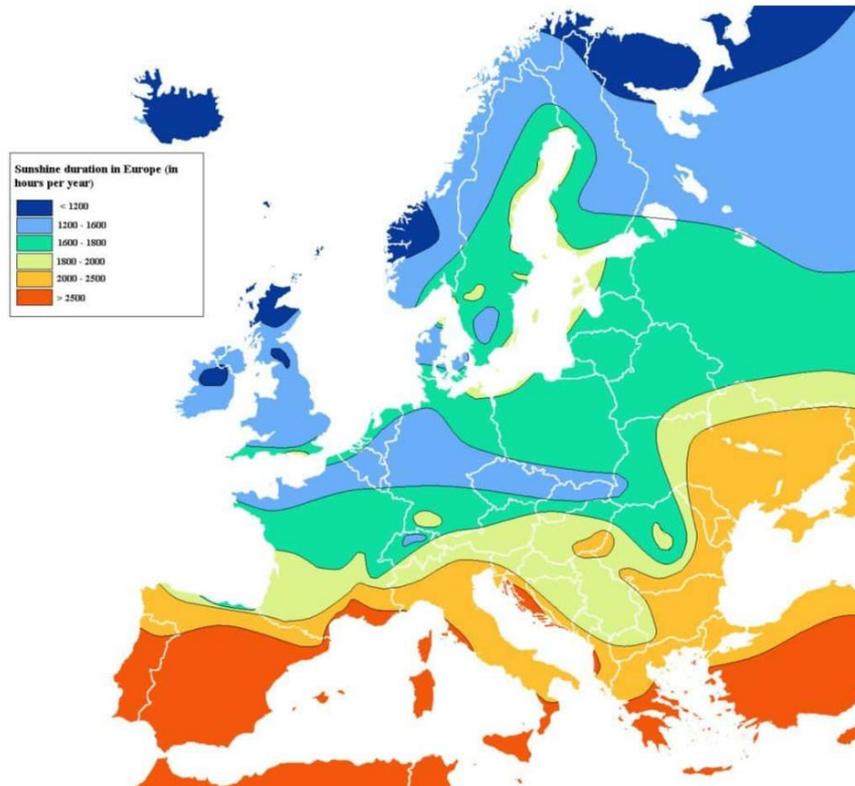


Ilustración 18. Horas de sol en Europa. Fuente: [19]

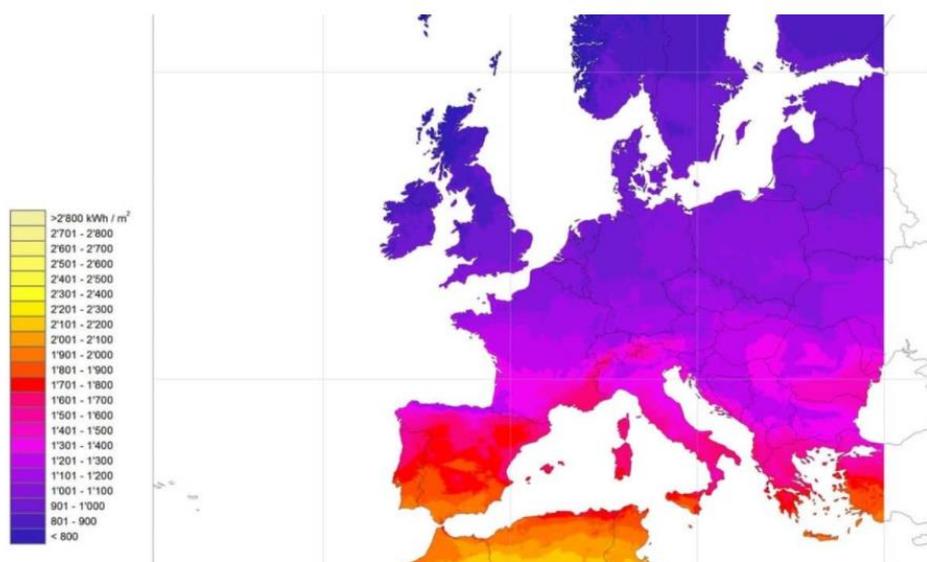


Ilustración 19. Irradiación en Europa. Fuente: [20]

Como se puede observar, las mayores horas de luz y la mayor irradiación en Europa se consigue al sur que es donde se encuentra situada España. Si nos centramos más en España podemos observar que la parte superior de España es la que tiene menos horas de luz y menor irradiación y a partir de esa zona ya se observa un número de horas de sol y niveles de irradiación bastante buenos, teniendo en cuenta que cuanto más al sur estemos mejores niveles de radiación tendremos. Este hecho hace que España sea un excelente lugar para implementar este tipo de generación de energía.

La primera instalación fotovoltaica se estableció en San Agustín de Guadalix. Esta instalación la llevo a cabo Iberdrola y era una instalación fotovoltaica conectada a red. Dicha instalación tenía una potencia de 100KWp y a partir de esta instalación se empezó a impulsar la investigación de esta tecnología.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica no se empezaron a incrementar en gran medida en España hasta el año 2007 como podemos observar en la siguiente imagen:

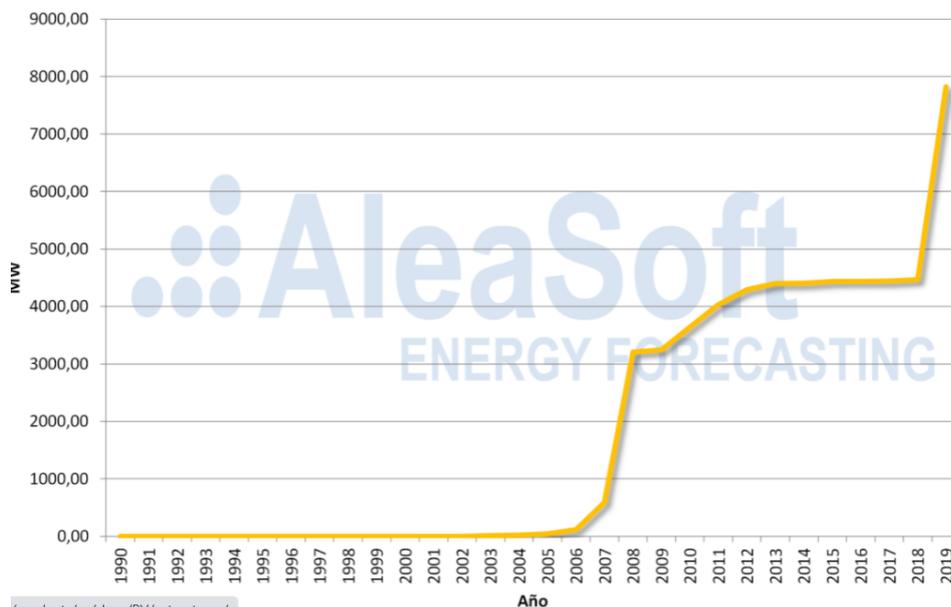


Ilustración 20. Potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: [21]

Este hecho fue debido a que a partir de 2007 se aprobó fijar unas primas y una tarifa regulada fija por la cual tener una instalación fotovoltaica salía muy beneficioso. En 2013, el crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en España sufrió un estancamiento debido a que se impuso un

impuesto del 7% sobre la generación y, por lo tanto, este tipo de instalaciones ya no resultaba tan beneficioso. Dicho impuesto fue eliminado en octubre de 2018 lo que provocó una vuelta a la subida de la potencia fotovoltaica instalada en España, pero se volvió a poner este impuesto en marzo de 2019. A pesar de los frenos legales, la fotovoltaica no se estancó y siguió progresando debido al abaratamiento de los paneles solares y el progreso tecnológico de eficiencia de estas que por sí sola ya las hace rentables para vender energía directamente en el mercado sin necesidad de primas.

En la siguiente imagen se puede observar cómo ha ido evolucionando tanto la producción con energías no renovables, así como la producción con energías renovables. Como podemos ver, en los últimos años la diferencia entre ambas producciones se va haciendo menor gracias, en buena parte, al aumento de la potencia de la energía fotovoltaica en los últimos años en España.

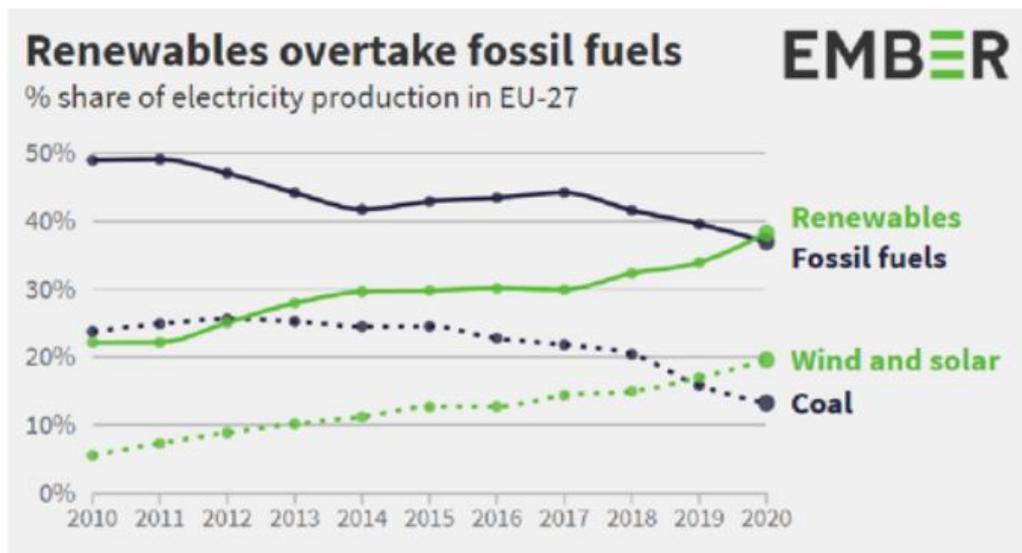


Ilustración 21. Comparativa entre producción con energías renovables y no renovables. Fuente: [22]

### 5.5. Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España

En España, tras haber sido aprobado el real decreto 15/2018 y su posterior actualización en el real decreto 24/2019 se ha visto incrementado el uso de instalaciones de autoconsumo en España.



Ilustración 22. Instalación fotovoltaica de autoconsumo. Fuente:[23]

En 2019 se instalaron 459 MW de potencia fotovoltaica para autoconsumo lo que duplica la potencia instalada en 2018 que fue de 235MW y en 2020 se instalaron 596MW de potencia fotovoltaica para autoconsumo en España lo que supone un crecimiento respecto al año anterior.

El autoconsumo es una pieza principal para llevar a cabo la transición energética y, por lo tanto, es fundamental el continuo estudio y mejoras de esta tecnología, así como las incentivos para aumentar el uso de esta tecnología.

El autoconsumo, en los últimos años ha demostrado su competitividad especialmente en el sector industrial y comercial, donde más se ha apostado por este tipo de tecnología para reducir los gastos energéticos y aumentar su competitividad.

En los próximos años se espera que la potencia instalada de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España siga creciendo tras el acuerdo de París y la posterior aprobación de la ley 7/2021 por la cual se apuesta por la transición energética y reducción de la contaminación.

## 5.6. Ventajas e inconvenientes de la tecnología solar fotovoltaica

### 5.6.1. Ventajas

- Es una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente.
- La energía excedentaria se puede comercializar.
- Es modular, es decir, que dependiendo de cada situación se pueden poner paneles más pequeños o grandes y de mayor potencia o de menor potencia dependiendo de la energía que se desee generar.
- Las instalaciones solares fotovoltaicas son muy duraderas. Un módulo fotovoltaico puede llegar a durar más de 30 años por lo que normalmente se va a rentabilizar la instalación sin problemas.
- Este tipo de tecnología cada vez se está haciendo más económica. En sus inicios el coste de la instalación era bastante elevado, pero a través de la investigación se está logrando abaratar cada vez más el coste de las placas.
- Con el objetivo de que se realice la transición energética el gobierno da una serie de subvenciones para hacer a esta tecnología más atractiva a ojos del consumidor y para que resulte más rentable, por lo que si nuestra instalación cumple una serie de requisitos recibiremos subvenciones e incluso se podrá tener desgravaciones fiscales.
- Es una fuente de energía inagotable ya que es obtenida de la radiación solar.
- Tiene muy pocos gastos de mantenimiento.
- En instalaciones de autoconsumo te permite producir tu propia energía y abaratar el coste de la factura de la luz.
- Nos permite ofrecer un suministro eléctrico en áreas a las que no llega la red del Sistema Eléctrico Nacional. Este suceso es muy habitual en ámbitos rurales.

- Contribuye a la creación de puestos de trabajo.

#### 5.6.2. Desventajas

- La inversión inicial es muy importante. El coste de las placas es muy elevado, aunque conforme va pasando el tiempo se intenta abaratar cada vez más el coste de estas. En las instalaciones de autoconsumo no conectadas a red es habitual el uso de baterías para almacenar la energía excedentaria que produzca la instalación y utilizar esta cuando se necesite. El coste de dichas baterías es muy elevado lo que hace que se encarezca bastante la instalación. Además, estas baterías tienen una vida útil que ronda de 5 a 10 años por lo que en el futuro será necesario el cambio de dichas baterías.
- Este tipo de tecnología es variable. Produce energía dependiendo de la radiación que haya en cada momento por lo que no se puede determinar la energía que se va a producir en un periodo determinado.
- Las placas solares tienen una eficiencia baja. Tan solo la quinta o cuarta parte de la energía solar que llega a los paneles solares se convierte en electricidad. Con el paso del tiempo y a través del estudio de esta tecnología se está intentando mejorar poco a poco la eficiencia de las placas solares.
- La energía solar es inagotable pero los paneles solares no. Estos pueden llegar a tener una vida útil de unos 30 años.
- La fabricación y el transporte de los paneles solares tienen un efecto medioambiental negativo.

## 6. Dimensionado de las instalaciones solares fotovoltaicas

### 6.1. Introducción

En este apartado se va a realizar el diseño de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a red para los dos escenarios propuestos para estudio. Para ello, se tendrá que obtener el ángulo óptimo de captación de la radiación de los paneles y la potencia óptima con la que obtendremos mayor ahorro de energía.

Para ello, haremos uso del programa PVsyst con el que podremos simular la instalación solar fotovoltaica para los escenarios propuestos para estudio obteniendo unos valores lo más aproximados posible a la realidad de la generación de la instalación, así como, lo que consumirá el edificio tanto de la red como de nuestra instalación y la energía excedentaria que se inyectará a la red.

A continuación, se hará un estudio para ver el ahorro que se obtendrá para las diferentes situaciones propuestas y se compararan para ver el ahorro y que situación es más beneficiosa.

## 6.2. Elección de emplazamiento y dimensionado de la instalación

Lo primero que se va a hacer es elegir el tipo de instalación que se va a plantear. En nuestro caso, en ambos escenarios se va a plantear una instalación conectada a red.

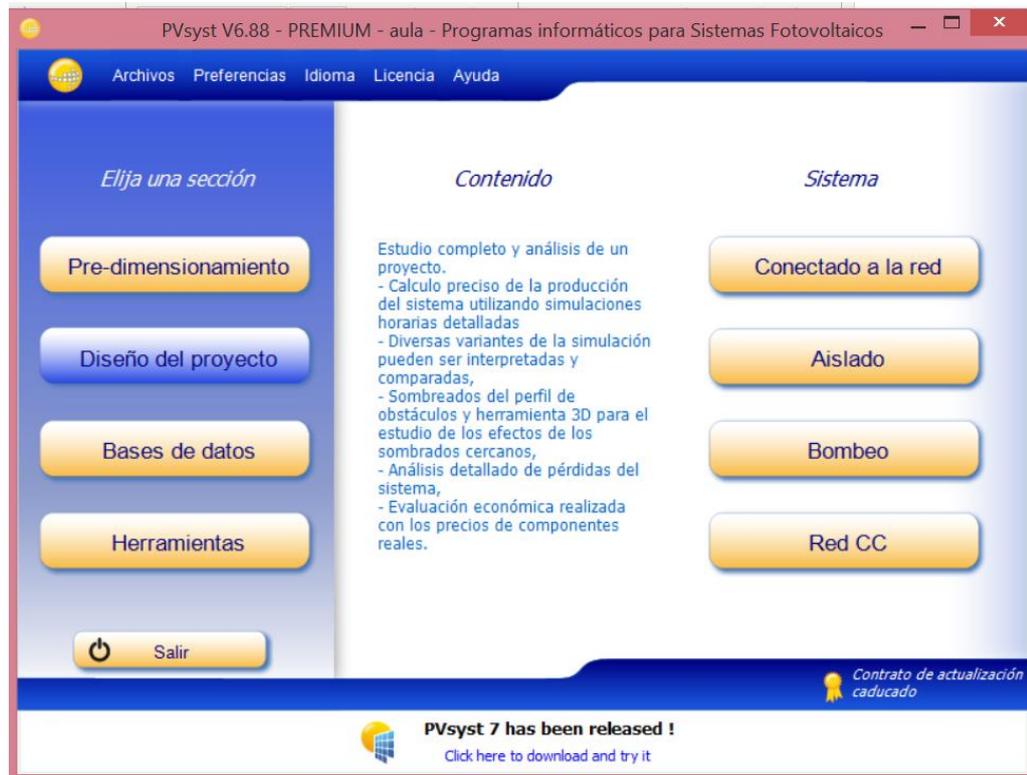


Ilustración 23. Diseño del proyecto de PVsyst. Fuente: [8]

Una vez hemos elegido el tipo de instalación que vamos a simular se procederá a elegir el emplazamiento en el que se va a establecer la

instalación solar fotovoltaica. En este caso, ambos escenarios se van a establecer en la provincia de Ávila y se pondrá las coordenadas geográficas de la parcela en la que se establecerá.

A continuación, se deberán meter los datos meteorológicos del emplazamiento donde se va a establecer la instalación. En este caso, se han elegido los datos proporcionados por la base de datos de la NASA. Este proceso es muy importante porque cada emplazamiento tiene unos datos meteorológicos que distan en gran medida de otras zonas por lo que se debe elegir correctamente las coordenadas para que la simulación sea lo más correcta posible y se puedan obtener los valores más cercanos a la realidad.

Ambos escenarios propuestos para estudio se encuentran orientados hacia el Sur.

En cuanto al techo donde se van a establecer las placas, varía según el escenario propuesto a estudio:

- Nave industrial: El techo está formado por triángulos que tienen una inclinación de 35°.

Orientación	0°
Inclinación	35°

Tabla 8. Orientación e inclinación nave industrial. Fuente: Elaboración propia

- Bloque de viviendas: El techo del edificio tiene una inclinación de 35°.

Orientación	0°
Inclinación	35°

Tabla 9. Orientación e inclinación bloque de viviendas. Fuente: Elaboración propia

Una vez hemos elegido el emplazamiento e introducido los datos meteorológicos nos aparecerá la siguiente pantalla:

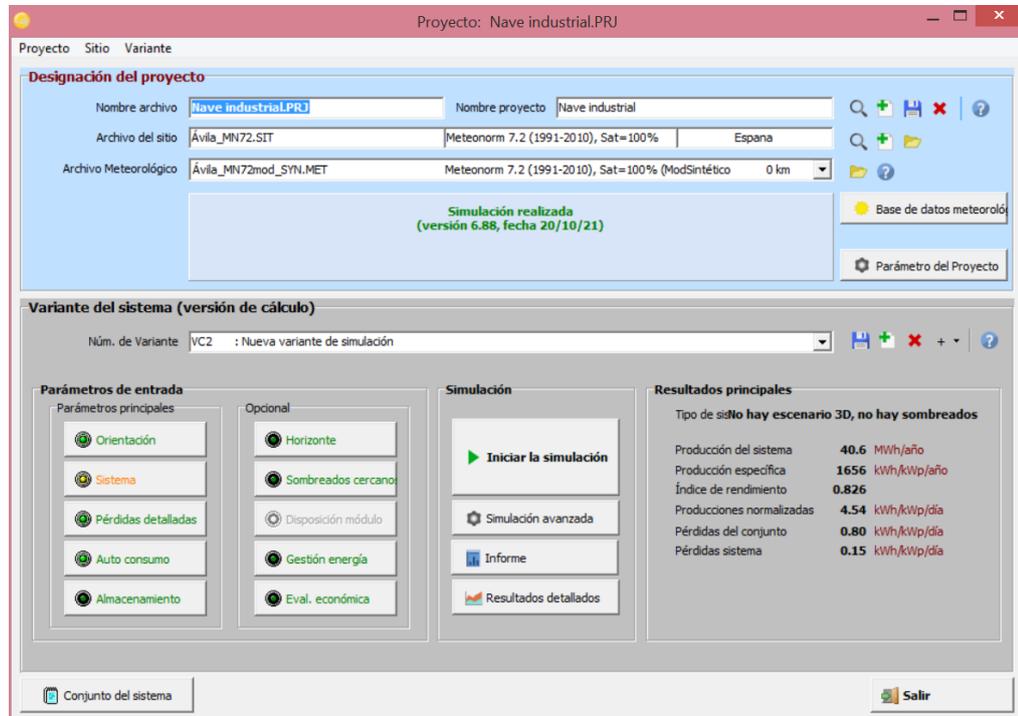


Ilustración 24. Panel de control de PVsyst. Fuente: [8]

Como se puede observar en la imagen anterior, en el panel de control se encuentran las herramientas necesarias para el diseño de la instalación.

### 6.3. Selección de la orientación de la instalación

En primer lugar, se ha de elegir el tipo de paneles que se quieren establecer en la instalación. En nuestro caso, se van a elegir paneles en un plano inclinado fijo. A continuación, se establece la orientación e inclinación de los paneles solares. Para ello, se tendrá que buscar la óptima para cada uno de los escenarios propuestos para estudio con la cual se recoja la mayor cantidad de irradiación solar.

En ambos casos, al situarse en el mismo emplazamiento y orientados ambos hacia el sur, el ángulo azimut óptimo será  $0^\circ$  y la inclinación óptima en ambos casos será de  $35^\circ$ .

Estos datos se han calculado a partir de la optimización mostrada por PVsyst como podemos observar en la siguiente imagen:

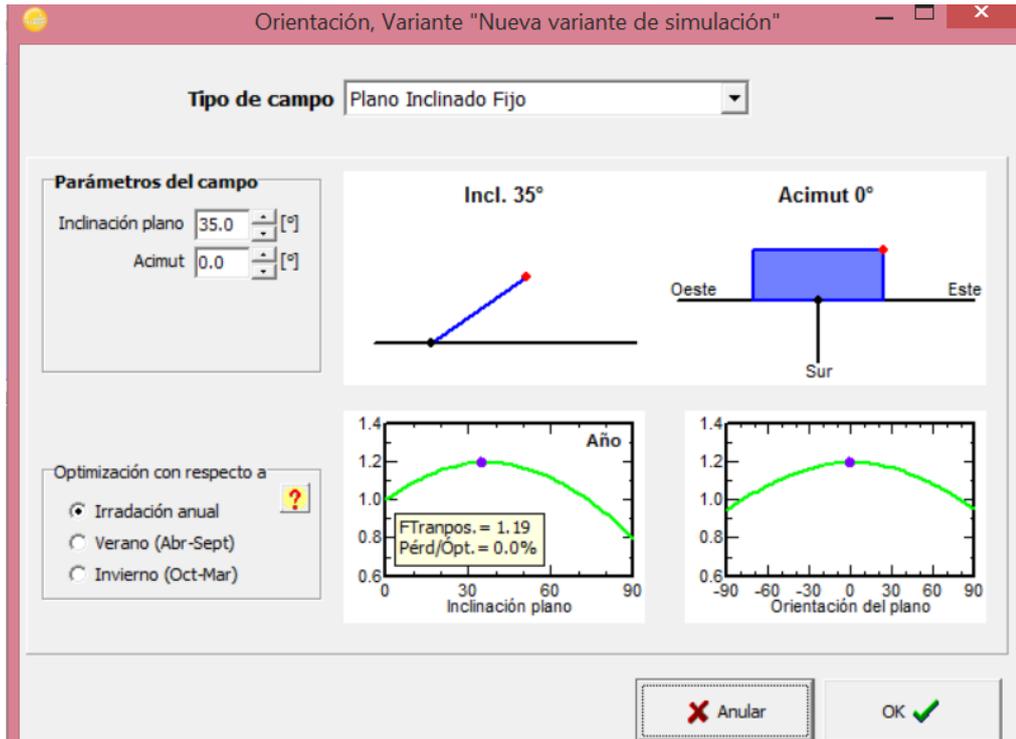


Ilustración 25. Cuadro de orientación en PVsyst. Fuente: [8]

En ella habrá que poner especial atención a las dos gráficas establecidas en la parte inferior de la imagen. Para saber cuál es la inclinación y el ángulo azimut óptimo se deberá ir variando dichos valores observando la evolución del punto morado en las gráficas. Cuando dicho punto se encuentre en la posición más elevada de la curva significará que esos valores serán la inclinación óptima y el ángulo azimut óptimo.

En nuestro caso hemos elegido las placas con plano inclinado fijo para que el coste no se incremente demasiado y para no poner excesivo peso sobre el techo del edificio, pero el programa nos permite trabajar con más opciones:

- Varias orientaciones: Esta opción sirve para aquellos casos en los que la superficie donde se van a establecer las placas tiene diferentes ángulos de inclinación y por lo tanto hay que establecer un subcampo fotovoltaico para cada una de esas inclinaciones.
- Ajustes de inclinación estacional: Esta opción es para variar el ángulo de inclinación de las placas solares de forma automática según la estación en la que nos encontremos. Con ello, se consigue un mayor aprovechamiento y generación de energía. El inconveniente que tienen este tipo de instalaciones fotovoltaicas es que son instalaciones más caras.

- Cobertizos ilimitados: Esta opción consiste en situar filas de placas fotovoltaicas de forma consecutiva. Este tipo de instalaciones tienen el inconveniente de que las filas de delante en momentos determinados produzcan sombras a las filas de detrás. Por ello, hay que calcular el espacio entre las filas para evitar que se produzcan dichas sombras.
- Seguimiento en un solo eje: Este tipo de placas solares nos permiten mover la placa bien en el eje X o bien en el eje Y. Se ira moviendo en el eje que este destinado a lo largo del día de forma automática para conseguir estar siempre en el ángulo óptimo, ya sea en inclinación o en el ángulo azimut, para captar la radiación solar. Este tipo de instalaciones tienen el inconveniente de ser más caras.
- Seguimiento en dos ejes: Este tipo de placas solares nos permiten mover las placas tanto en el eje X como en el eje Y de forma automática. Con ello se consigue alcanzar para cada momento el ángulo óptimo para captar la máxima radiación posible y, por lo tanto, generar mayor energía eléctrica. El inconveniente de este tipo de tecnología es que son mucho más caros que los anteriormente propuestos.

#### 6.4. Elección de módulos e inversor

En este apartado se elegirá el tipo de módulos y el inversor que se va a utilizar en la instalación. Para ello, nos meteremos en la carpeta que pone sistema.

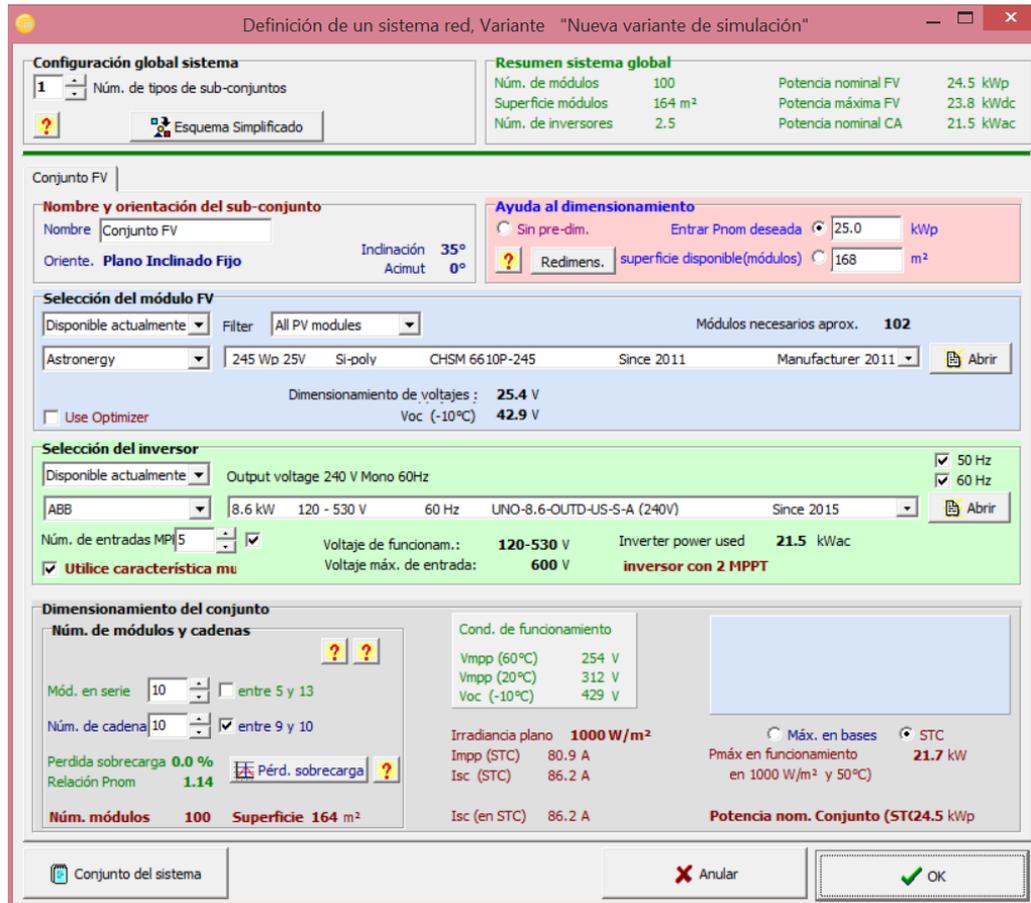


Ilustración 26. Cuadro de sistema en PVsyst. Fuente: [8]

En esta carpeta lo primero que se hará es determinar la potencia pico que queremos en nuestra instalación o la superficie que va a ocupar para determinar el número de módulos que harán falta y de que potencia cada uno.

Para determinar la potencia pico óptima de cada uno de los casos propuestos, iremos variando dicha potencia y viendo el ahorro anual que se conseguiría con respecto a no tener placas solares. A medida que se vaya aumentando esta potencia pico aumentará el ahorro conseguido hasta llegar a un pico a partir del cual empezará a disminuir el ahorro anual. Esto se deberá a que, cuanto mayor potencia tenga la instalación mayor será el coste de esta y aunque se produzca más energía esta no se aprovecha en la instalación y, por lo tanto, se vende a la red siendo el precio de venta menor que el de compra de la red. Ese pico será la potencia pico óptima para nuestra instalación.

Así, se ha ido variando la potencia de la instalación fotovoltaica y calculando el ahorro anual obteniendo las siguientes gráficas que nos permiten conocer la potencia óptima para cada uno de los escenarios:

- Nave industrial antes del RD148/2021:

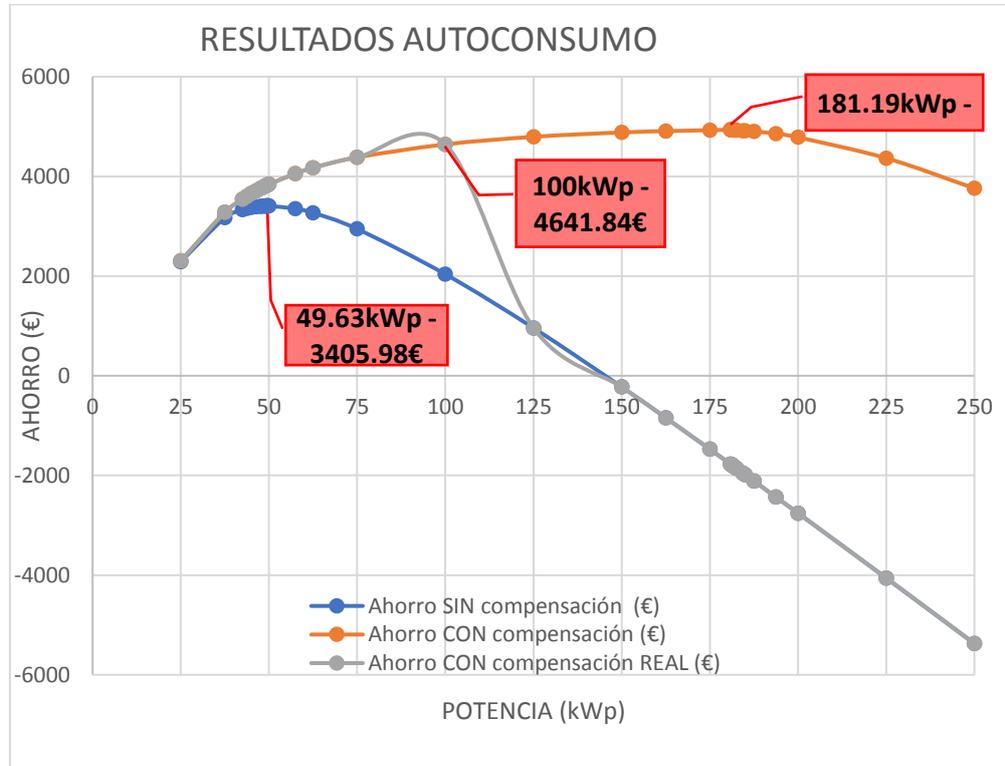


Ilustración 27. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24]

- Nave industrial después del del RD148/2021:

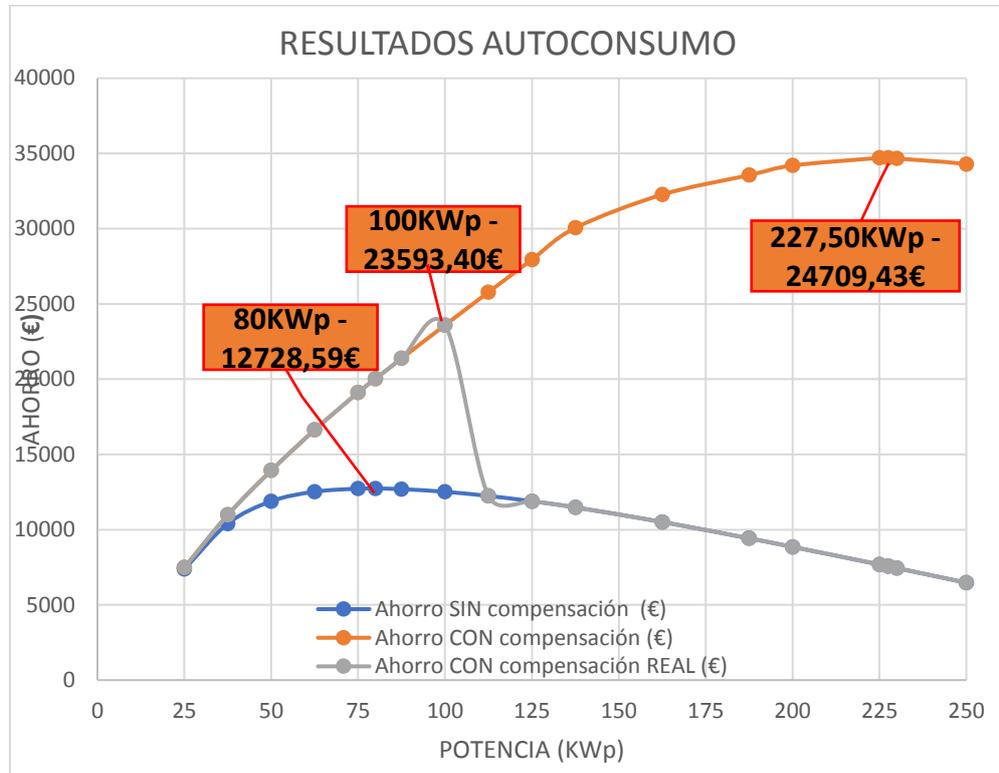


Ilustración 28. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24]

- Bloque de viviendas antes del del RD148/2021:

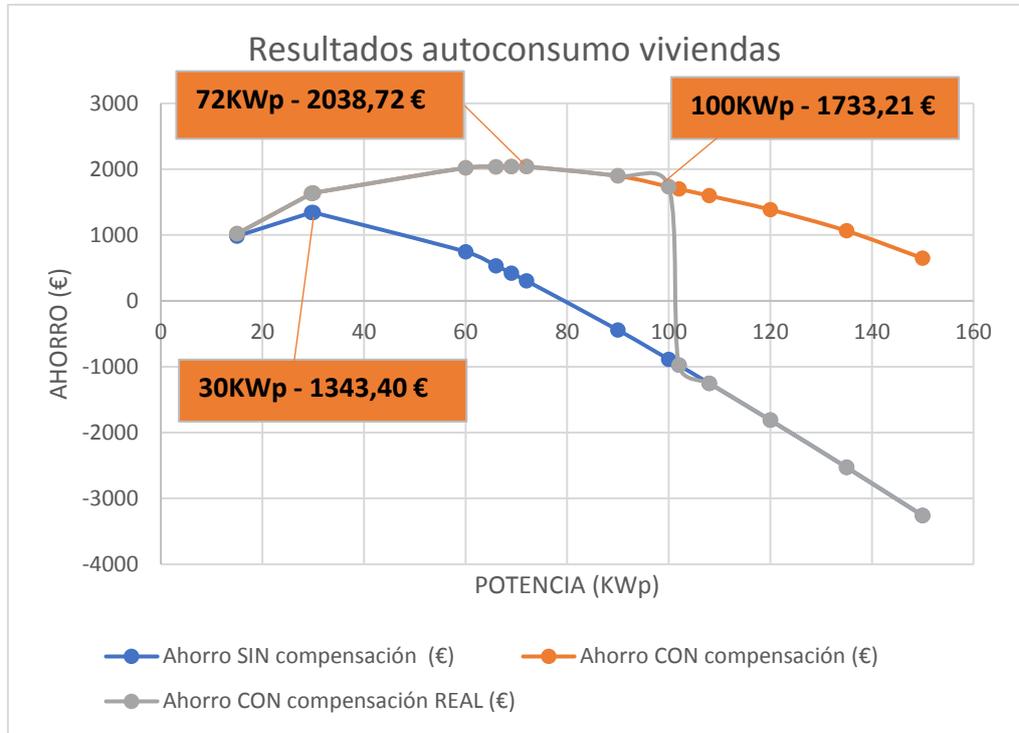


Ilustración 29. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24]

- Bloque de viviendas después del del RD148/2021:

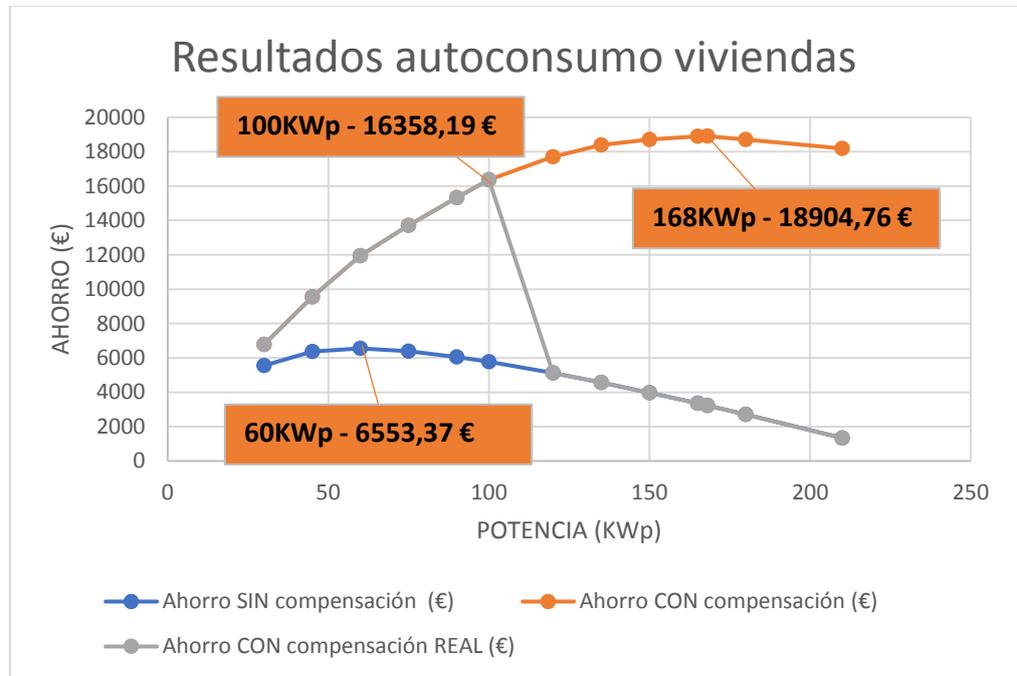


Ilustración 30. Gráfica de ahorro en función de la potencia de la instalación fotovoltaica. Fuente: [24]

En dichas gráficas se representan tres tipos de casos:

- Ahorro sin compensación: Es el ahorro que se obtiene si la instalación no vende a la red la energía sobrante.
- Ahorro con compensación: Es el ahorro que se obtiene si la instalación vende toda la energía sobrante a la red.
- Ahorro con compensación real: En la realidad, la compensación solo se admite para instalaciones con potencias iguales o inferiores a 100KWp por lo que solo puede atenerse a compensación aquellas instalaciones fotovoltaicas con potencias inferiores o iguales a 100KWp.

De estas tres gráficas, las interesantes serán el ahorro sin compensación y el ahorro con compensación real y son las potencias óptimas que procederemos a estudiar a fondo y comparar los ahorros obtenidos para ver cuál es más rentable.

Escenario	Potencia óptima (KWp)
Nave industrial sin acogerse a compensación antes del RD148/2021	49,63
Nave industrial acogiéndose a compensación antes del RD148/2021	100
Nave industrial sin acogerse a compensación después del RD148/2021	80
Nave industrial acogiéndose a compensación después del RD148/2021	100
Bloque de viviendas sin acogerse a compensación antes del RD148/2021	30
Bloque de viviendas acogiéndose antes del RD148/2021	72
Bloque de viviendas sin acogerse a compensación después del RD148/2021	60
Bloque de viviendas acogiéndose a compensación después del RD148/2021	100

Tabla 10. Tabla de potencias óptimas para cada escenario. Fuente: Elaboración propia

Una vez se ha elegido la potencia pico de nuestra instalación para cada uno de los escenarios, procederemos a elegir el tipo de módulo que se va a utilizar en la misma. Para ello compararemos precios y calidad de los módulos entre los distintos fabricantes y se elegirá el que más nos convenga para su instalación. Finalmente, hemos escogido un módulo de la marca Astronergy para cada uno de los escenarios. Sus características varían dependiendo la potencia que se necesite en cada módulo. Dichas características para cada una de las potencias que se van a estudiar serán:

- Nave industrial con una potencia de 49,63 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-240
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	240,0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.590
Punto de potencia máximo (A)	8.130
Voltaje de potencia máximo (V)	29.54
Corriente de potencia máxima (A)	8,02
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652

Tabla 11. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Nave industrial con una potencia de 100 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-245
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	245,0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8,620
Punto de potencia máximo (A)	8,200
Voltaje de potencia máximo (V)	29,92

Corriente de potencia máxima (A)	8,20
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 12. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Bloque de viviendas con una potencia de 30 KWp:

Modelo	CHSM 6610M-240
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	240,0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.580
Punto de potencia máximo (A)	8.080
Voltaje de potencia máximo (V)	29.75
Corriente de potencia máxima (A)	8,01
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 13. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Bloque de viviendas con una potencia de 72 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-245
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	245,0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.620
Punto de potencia máximo (A)	8.200
Voltaje de potencia máximo (V)	29.92
Corriente de potencia máxima (A)	8,08
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 14. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Nave industrial con una potencia de 80 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-240
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	240.0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.590
Punto de potencia máximo (A)	8.130

Voltaje de potencia máximo (V)	29.54
Corriente de potencia máxima (A)	8,02
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 15. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Nave industrial con una potencia de 100 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-240
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	240.0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.590
Punto de potencia máximo (A)	8.130
Voltaje de potencia máximo (V)	29.54
Corriente de potencia máxima (A)	8,02
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 16. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Bloque de viviendas con una potencia de 60 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-240
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	240.0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.590
Punto de potencia máximo (A)	8.130
Voltaje de potencia máximo (V)	29.54
Corriente de potencia máxima (A)	8,02
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 17. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- Bloque de viviendas con una potencia de 100 KWp:

Modelo	CHSM 6610P-240
Fabricante	Astronergy
Tipo	Policristalino
Potencia nominal (Wp)	240.0
Tolerancia (%)	+/- 3
Condición de referencia ( $W/m^2$ )	1000
Corriente de cortocircuito (A)	8.590

Punto de potencia máximo (A)	8.130
Voltaje de potencia máximo (V)	29.54
Corriente de potencia máxima (A)	8,02
Voltaje máximo (V)	1000
Largo (mm)	1652
Ancho (mm)	994
Espesor (mm)	45
Peso (Kg)	20

Tabla 18. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

Por último, se va a elegir el tipo de inversor necesario para la instalación. Este elemento es fundamental ya que es el que se va a encargar de transformar la corriente continua producida por las placas fotovoltaicas en corriente alterna para que pueda ser utilizada tanto en nuestra instalación como para enviársela a la red en caso de que se tenga energía excedentaria.

A la hora de elegir el inversor a establecer en la instalación debemos tener en cuenta que la potencia de este tiene que ser algo menor que la potencia pico de la instalación. Para ello, iremos probando distintas potencias menores que la potencia pico de la instalación y el propio PVsyst nos irá diciendo si el inversor es suficiente o por lo contrario está subdimensionado o sobredimensionado.

En este último caso iremos bajando o subiendo la potencia hasta que el programa nos diga que ese inversor es suficiente para nuestra instalación. Una vez elegido el inversor, el propio PVsyst dimensiona automáticamente la instalación según el tipo de módulo fotovoltaico, la potencia de cada módulo fotovoltaico, la potencia elegida para el inversor y la potencia pico elegida para la instalación.

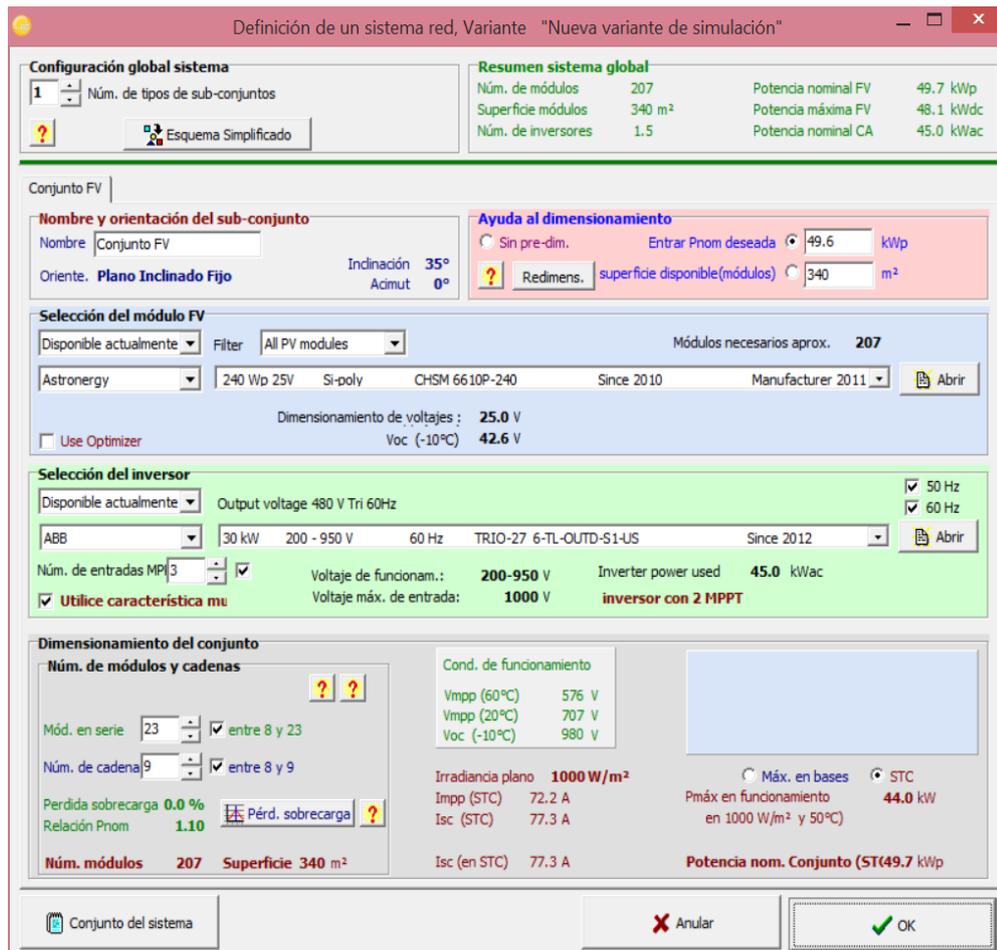


Ilustración 31. Cuadro de sistema en PVsyst. Fuente: [8]

## 6.5. Autoconsumo

Una vez hemos elegido todos los parámetros de la instalación solar fotovoltaica a instalar vamos a ir al apartado de autoconsumo. En él lo que se debe introducir son los consumos que tiene el edificio para el cual vamos a diseñar la instalación fotovoltaica. Dichos consumos serán los consumos del edificio propuesto para estudio durante un año y estos se introducirán en PVsyst mediante un archivo Excel con dichos datos.

En el caso de la industria, los consumos suelen ser durante todo el año bastante constantes y el mes que más varía es en agosto donde se alcanzan consumos máximos cercanos a 40000 Wh. Aun así, esto solo ocurre en los meses de verano y el resto del año los consumos máximos suelen andar entre los 20000 y los 30000 Wh por lo que la potencia inicial a partir de la cual, se hallará la potencia óptima para cada escenario de la industria, será de 25000 Wh.

En el caso de las viviendas, los consumos ya no son tan constantes si no que dependiendo de cada momento del día se producen picos de potencia y se producen mínimos. Si nos fijamos, la mayor parte del año se van trabajar con consumos de 30000 Wh aunque a veces hay consumos menores y también mayores y, por lo tanto, la potencia inicial para esta instalación será de 30000 Wh.

A continuación, se muestran los consumos de algunos meses del año que nos permiten observar lo descrito anteriormente:

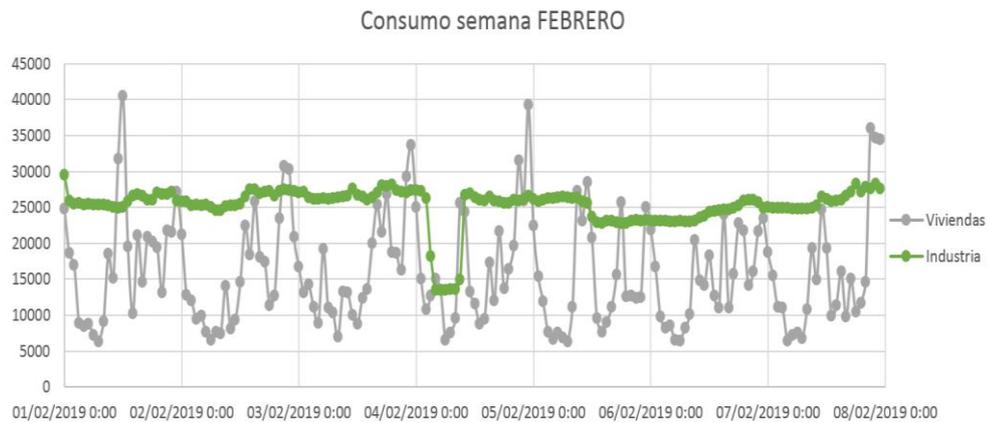


Ilustración 32. Consumos en el mes de febrero. Fuente: [25]

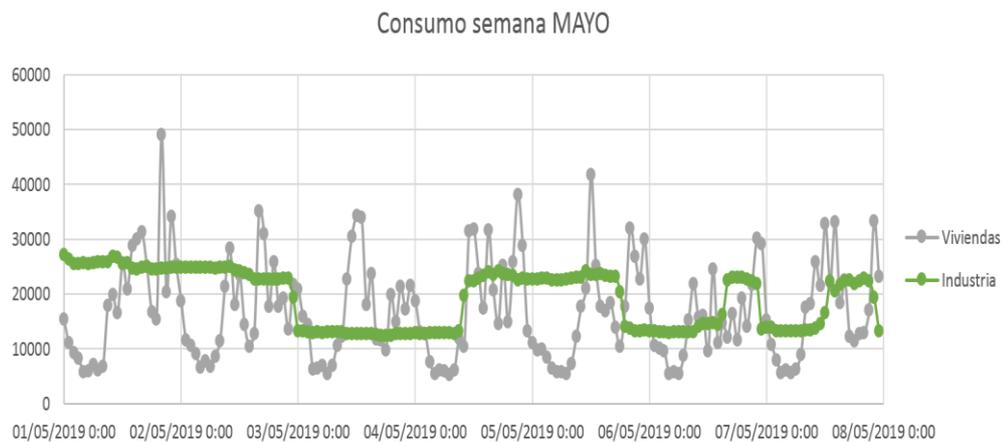


Ilustración 33. Consumos en el mes de mayo. Fuente: [25]

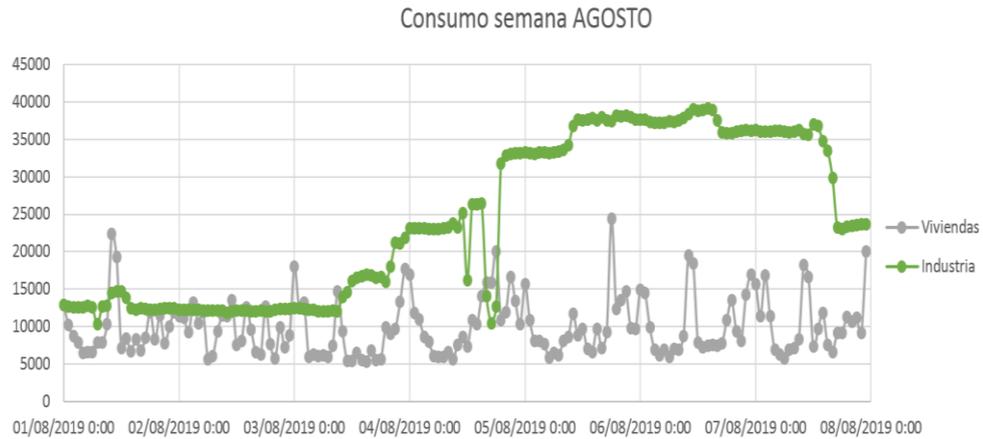


Ilustración 34. Consumos en el mes de agosto. Fuente: [25]

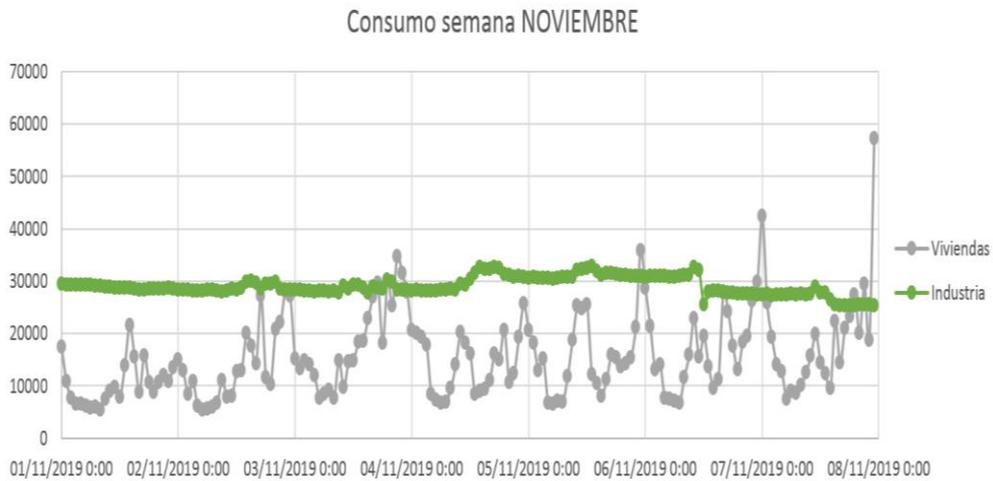


Ilustración 35. Consumos en el mes de noviembre. Fuente: [25]

A partir de estos datos y de la producción anual que simulamos en PVsyst, el programa podrá determinar cuanta energía se consume de la instalación, cuanta se cede a la red y cuanta consumimos de la red. A partir de estos datos, se podrá realizar ya un estudio económico de la instalación calculando costes de cada consumo y podremos ver el ahorro final respecto a no tener dicha instalación.

### 6.6. Análisis del sombreado

En este apartado se va a proceder al estudio de posibles sombras que pudieran aparecer debidas a algún elemento cercano. Este estudio es muy importante ya que una sombra en algún momento dado podría hacer que ciertas placas dejarasen de producir y por lo tanto que se redujese la energía producida por las placas fotovoltaicas.

Para realizar este estudio, se atenderá a dos parámetros:

- Horizonte: En este apartado se introducen puntos de sombra situados en el horizonte del plano solar. En el lugar donde está ubicada la instalación no hay ningún elemento próximo que pudiese ocasionar sombras como podría ser el caso de que hubiese un edificio.

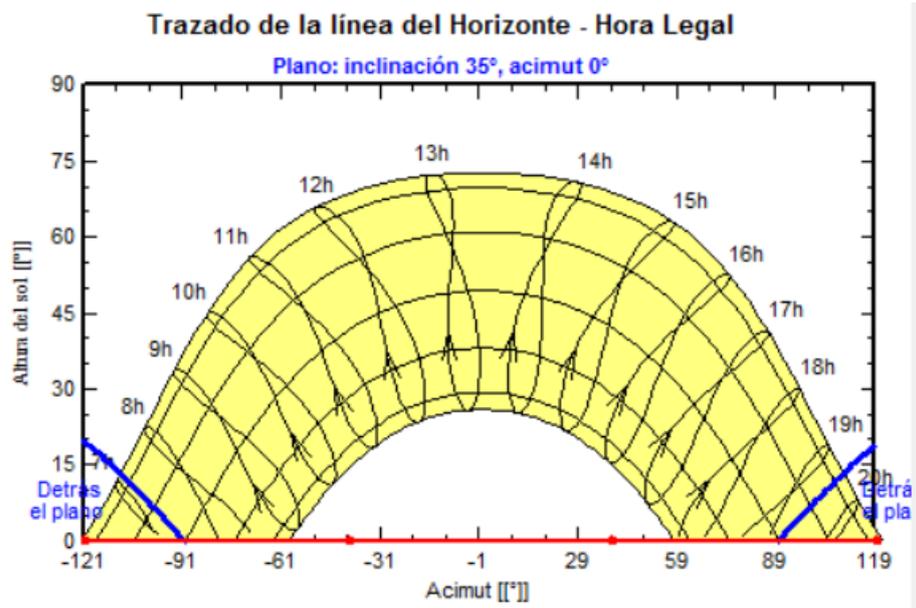


Ilustración 36. Trazado de la línea del horizonte. Fuente: [8]

- Sombreados cercanos: En este apartado se van a estudiar la influencia de las sombras cercanas sobre la instalación fotovoltaica. Este tipo de sombras cercanas podrían ser algún saliente del tejado, un árbol, una farola, algún edificio que se encuentre muy próximo, etc... que pudiesen causar algún tipo de sombra que afecte a la productividad de la instalación fotovoltaica.

Para realizar este estudio, se dibuja en un mapa 3D el edificio con sus medidas reales y todos aquellos elementos que pudiesen generar algún tipo de sombra sobre las placas fotovoltaicas.

En el caso de la nave industrial, la principal preocupación a la hora de tener objetos cercanos que pudiesen generar sombras sobre las placas fotovoltaicas es el tejado en forma de dientes de sierra.

Para ver esta simulación, se va a dibujar el edificio con sus medidas reales y a continuación se establecerán las placas en la posición que resulte más conveniente. En nuestro caso, nos conviene que las placas se pongan tumbadas ya que a lo ancho hay mucho espacio y así evitamos en todo lo posible que el tejado en forma de sierra de sombras a las placas solares.

Por último y tras saber el número de placas óptimo para nuestra instalación, deberemos determinar el número de placas que vamos a poner en cada uno de los dientes de sierra.

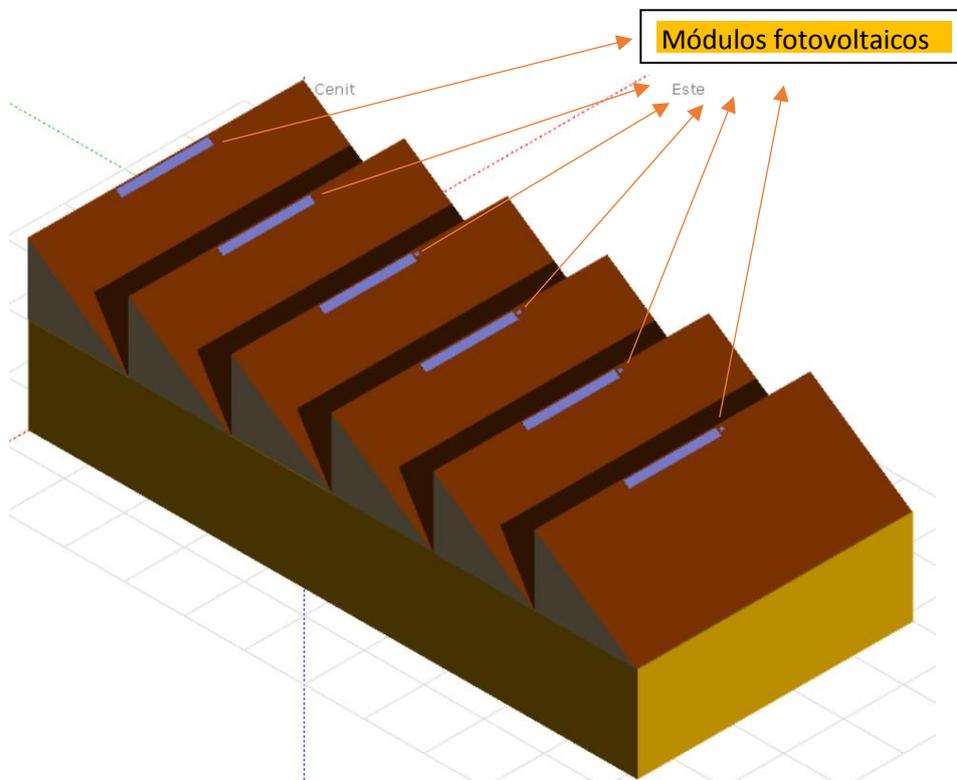


Ilustración 37. Nave industrial dibujada en 3D. Fuente: [8]

Una vez hecho, se procede a realizar la simulación del avance del sol durante todos los días del año para ver si se produce alguna sombra sobre nuestra instalación fotovoltaica y en qué medida va a afectar. Este análisis se hará a partir de la tabla del factor de sombreado y su gráfico. Estos dos factores pueden variar con la potencia de la instalación debido a que cuanto mayor sea la potencia de la instalación mayor número de módulos fotovoltaicos se tendrán que

establecer y por lo tanto se ocupará mayor superficie pudiendo dar lugar a más sombras. Así, para cada una de las potencias optimas establecidas para cada escenario de la nave industrial se obtendrán las siguientes tablas del factor de sombreado, así como sus respectivos gráficos:

- Potencia instalada de 49,63KWp:

Acmut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	1.000	1.000	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	1.000	1.000
10°	1.000	1.000	1.000	0.000	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000
2°	1.000	1.000	1.000	1.000	0.023	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000

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

Ilustración 38. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

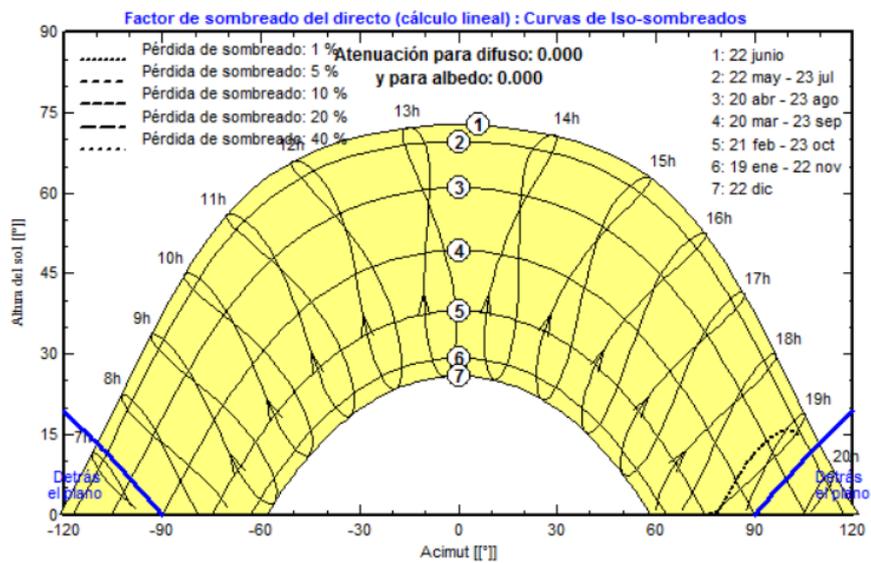


Ilustración 39. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

- Potencia instalada de 100KWp:

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	1.000	1.000	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	1.000	1.000
10°	1.000	1.000	1.000	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	1.000	1.000	1.000
2°	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.125	0.173	0.125	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Factor de sombreado para difuso: 0.003 y para albedo: 0.083

Ilustración 40. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

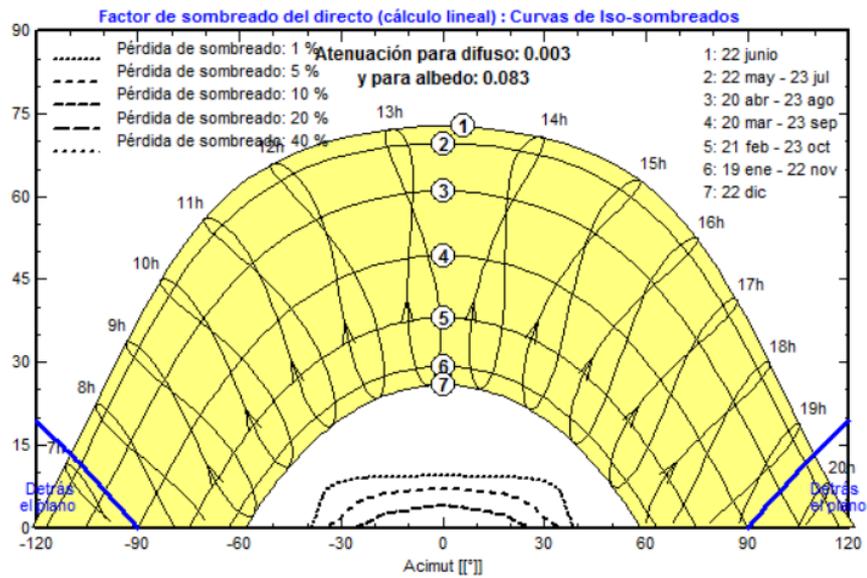


Ilustración 41. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

- Potencia instalada de 80KWp:

Acimut	-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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	1.000	1.000	0.000	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000
10°	1.000	1.000	1.000	0.008	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	1.000	1.000	1.000
2°	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.007	0.288	0.383	0.429	0.383	0.288	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Factor de sombreado para difuso: 0.010 y para albedo: 0.312

Ilustración 42. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

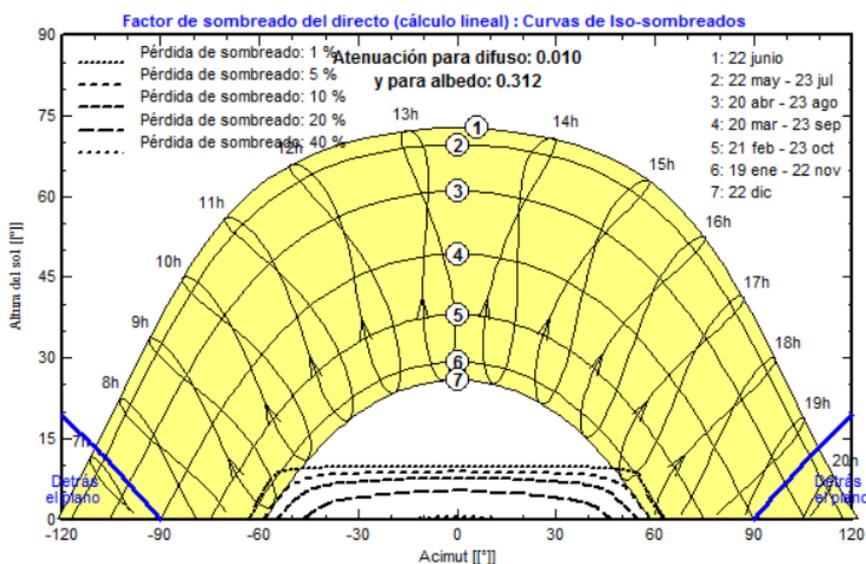


Ilustración 43. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

Si se observa la tabla del factor de sombreado y su diagrama de cada una de las potencias óptimas de los escenarios propuestos para estudio, se puede ver que para la inclinación del plano y acimut óptimos no se producirán ningún tipo de sombras debidas al tejado en forma de dientes de sierra que era la parte que nos preocupaba a la hora del sombreado sobre la instalación fotovoltaica.

En el caso del bloque de viviendas, el principal inconveniente se da en la salida de humos del bloque de viviendas. Esta se hace a partir de una chimenea situada en el tejado. Dicha chimenea se encuentra situada en la vertiente del tejado donde se proponen establecer las placas fotovoltaicas lo que puede generar sombras sobre los módulos fotovoltaicos de la instalación.

Para ver esta simulación, se va a dibujar el edificio con sus medidas reales y a continuación se establecerán las placas en la posición que resulte más conveniente.

Por último y tras saber el número de placas óptimo para nuestra instalación, deberemos determinar la posición de las placas y la ubicación óptima para evitar en la medida de lo posible que se produzcan sombras sobre nuestra instalación.

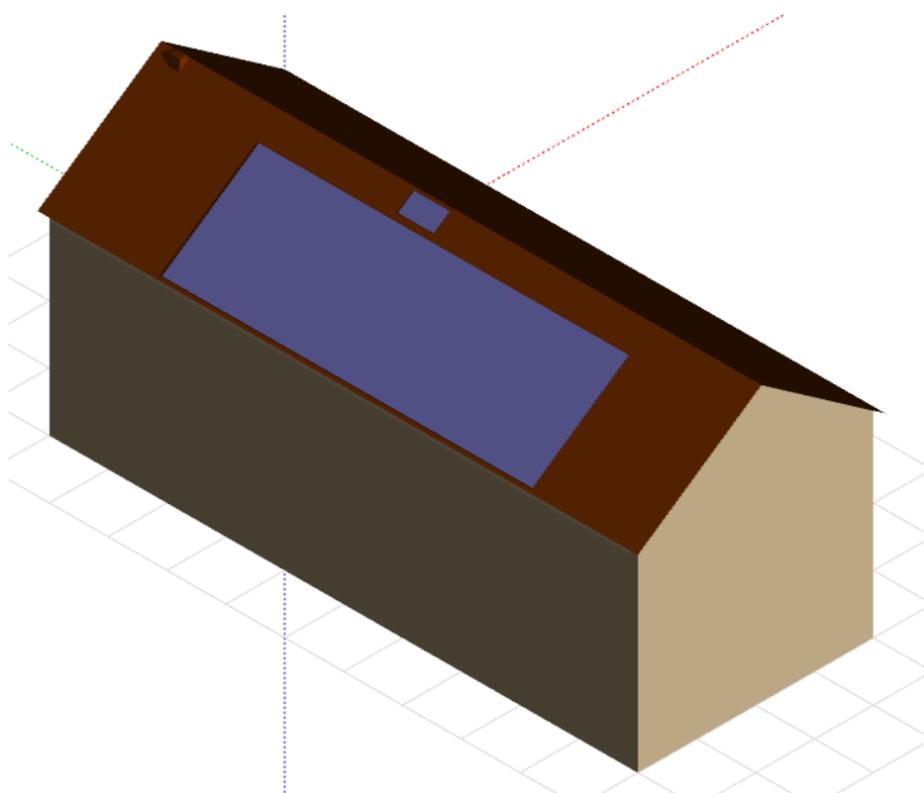


Ilustración 44. Bloque de viviendas dibujada en 3D. Fuente: [8]

Una vez hecho, se procede a realizar la simulación del avance del sol durante todos los días del año para ver si se produce alguna sombra sobre nuestra instalación fotovoltaica y en qué medida va a afectar. Este análisis se hará a partir de la tabla del factor de sombreado y su gráfico. Estos dos factores pueden variar con la potencia de la instalación debido a que cuanto mayor sea la potencia de la instalación mayor número de módulos fotovoltaicos se tendrán que establecer y por lo tanto se ocupará mayor superficie pudiendo dar lugar a más sombras. Así, para cada una de las potencias optimas establecidas para cada escenario del bloque de viviendas se obtendrán las siguientes tablas del factor de sombreado, así como sus respectivos gráficos:

- Potencia instalada de 30KWp:

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	0.000	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000							

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

Ilustración 45. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

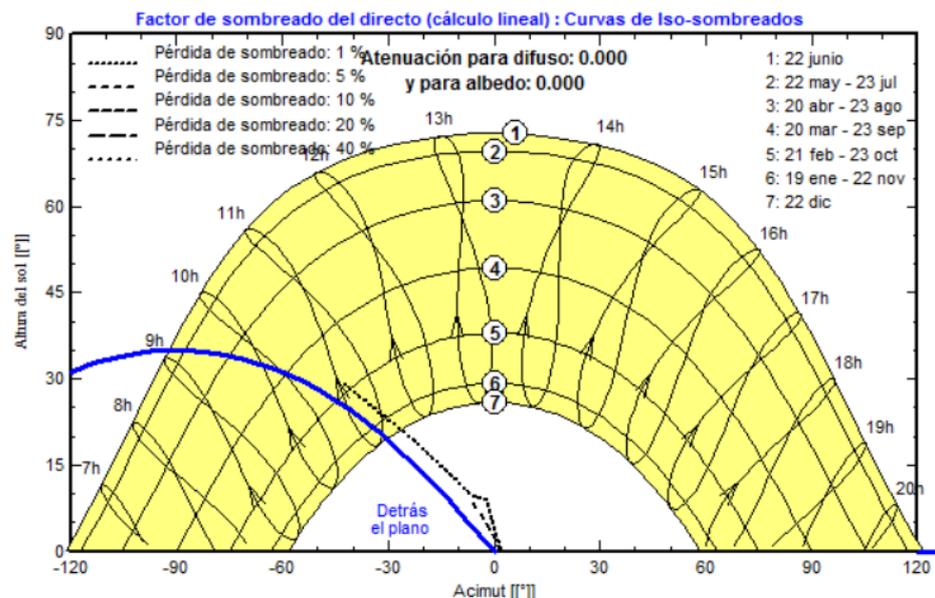


Ilustración 46. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

- Potencia instalada de 72KWp:

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	0.000	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	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
10°	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000							

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

Ilustración 47. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

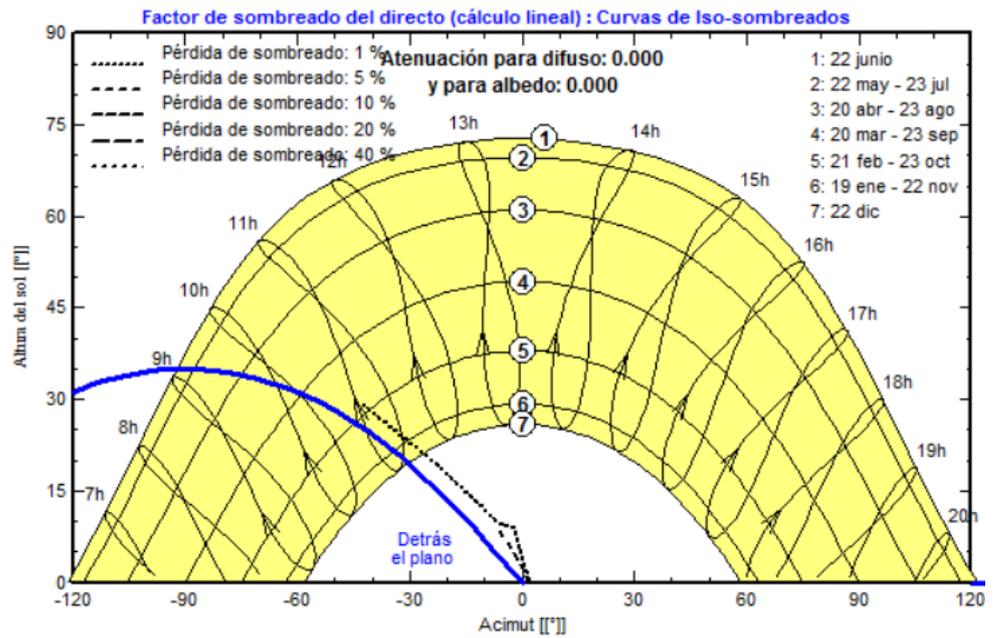


Ilustración 48. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

- Potencia instalada de 60KWp:

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	0.000	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	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
10°	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000							

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

Ilustración 49. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

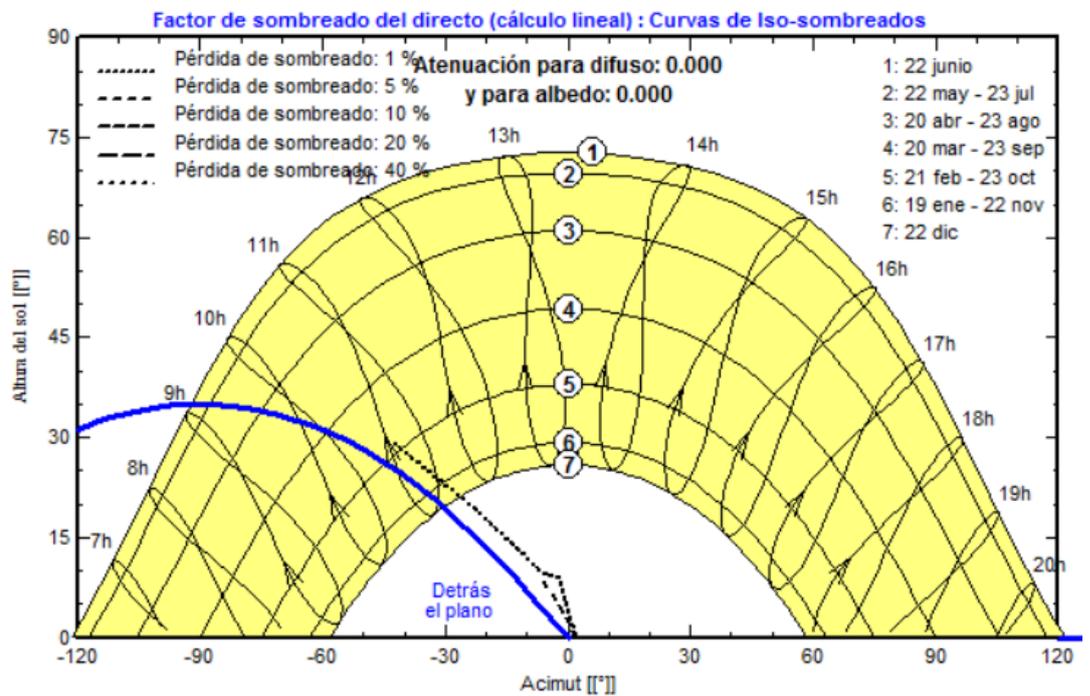


Ilustración 50. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

- Potencia instalada de 100KWp:

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
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°	0.000	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
70°	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
60°	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
50°	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
40°	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
30°	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
20°	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
10°	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
2°	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

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

Ilustración 51. Tabla del factor de sombreado. Fuente: [8]

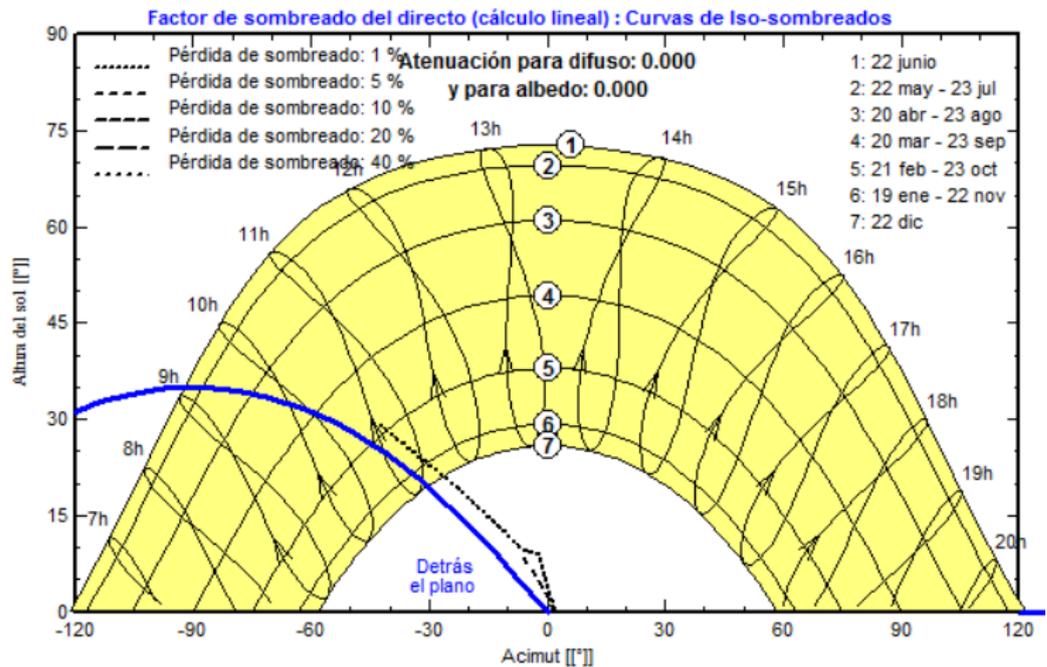


Ilustración 52. Diagrama de sombreado. Fuente: [8]

Si se observa la tabla del factor de sombreado y su diagrama de cada una de las potencias óptimas de los escenarios propuestos para estudio, se puede ver que para la inclinación del plano y azimut óptimos no se producirán ningún tipo de sombras debidas a la chimenea establecida en el tejado que era la parte que nos

preocupaba a la hora del sombreado sobre la instalación fotovoltaica.

El siguiente paso a seguir será realizar el cálculo eléctrico del factor de sombreado para ver los efectos que van a causar las sombras sobre la instalación fotovoltaica.

Este estudio es de vital importancia ya que a partir de él se van a poder observar las pérdidas debidas a sombras y se podrá conectar los módulos fotovoltaicos de tal manera que, en caso de que hubiese sombras, estas afectasen solamente a unos pocos módulos y reducir las pérdidas de la instalación fotovoltaica en la medida de lo posible. Este estudio se realizará a partir de PVsyst en el apartado “disposición de módulos”.

Lo primero será conectar los módulos entre sí según se requiera para obtener la potencia deseada de la instalación fotovoltaica. Para ello, se debe tener en cuenta que si un módulo está sombreado automáticamente los módulos que estén conectados en serie con éste van a trabajar como si también estuvieran sombreados, aunque no lo estén. Esto provocaría una gran pérdida en la generación de energía por parte de la instalación y, por lo tanto, una pérdida de rendimiento de esta.

Para reducir en todo lo posible las pérdidas por posibles sombreados sobre los módulos fotovoltaicos, se intentará conectar en serie todos aquellos módulos que sufran sombreados y se evitará en la medida de lo posible conectarlos en serie con aquellos que no se sombreadan nunca.

Para ello se utilizará PVsyst y, a partir de él, podremos observar que módulos se sombreadan y así, conectarlos entre sí para reducir las pérdidas por sombreado en la instalación en la medida de lo posible.

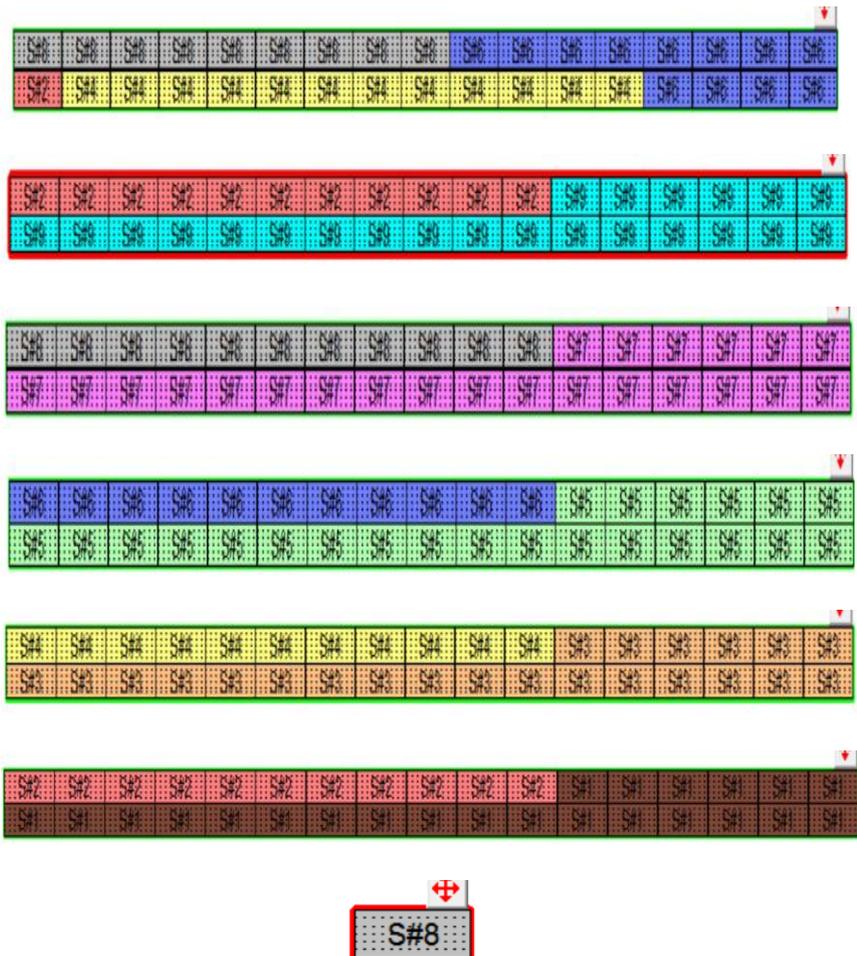
En nuestro caso, al no tener ningún tipo de sombreado que afecte a la instalación como se ha visto anteriormente en la tabla del factor de sombreado y su diagrama, se conectarán los módulos como mejor nos convenga. Así, para cada uno de los escenarios

propuestos para estudio se conectarán los módulos de la siguiente manera y se obtendrán los siguientes resultados:

- Nave industrial con una instalación fotovoltaica de 49,63 KWp:

En esta ocasión, en nuestra instalación se necesitan poner 207 módulos que estarán dispuestos en 9 cadenas y cada cadena conlleva 23 módulos establecidos en serie.

Para aprovechar de la mejor manera el espacio y con el fin de evitar las sombras, las placas solares se van a establecer de manera equitativa entre los 6 dientes de sierra que tiene la nave. Así, se establecerán dos filas con 17 módulos cada una en cada uno de los dientes de sierra y 3 módulos más que se reparten entre los tres primeros dientes de sierra del tejado. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:



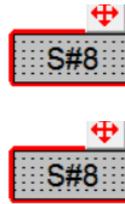


Ilustración 53. Conexión eléctrica de las placas solares.  
Fuente: [8]

En dicha imagen se puede observar que los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

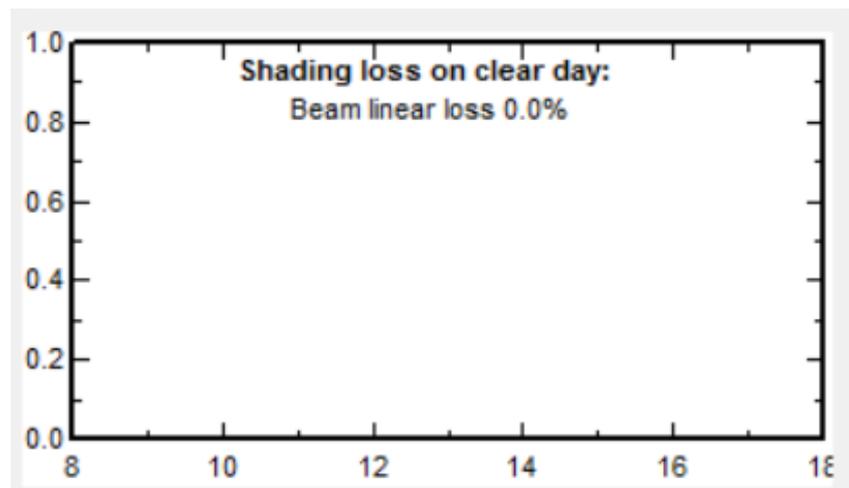


Ilustración 54. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados.  
Fuente: [8]

<b>Shading factors</b>		
	<b>Esta mesa</b>	<b>Sistema global</b>
Factor de sombreado para el Global	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
Factor de sombreado para el directo, elec	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
Factor de sombreado para el directo, irrad	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
Factor de sombreado para difuso	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
Factor de sombreado para el Albedo	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>

Ilustración 55. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVsyst, el sombreado que producirá el tejado en forma de dientes de sierra sobre la instalación fotovoltaica será cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

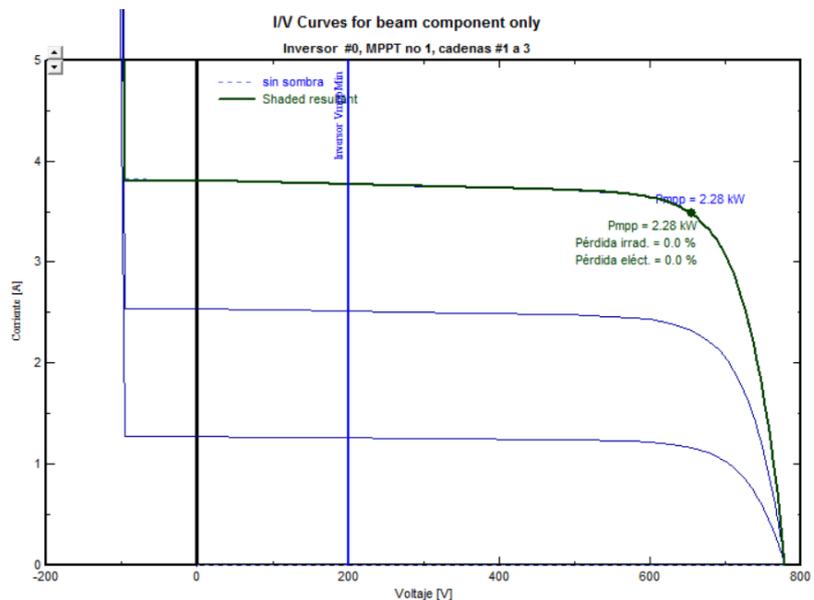


Ilustración 56. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Nave industrial con una instalación fotovoltaica de 100 KWp:

En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 100KWp por lo que se necesitan poner 414 módulos que estarán dispuestos en 18 cadenas y cada cadena conllevará 23 módulos establecidos en serie.

Para aprovechar de la mejor manera el espacio y con el fin de evitar las sombras, las placas solares se van a establecer de manera equitativa entre los 6 dientes de sierra que tiene la nave al igual que en el caso anterior. Así, se establecerán tres filas con 23 módulos cada una en cada uno de los dientes de

sierra. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:

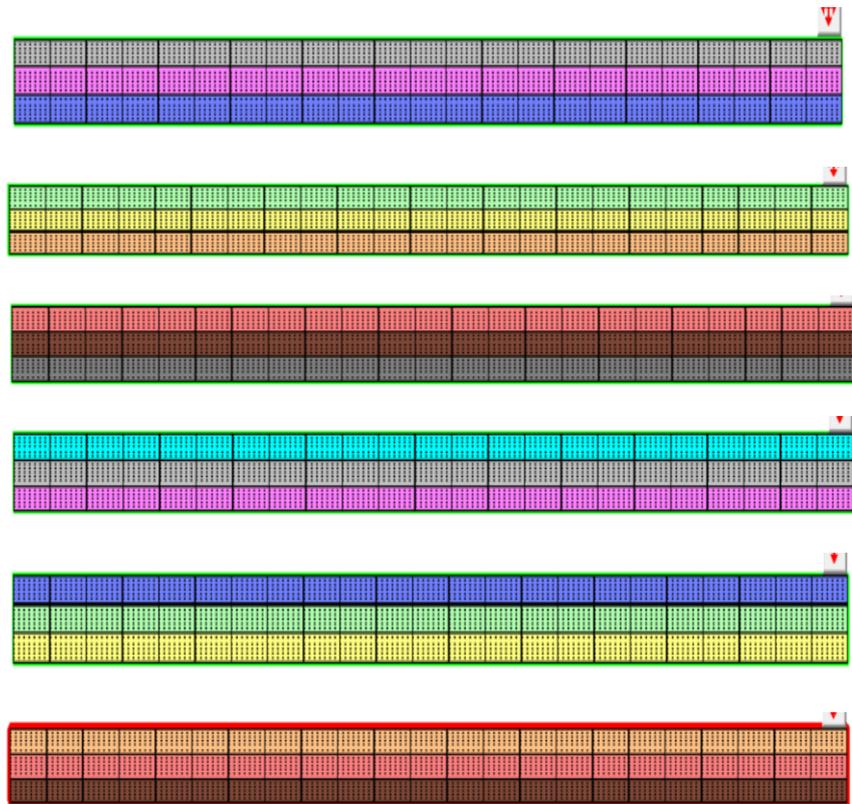


Ilustración 57. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

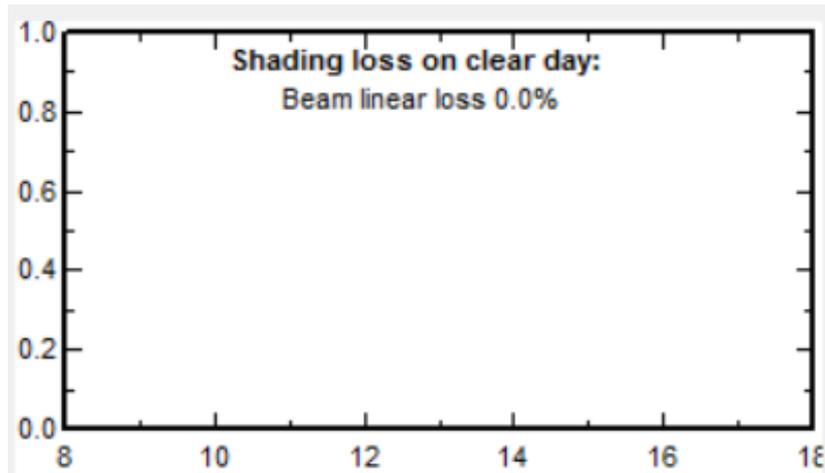


Ilustración 58. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados.  
Fuente: [8]

<b>Shading factors</b>	<b>Esta mesa</b>	<b>Sistema global</b>
Factor de sombreado para el Global	<b>0.1%</b>	<b>0.1%</b>
Factor de sombreado para el directo, elec	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
Factor de sombreado para el directo, irra	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>
Factor de sombreado para difuso	<b>0.3%</b>	<b>0.3%</b>
Factor de sombreado para el Albedo	<b>8.3%</b>	<b>8.3%</b>

Ilustración 59. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVsyst, el porcentaje de sombreado que va a haber sobre nuestra instalación fotovoltaica va a ser muy cercano a cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán prácticamente nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

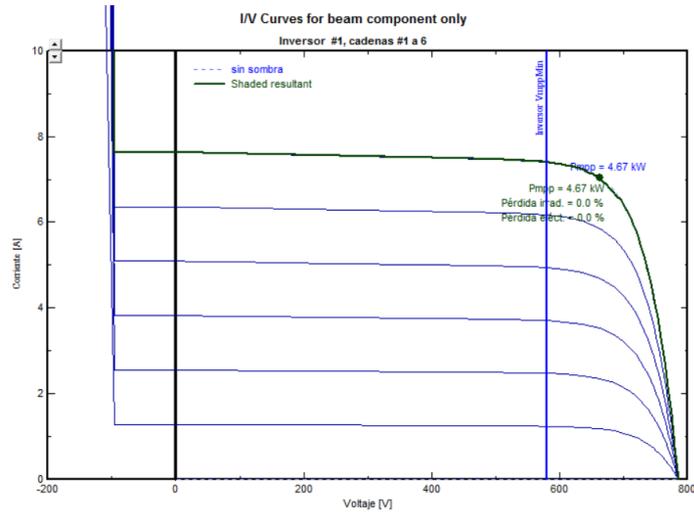


Ilustración 60. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Nave industrial con una instalación fotovoltaica de 80 KWp:  
En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 80KWp por lo que se necesitan poner 330 módulos que estarán dispuestos en 15 cadenas y cada cadena conlleva 22 módulos establecidos en serie.

Para aprovechar de la mejor manera el espacio y con el fin de evitar las sombras, las placas solares se van a establecer de manera equitativa entre los 6 dientes de sierra que tiene la nave al igual que en el caso anterior. Así, se establecerán cinco filas con 11 módulos cada una en cada uno de los dientes de sierra. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:

S#15											
S#12											
S#9											
S#6											
S#3											

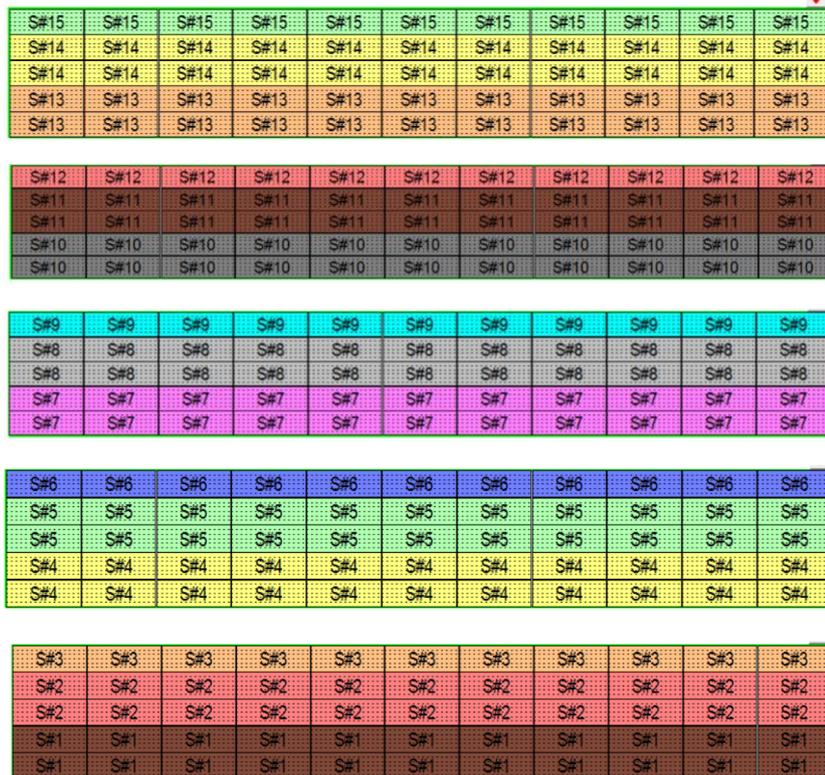


Ilustración 61. Conexión eléctrica de las placas solares.

Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

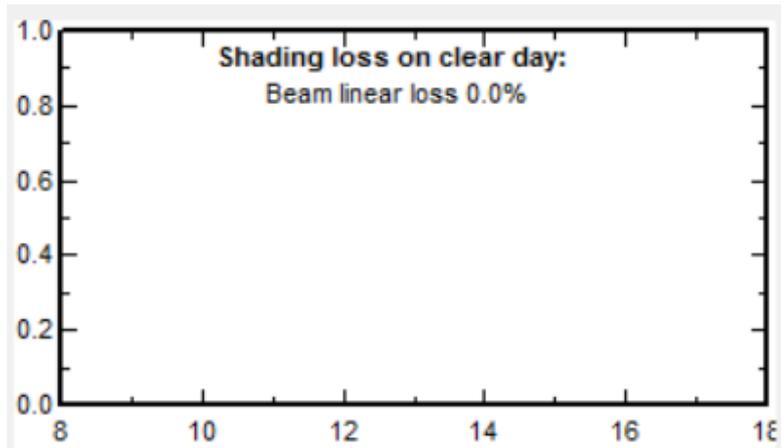


Ilustración 62. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8]

Shading factors	Esta mesa	Sistema global
Factor de sombreado para el Global	0.4%	0.4%
Factor de sombreado para el directo, elec	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, irrad	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para difuso	1.0%	1.0%
Factor de sombreado para el Albedo	31.2%	31.2%

Ilustración 63. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVsyst, el porcentaje de sombreado directo que va a haber sobre nuestra instalación fotovoltaica va a ser cero. Si que se va a obtener un bajo porcentaje de factor de sombreado difuso y para el Albedo, pero al no ser directo, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán prácticamente nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

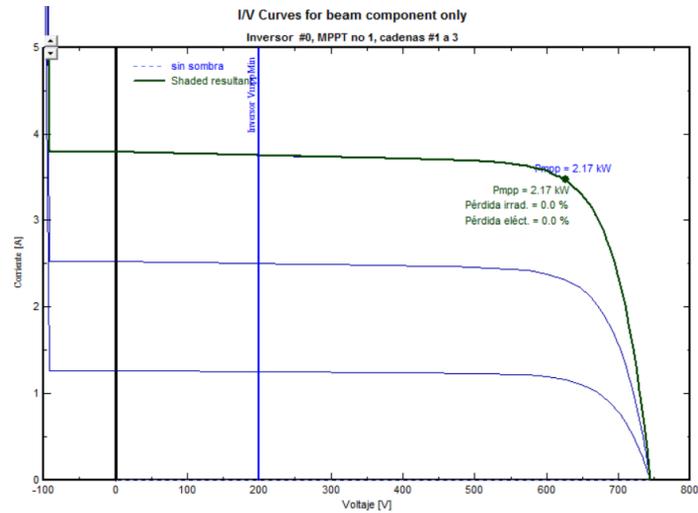


Ilustración 64. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Nave industrial con una instalación fotovoltaica de 100 KWp:

En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 100KWp por lo que se necesitan poner 418 módulos que estarán dispuestos en 19 cadenas y cada cadena conllevara 22 módulos establecidos en serie.

Para aprovechar de la mejor manera el espacio y con el fin de evitar las sombras, las placas solares se van a establecer de manera equitativa entre los 6 dientes de sierra que tiene la nave al igual que en el caso anterior. Así, se establecerán tres filas con 23 módulos cada una en cada uno de los dientes de sierra y otros 4 módulos repartidos entre los primeros cuatro dientes de sierra. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:

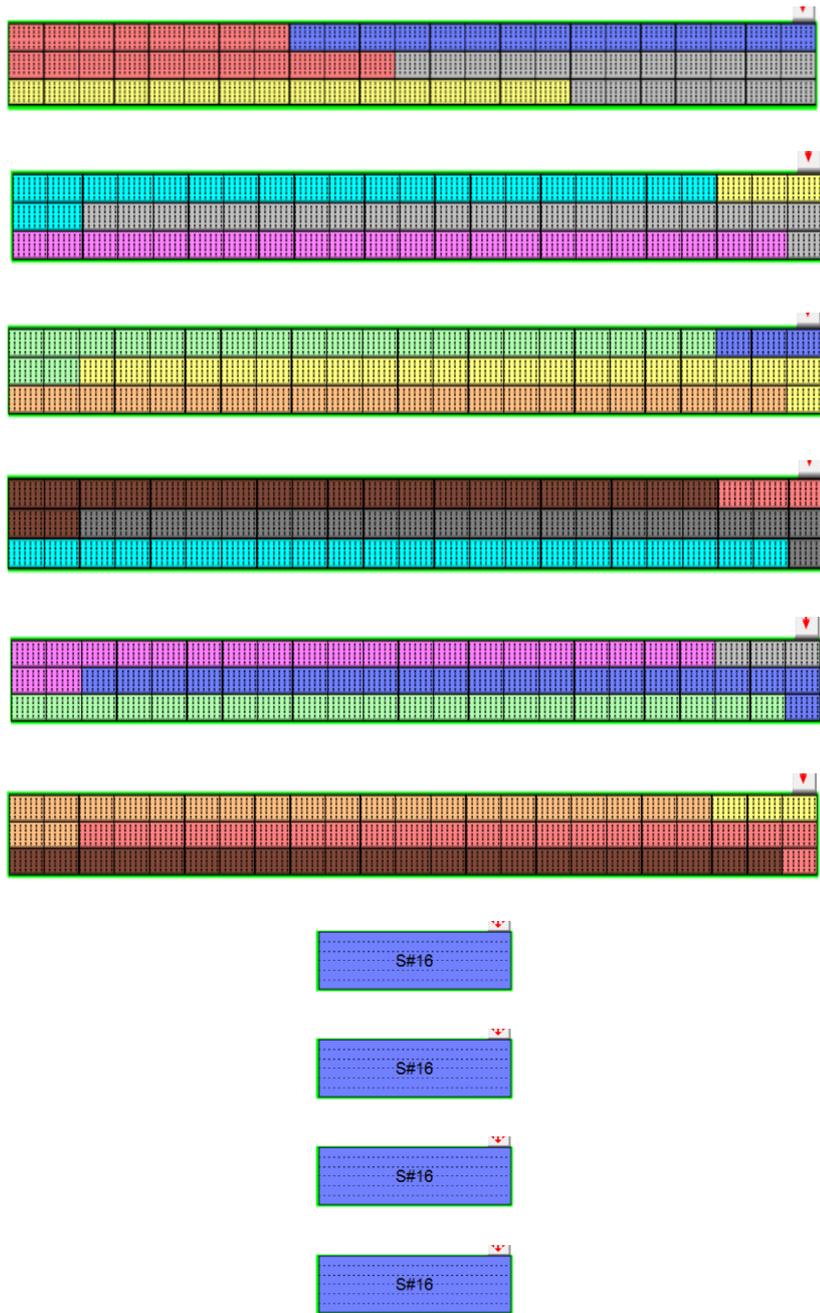


Ilustración 65. Conexión eléctrica de las placas solares.  
Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

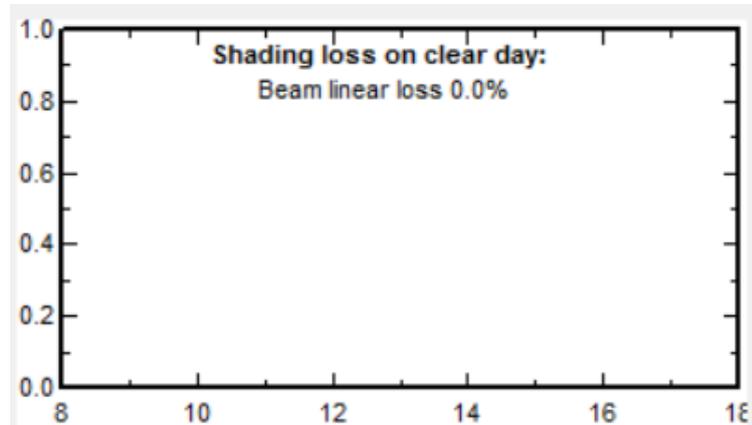


Ilustración 66. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados.  
Fuente: [8]

Shading factors	Esta mesa	Sistema global
Factor de sombreado para el Global	0.2%	0.2%
Factor de sombreado para el directo, elec	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, irrad	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para difuso	0.4%	0.4%
Factor de sombreado para el Albedo	11.5%	11.5%

Ilustración 67. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVsyst, el porcentaje de sombreado que va a haber sobre nuestra instalación fotovoltaica va a ser muy cercano a cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán prácticamente nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

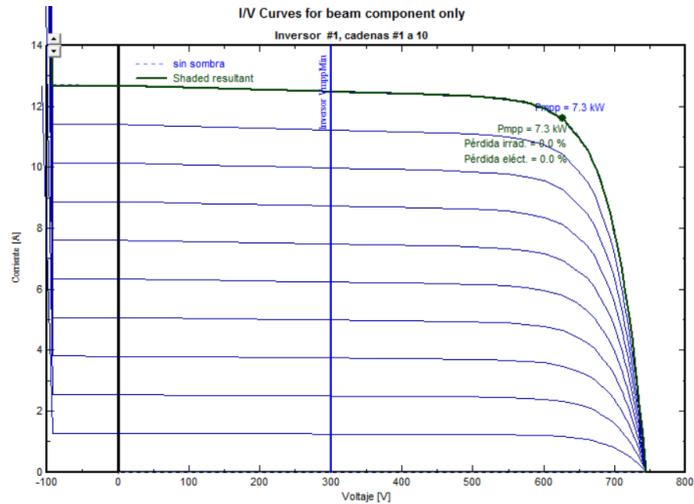


Ilustración 68. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una instalación fotovoltaica de 30 KWp:

En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 30KWp por lo que se necesitan poner 126 módulos que estarán dispuestos en 6 cadenas y cada cadena conlleva 21 módulos establecidos en serie.

Se establecerán nueve filas con 14 módulos cada una. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:



Ilustración 69. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

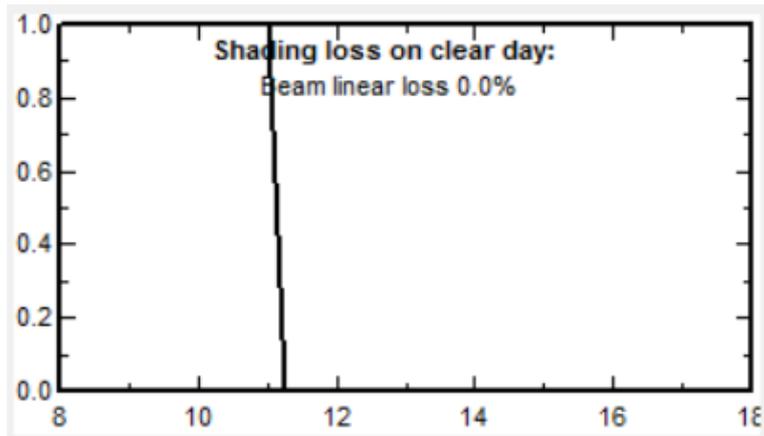


Ilustración 70. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8]

Shading factors	Esta mesa	Sistema global
Factor de sombreado para el Global	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, elec	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, irrac	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para difuso	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el Albedo	0.0%	0.0%

Ilustración 71. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente:

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVSyst, el sombreado que producirá la chimenea establecida en el tejado sobre la instalación fotovoltaica será cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

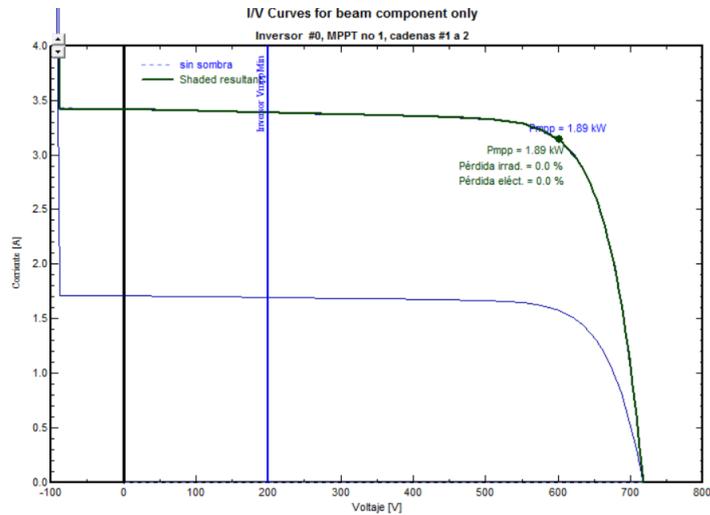


Ilustración 72. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una instalación fotovoltaica de 72 KWp:

En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 72KWp por lo que se necesitan poner 294 módulos que estarán dispuestos en 14 cadenas y cada cadena conlleva 21 módulos establecidos en serie.

Se establecerán diez filas con 29 módulos cada una y otra fila con 4 módulos. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:

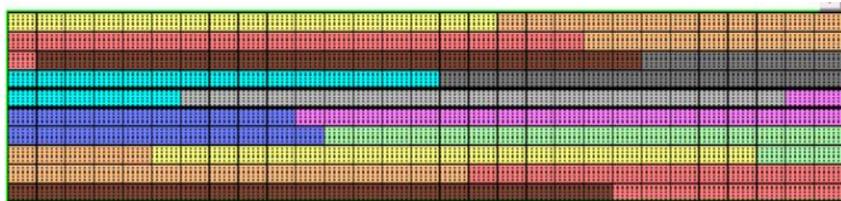


Ilustración 73. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

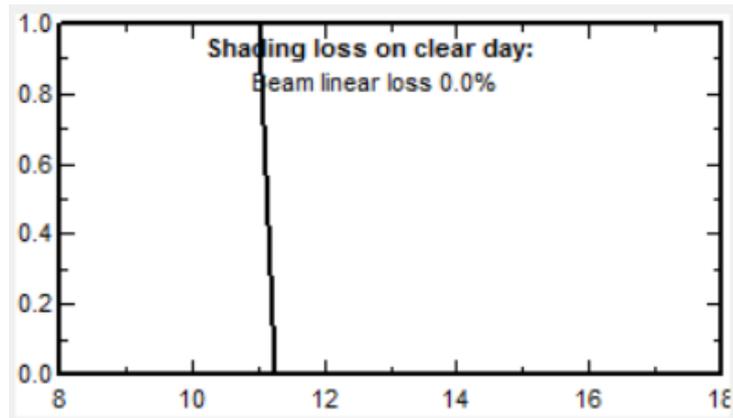


Ilustración 74. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8]

Shading factors		
	Esta mesa	Sistema global
Factor de sombreado para el Global	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, elec	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, irra	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para difuso	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el Albedo	0.0%	0.0%

Ilustración 75. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVSyst, el sombreado que producirá la chimenea establecida en el tejado sobre la instalación fotovoltaica será cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

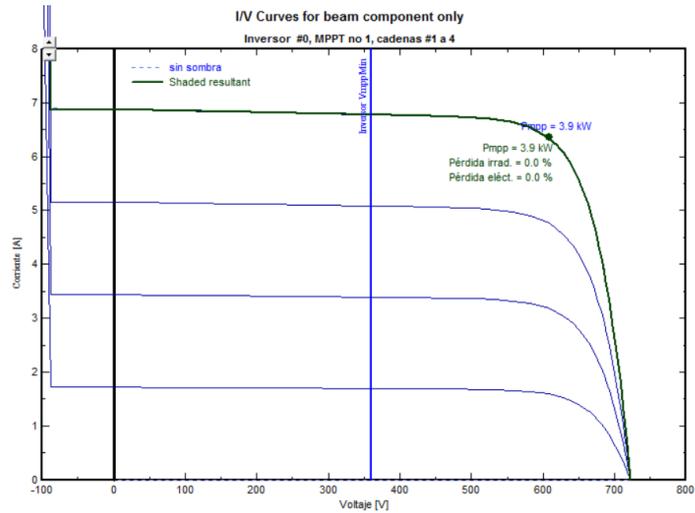


Ilustración 76. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una instalación fotovoltaica de 60 KWp:

En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 60KWp por lo que se necesitan poner 252 módulos que estarán dispuestos en 12 cadenas y cada cadena conllevara 21 módulos establecidos en serie.

Se establecerán seis filas con 42 módulos cada una. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:

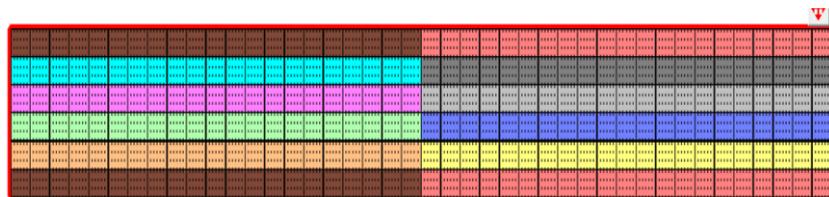


Ilustración 77. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

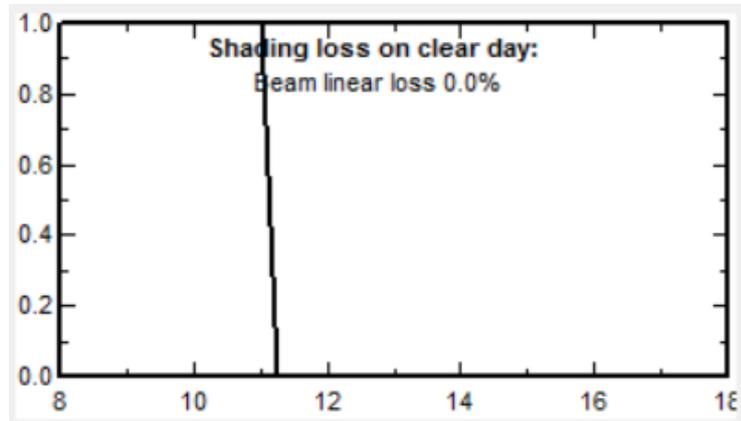


Ilustración 78. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8]

Shading factors	Esta mesa	Sistema global
Factor de sombreado para el Global	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, elec	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, irrad	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para difuso	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el Albedo	0.0%	0.0%

Ilustración 79. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVsyst, el sombreado que producirá la chimenea establecida en el tejado sobre la instalación fotovoltaica será cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

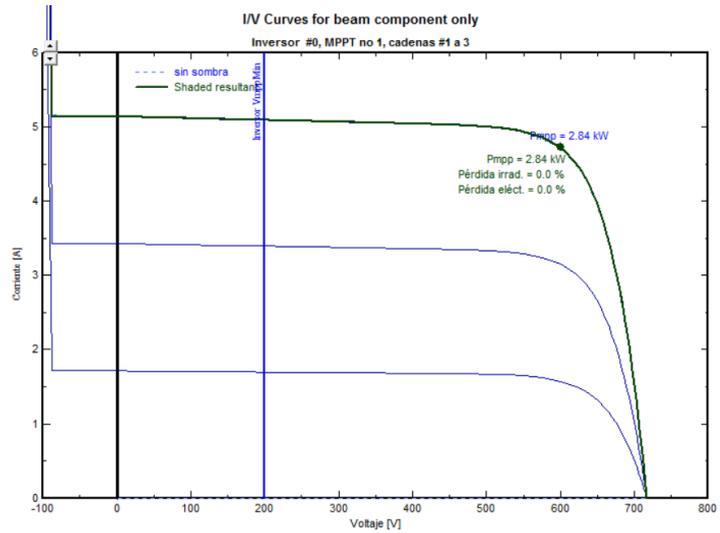


Ilustración 80. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una instalación fotovoltaica de 100 KWp:

En este caso, la potencia que se necesita en la instalación es de 100KWp por lo que se necesitan poner 418 módulos que estarán dispuestos en 19 cadenas y cada cadena conlleva 22 módulos establecidos en serie.

Se establecerán seis filas con 49 módulos cada una y otras cuatro filas con 31 módulos cada fila. A continuación, se conectarán las placas como corresponde:

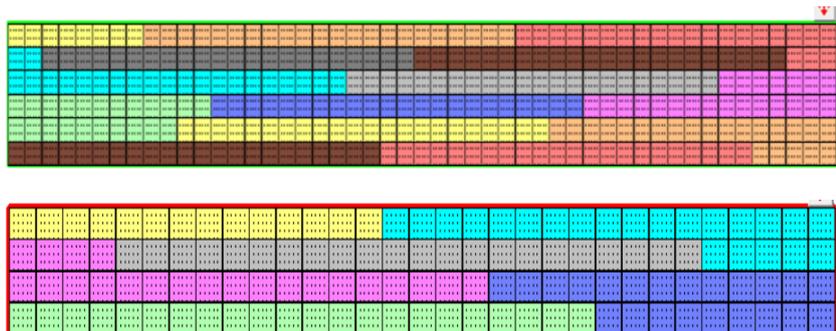


Ilustración 81. Conexión eléctrica de las placas solares. Fuente: [8]

En dicha imagen, al igual que en el escenario anterior, los módulos que tienen el mismo color están conectados en serie y cada fila en serie está conectada en paralelo con las demás filas en serie.

Tras conectar los módulos entre sí se simulará el sistema para ver las pérdidas que se producirán en la instalación debido al sombreado y se analizarán los resultados:

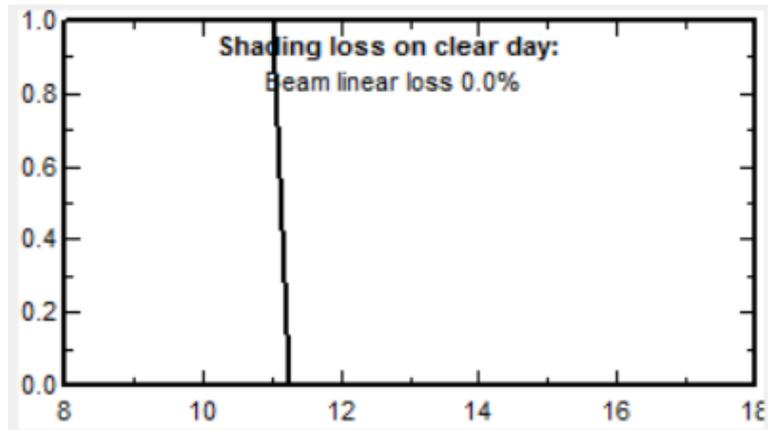


Ilustración 82. Gráfica de pérdidas debidas a sombreados. Fuente: [8]

Shading factors	Esta mesa	Sistema global
Factor de sombreado para el Global	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, elec	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el directo, irrad	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para difuso	0.0%	0.0%
Factor de sombreado para el Albedo	0.0%	0.0%

Ilustración 83. Resultados de la simulación en cuanto al factor del sombreado. Fuente: [8]

Como se puede observar en las dos imágenes anteriores obtenidas tras la simulación en PVsyst, el sombreado que producirá la chimenea establecida en el tejado sobre la instalación fotovoltaica será cero y, por lo tanto, las pérdidas de la instalación fotovoltaica por este suceso serán nulas.

A partir de la simulación también podemos obtener la siguiente curva del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos:

- Curva I/V:

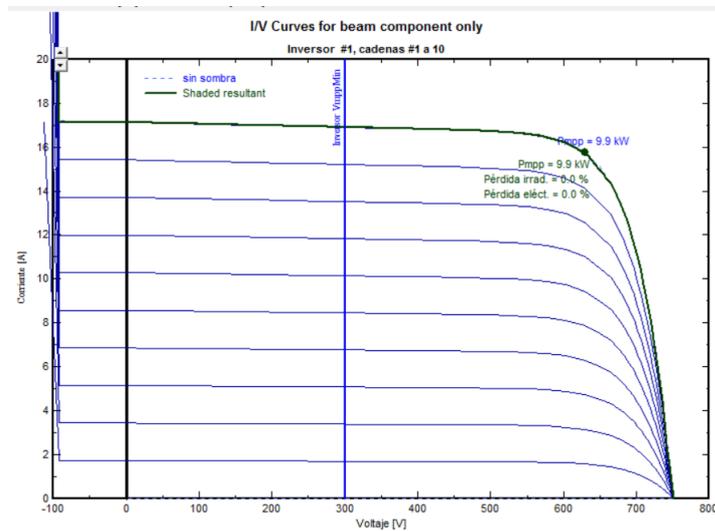


Ilustración 84. Curva I/V del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Fuente: [8]

## 6.7. Pérdidas por otros conceptos

Las instalaciones fotovoltaicas tienen más pérdidas a parte de las pérdidas por sombreado. Estas pérdidas afectarán al funcionamiento de cada uno de los elementos que componen la instalación fotovoltaica y, por lo tanto, se tratarán de tener en cuenta a la hora de hacer la simulación en PVsyst para acercarnos lo más posible a la realidad y así, obtener unas conclusiones lo más próximas a la realidad.

Para ello, seguiremos la ayuda del programa y usaremos los datos que nos proporcionan los fabricantes y en aquellos casos que no se disponga de dicha información, se utilizarán los datos que coge PVsyst por defecto. Dichos datos tienen una gran fiabilidad ya que provienen de estudios realizados a instalaciones fotovoltaicas o de datos proporcionados por los propios fabricantes.

### 6.7.1. Pérdidas por temperatura

Este factor es de gran importancia en la producción de energía, ya que, afecta a la temperatura de la célula fotovoltaica y, por lo tanto, al rendimiento de esta.

Cuanto mayor sea la temperatura ambiente mayor será la temperatura de la célula fotovoltaica y cuanto mayor sea la temperatura de la célula fotovoltaica menor rendimiento tendrán los paneles y menor será la energía generada.

Se han adoptado para este factor las pérdidas por defecto que vienen predeterminadas por PVsyst. Los efectos debidos a dichas pérdidas para una temperatura base de 25°C se pueden observar en la siguiente gráfica:

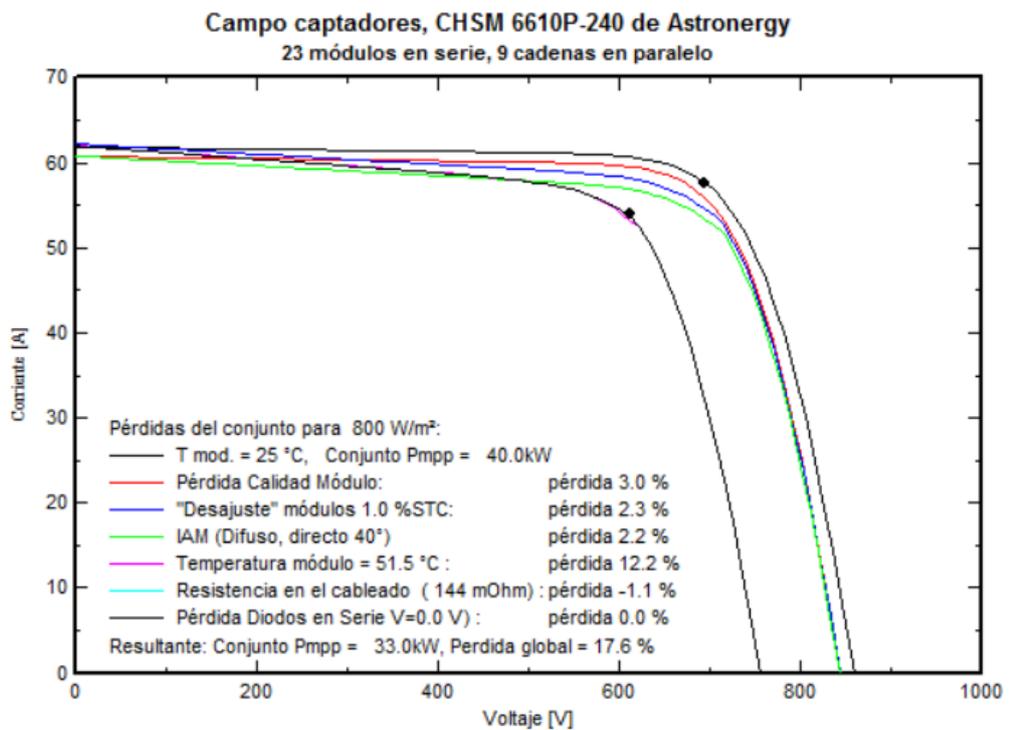


Ilustración 85. Gráfica de pérdidas debidas a la temperatura. Fuente: [8]

### 6.7.2. Pérdidas por envejecimiento

En este apartado se trata la disminución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos con el paso del tiempo. PVSyst realiza la simulación para un año específico, en el cual, se aplica la degradación de los módulos que habría en ese momento dependiendo del tiempo de funcionamiento de los módulos.

Para calcular el porcentaje de degradación de los módulos fotovoltaicos a veces se utilizan los datos aportados por el fabricante. Este porcentaje suele ser de un 20% de pérdidas sobre el rendimiento de la instalación en 25 años, es decir, unas pérdidas de 0,8% por año. No obstante, este valor es bastante más alto que el real y estos valores suelen andar entre 0,3% y 0,4% de pérdidas por año.

Por ello, PVSyst coge como valor base unas pérdidas del 0,4% por año. En este caso, se va a tomar este valor base, pero si se deseara se podría cambiar este valor e introducir el que se considerase más adecuado. Esto se puede observar en el siguiente gráfico de pérdidas por envejecimiento:

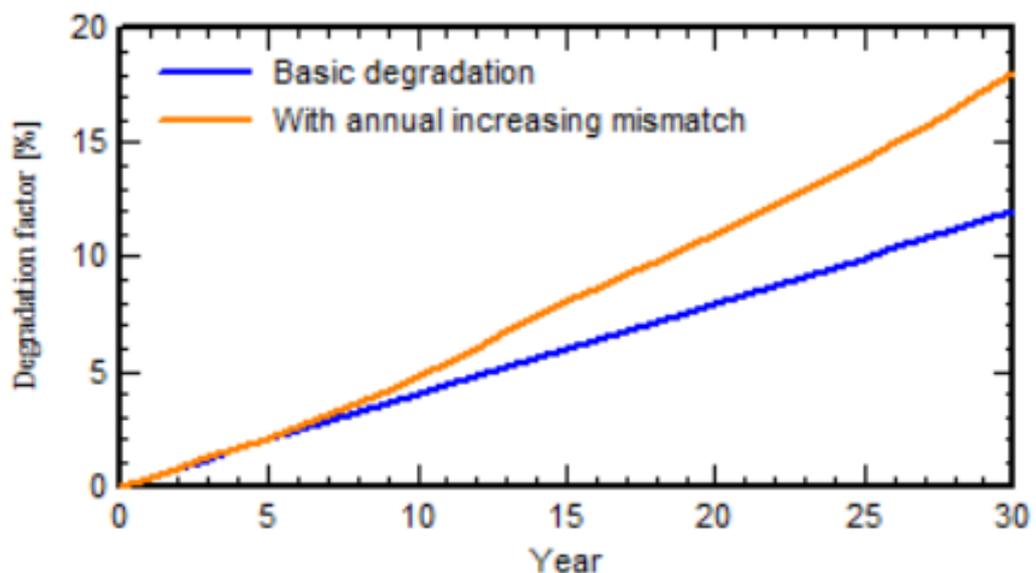


Ilustración 86. Gráfica de pérdidas del rendimiento de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso de la nave industrial. Fuente: [8]

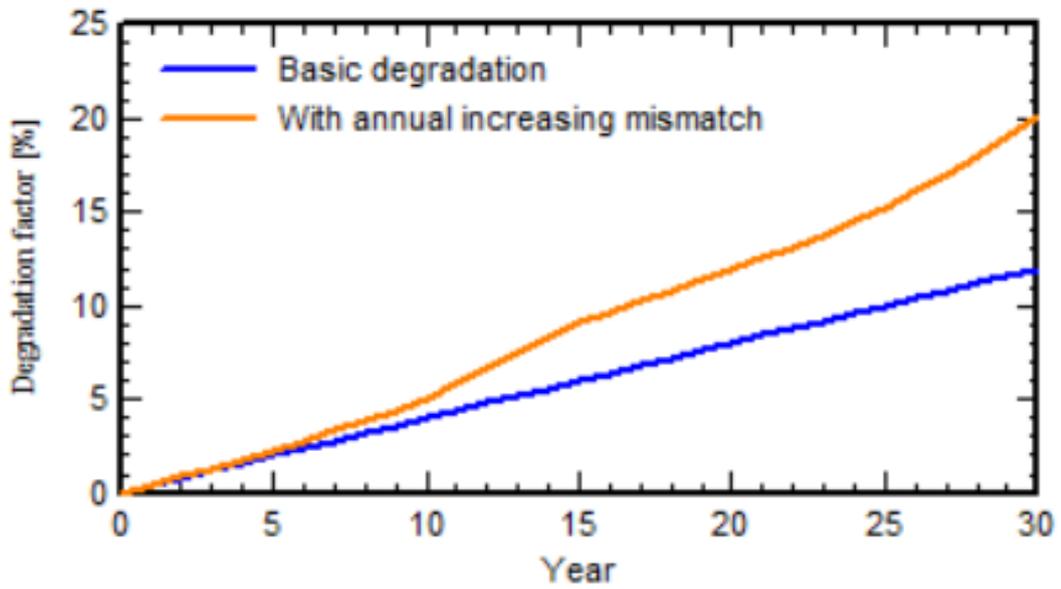


Ilustración 87. Gráfica de pérdidas del rendimiento de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso del bloque de viviendas. Fuente: [8]

También se puede observar a partir de las siguientes gráficas la disminución de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos debido a las pérdidas por envejecimiento:

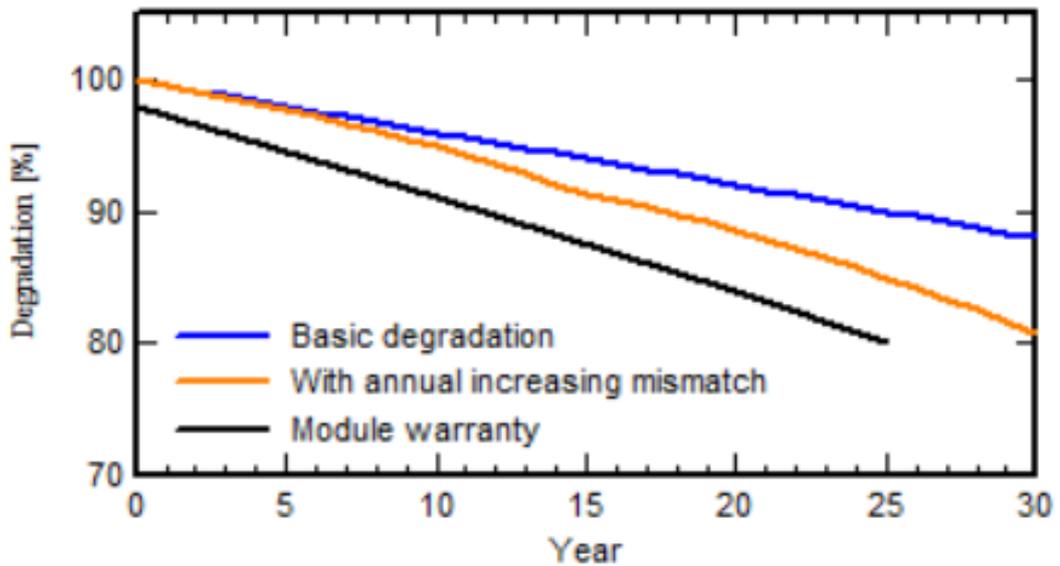


Ilustración 88. Gráfica de eficiencia de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso de la nave industrial. Fuente: [8]

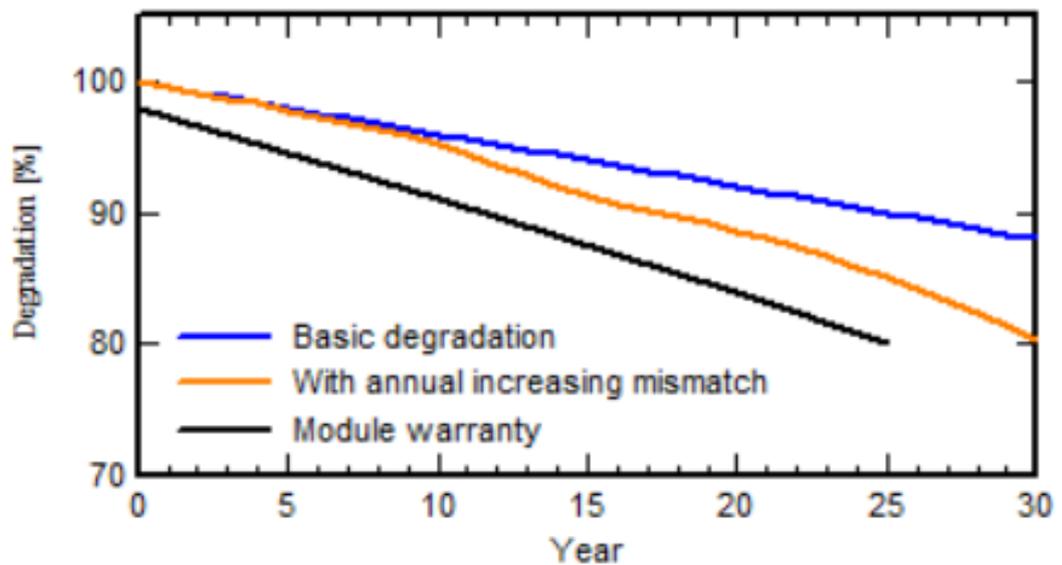


Ilustración 89. Gráfica de eficiencia de los módulos fotovoltaicos por envejecimiento para el caso del bloque de viviendas. Fuente: [8]

### 6.7.3. Pérdida óhmica

Se trata de las pérdidas derivadas del cableado que conecta entre sí los módulos y los terminales de entrada del inversor. Cabe destacar, que dicho cableado tendrá que ser cableado a la intemperie debido a que nuestra instalación se encontrará al aire libre sufriendo los efectos de los rayos ultravioleta y las temperaturas extremas ambientales que se puedan llegar a dar.

De esta manera, PVsyst establece como base unas pérdidas por las conexiones entre los módulos fotovoltaicos y los terminales de entrada del inversor de un 1,5% respecto a las condiciones estándar de funcionamiento.

Estos valores se pueden cambiar y establecer los que más adecuados consideremos para nuestra instalación, pero en este caso se va a dejar los valores base establecidos por el sistema ya que se consideran que es lo que más se ajusta a la realidad.

#### 6.7.4. Pérdidas de indisponibilidad

En este apartado se tratan las pérdidas debidas a paradas debidas a mantenimientos, perdidas debidas a averías o perdidas de producción debido a desconexiones. Estas pérdidas se pueden definir a través de las horas de parada a lo largo del año.

Como el tiempo de parada también depende del día, ya que hay días de mayor producción y días de menor producción, PVsyst deja elegir diferentes periodos de parada y las horas que se va a parar en cada periodo.

PVsyst toma por defecto 3 periodos con unas pérdidas del 2%, es decir, que en cada uno de los tres periodos habrá un tiempo de parada de 58 horas. Los días en los que se van a establecer dichas paradas se pueden fijar o poner de forma aleatoria. En nuestro caso, para ambos escenarios se va a utilizar los valores base que da PVsyst y dichas paradas se van a establecer en aquellos meses en que la producción energética es menor. Así, se han elegido las siguientes fechas para la realización de dichas paradas:

Día	Mes	Año	Duración (horas)
20	1	2020	58
15	3	2020	58
1	10	2020	58

Tabla 19. Días de parada para el caso de antes de la ley 7/2021. Fuente: Elaboración propia

Día	Mes	Año	Duración (horas)
20	1	2022	58
15	3	2022	58
1	10	2022	58

Tabla 20. Días de parada para el caso después de la ley 7/2021. Fuente: Elaboración propia

#### 6.7.5. Pérdidas por calidad del módulo

En este apartado se trata la confianza en el rendimiento real del módulo fotovoltaico respecto de las referencias que nos da el fabricante. Este valor depende totalmente de lo que piense el usuario.

Este parámetro afectará en la simulación produciendo una disminución de la generación energética en el punto de máxima potencia actuando sobre todas las situaciones de operación. Este parámetro era de gran importancia antiguamente ya que no siempre las especificaciones del fabricante eran las correctas. En la actualidad, los datos aportados por los fabricantes son mucho más fiables debido a una serie de pruebas que se realizan al final de la fabricación de los módulos fotovoltaicos.

PVsyst por su parte tiene unos valores base y son los que utilizaremos para nuestro estudio.

#### 6.7.6. Pérdidas por suciedad

En este apartado se va a tratar la suciedad que se va posando sobre las placas a lo largo del tiempo. La acumulación de suciedad desencadena en una menor generación de energía por parte de los módulos fotovoltaicos.

La acumulación de suciedad varía según la zona geográfica donde se encuentre situada la instalación, las condiciones meteorológicas, etc... Por ejemplo, en climas en los que hay lluvias frecuentes, como es el caso de la península ibérica, y en zonas urbanas las pérdidas por suciedad son bastante bajas, entorno al 1%. Esto es debido a que en dichas zonas hay poco polvo que se pueda posar sobre las placas solares y, además, al haber lluvias frecuentes las placas se limpian con esa agua de lluvia.

Por otro lado, los excrementos de las aves son un gran inconveniente para este tipo de instalaciones. Las pérdidas causadas por este concepto suelen estar entorno al 2%.

También se debe tener en cuenta que la suciedad en las placas va a depender de la inclinación que tengan las mismas. Cuanta mayor sea la inclinación de las placas fotovoltaicas más complicado será que se deposite

la suciedad sobre ellas y la limpieza de estas debida al agua de la lluvia será mayor.

Como la frecuencia de lluvia va a depender del mes en el que se esté, PVsyst habilita la posibilidad de ajustar los porcentajes de pérdidas por suciedad dependiendo del mes o por el contrario también se puede establecer una pérdida global para todos los meses del año.

En nuestro caso, no se van a establecer ningún tipo de pérdidas por este concepto debido a que se han establecido 3 periodos de mantenimiento de la instalación en los cuales se hará el trabajo de limpiar las placas fotovoltaicas para obtener la máxima generación de energía a lo largo de todo el año.

#### 6.7.7. Pérdidas por ángulo de incidencia

En este apartado se va a tratar la disminución de la irradiancia que llega a los módulos fotovoltaicos en comparación con la irradiancia que llega normalmente al plano de captación. Estas pérdidas  $\alpha$ son debidas a la reflexión.

Este fenómeno consiste en que, cuando un rayo pasa entre dos superficies con distinta refracción se producen transmisiones y refracciones en distintos ángulos. Así, el cristal protector produce una serie de reflexiones lo que se traduce en pérdidas en la generación de los módulos fotovoltaicos.

En nuestro caso, en este apartado se tomarán los valores por defecto que aporta PVsyst ya que se considera que son los que más se ajustan a la realidad. También se pueden variar estos valores en caso de no ser así.

#### 6.8. Secciones del cableado para la instalación fotovoltaica

En este apartado se va a calcular la sección adecuada que deben tener los cables para transportar la energía generada a partir de las placas fotovoltaicas puestas en nuestra instalación. Para su cálculo, habrá que atenerse a las especificaciones establecidas en el reglamento de baja tensión.

Para asegurarnos de que la sección de los cables elegida es la correcta se deberá tener en cuenta estos dos criterios:

- No superar la intensidad máxima admisible establecida en el reglamento de baja tensión. Esta intensidad viene dada en unas tablas en las que, dependiendo del tipo de instalación y del tipo de aislante que se utilice se establecerá una intensidad máxima admisible u otra.
- No superar la máxima caída de la instalación entre dos puntos determinados de la instalación. Para ello, nos fijaremos en las especificaciones expuestas en el reglamento de baja tensión. Según la ITC-BT-40 establecida en el reglamento de baja tensión, la caída de tensión no puede ser superior a 1,5%, tanto en el lado de continua como en el lado de alterna.

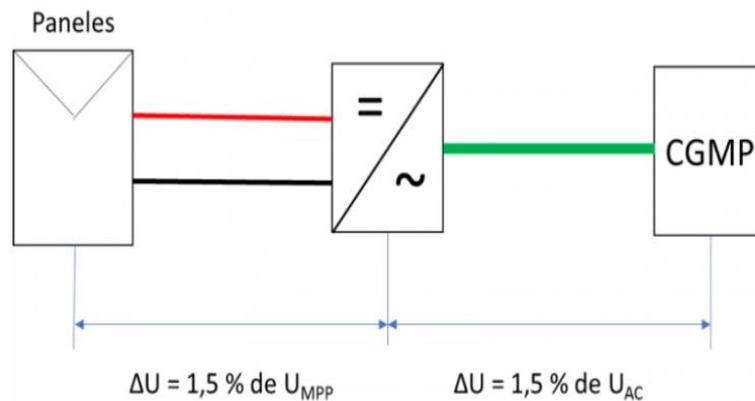


Ilustración 90. Caídas de tensión máximas permitidas según IDEA.

Fuente: [31]

El lado de continua comprende el tramo en el que se transporta la energía desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. El lado de corriente alterna se dará desde el inversor hasta el cuadro general de protección.

Para el cálculo de las secciones de los cables se hará uso de las siguientes formulas:

- Monofásica: La sección del cable se puede hallar de dos formas según los datos que se tengan de partida:

- Si sabemos la intensidad de la corriente se utilizará:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \alpha}{\Delta V * V}$$

- Si sabemos la potencia se utilizará:

$$S = \frac{2 * \rho * L * P}{\Delta V * V}$$

La caída de tensión también se podrá hallar de dos formas dependiendo los datos de partida que se tengan:

- Si sabemos la intensidad de la corriente se utilizará:

$$\Delta V = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \alpha}{S * V}$$

- Si sabemos la potencia se utilizará:

$$\Delta V = \frac{2 * \rho * L * P}{S * V}$$

- Trifásica: La sección del cable se puede hallar de dos formas según los datos que se tengan de partida:

- Si sabemos la intensidad de la corriente se utilizará:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \alpha}{\Delta V * V}$$

- Si sabemos la potencia se utilizará:

$$S = \frac{\rho * L * P}{\Delta V * V}$$

La caída de tensión también se podrá hallar de dos formas dependiendo los datos de partida que se tengan:

- Si sabemos la intensidad de la corriente se utilizará:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \alpha}{S * V}$$

- Si sabemos la potencia se utilizará:

$$\Delta V = \frac{\rho * L * P}{S * V}$$

Siendo:

S: Sección del conductor ( $mm^2$ )

$\rho$ : Resistividad ( $\Omega * mm^2/m$ )

L: Longitud del conductor (m)

I: Intensidad (A)

$\Delta V$ : caída de tensión entre dos puntos determinados (V)

V: Caída de tensión máxima (V)

P: Potencia (W)

A continuación, se va a calcular las secciones para cada uno de los casos propuestos:

- Nave industrial con una potencia instalada de 49,63 KWp:  
Para esta instalación, habrá que calcular dos tipos distintos de cableado: Uno para la zona de corriente continua que será entre los módulos generadores y el inversor y otro para el lado de corriente alterna que será desde el inversor hasta el cuadro general de protección.
- Zona de corriente continua: En ella se va a calcular la sección para cada una de las cadenas. Así, se deberá calcular la sección para una de las cadenas que llevan conectadas 23 paneles en serie. Esta sección será la misma para las nueve cadenas ya que llevan el mismo número de módulos conectados en serie.

En primer lugar y atendiendo al primer criterio que se debe cumplir, se calculará la intensidad corregida:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{I_{\text{max.admisible}}}{f_c}$$

Siendo:

$I_{\text{max.admisible}}$ : Intensidad máxima que es admitida por cada placa fotovoltaica (A).

$f_c$ : Factor de corrección

Los factores de corrección se establecen en el reglamento de baja tensión ITC-BT-06 e ITC-BT-07 y dependen del tipo de instalación. En nuestro caso, son los siguientes:

- ✓ Instalaciones expuestas directamente al sol:  $f_c = 0,9$
- ✓ Agrupación de cables aislados en haz, instalados al aire:

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Ilustración 91. Factores de corrección según el número de cables aislados agrupados en haz. Fuente: [32]

En nuestro caso, al ser 9 cadenas en paralelo habrá una agrupación de 9 cables y, por lo tanto, su factor de corrección será  $f_c = 0,75$

Una vez hemos determinado los factores de corrección, se procederá a calcular la intensidad corregida. Para ello, tendremos que saber también la intensidad máxima admisible. Así, se mirará las especificaciones establecidas por el fabricante de los módulos fotovoltaicos y miraremos cual es la intensidad de cortocircuito de cada módulo ya que esta será la intensidad máxima admisible. En nuestro caso, la intensidad de cortocircuito es de 8,590 A.

$$I_{\text{corregida}} = \frac{8,590}{0,9 * 0,75} = 12,72 \text{ A}$$

A continuación, se irá a la siguiente tabla y, dependiendo del tipo de cable usado y del tipo de instalación, se entrará en una columna u otra y se cogerá la intensidad inmediatamente superior a la intensidad corregida calculada. Para esa intensidad escogida de la tabla, se indicará una sección para el cable. Esa será la sección necesaria para que la parte de corriente continua de la instalación funcione de manera correcta.

Dicha tabla se encuentra en el reglamento de baja tensión ITC-BT-19 y en ella se establecen las secciones para cables de cobre con intensidades admisibles máximas no enterrados.

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 <sup>2</sup> 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

*Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.  
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).*

Ilustración 92. Reglamento de baja tensión ITC-BT-19. Fuente: [33]

Para escoger el método de instalación correspondiente a nuestra instalación se deberá mirar la tabla B, establecida a continuación, y ver en que cuadrante se encuentran las características que coinciden con nuestra instalación.

Tabla B - Tipos de instalación de cables no enterrados

A1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes</li> <li>- Cables multiconductores empotrados directamente en paredes térmicamente aislantes.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en molduras.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las puertas.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las ventanas.</li> </ul>
A2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes.</li> </ul>
B1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra</li> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a 2K m/W <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas <sup>*)</sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados</li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)</li> </ul>
B2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en obra</li> <li>- Cables multiconductores en tubos sobre pared de madera o separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Cables multiconductores en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora suspendida</li> <li>- Cables multiconductores dentro de zócalos acanalados(rodapiés ranurado)</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Cables multiconductores en conductos perfilados empotrados</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores directamente bajo un techo de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores fijados en el techo o pared de madera o espaciados 0,3 veces el diámetro del cable</li> <li>- Cables uni o multiconductores empotrados directamente en paredes</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a 0,3 D <sup>5)</sup></li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador</li> </ul>
F	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm<sup>2</sup></li> <li>- Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D <sup>5)</sup></li> </ul>

Ver notas <sup>1)</sup> a <sup>5)</sup> en la tabla 1.

<sup>\*)</sup> Según la relación entre el diámetro del cable y su alojamiento, puede ser de aplicación el método B2. Dicha relación se indica en la norma UNE 20460-5-523.

Ilustración 93. Tipos de instalaciones para cables no enterrados. Fuente: [33]

En este caso, el cable tendrá un aislamiento XLPE2 y se tratará de un cable unipolar sobre bandeja perforada en horizontal. Por lo tanto, el método de la instalación corresponderá con el apartado E y la columna será la 12.

La intensidad corregida que hemos obtenido es de 12,72 A y, por lo tanto, en dicha tabla tendremos que coger la intensidad inmediatamente superior en la tabla a esa para que el cable aguante perfectamente la corriente máxima que puede atravesar por él. Así,

la intensidad inmediatamente superior para el cable elegido es de 24 A y la sección del cable tendrá que ser de  $1,5\text{mm}^2$ .

Una vez obtenida la sección para el criterio térmico se deberá comprobar que este cable cumple también el segundo criterio, que es el de la máxima caída de tensión. Dicha caída de tensión no podrá ser superior a 1,5%. Para ello, se utilizará la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \alpha}{\Delta V * V}$$

Previamente, habrá que obtener la tensión máxima de la cadena. Como cada cadena tiene conectados en serie 23 módulos, se multiplicará la tensión máxima de cada módulo por 23 y esa será la tensión máxima de la cadena.

$$V_{max} = 29,54 * 23 = 679,42 \text{ V}$$

Ahora ya se procederá a realizar el cálculo de la sección atendiendo al criterio de la máxima caída de tensión:

$$S = \frac{2 * \frac{1}{56} * 254 * 12,72}{679,42 * 0,015} = 11,32 \text{ mm}^2$$

La sección que hemos obtenido es superior a la que habíamos obtenido a partir del criterio de la máxima intensidad admisible, por lo que, para que se cumplan ambos criterios se cogirá la sección del cable inmediatamente superior a esta.

De esta manera, se cogirá un cable cuya sección será de  $16 \text{ mm}^2$  y cuya intensidad máxima admisible será de 105 A.

Por último, se hallará la caída de tensión para esa nueva sección con el fin de corroborar que la caída de tensión no supera el 1,5% para esa sección de cable. Se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \alpha}{S * V} * 100 = \frac{2 * \frac{1}{56} * 254 * 12,72}{16 * 679,42} * 100$$

La caída de tensión obtenida para la sección del cable elegida es de 1,06%, por lo que, al ser menor que 1,5% cumplirá este segundo criterio.

Así, para cada una de las 9 cadenas de nuestra instalación fotovoltaica, desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, se deberá poner un cable con una sección de 16 mm<sup>2</sup> y cuya intensidad máxima admisible será de 105 A.

- Zona de corriente alterna: Se va a calcular la sección del cable necesaria para el tramo comprendido entre el inversor y el cuadro general de protección. Para ello, nos tendremos que atener a los dos criterios anteriormente expuestos.

También se deberá tener en cuenta que para este tramo se utilizará un cable tripolar de cobre, aislado con XLPE. Se encontrará dentro de un tubo empotrado en la pared.

Una vez elegido el tipo de cable y como va a estar instalado, se procede a calcular la sección de este. En primer lugar, se realizarán los cálculos pertinentes para que se respete el criterio térmico. Para ello, se empezará calculando la intensidad corregida:

$$I_{corregida} = \frac{I_{max.admisible}}{f_c}$$

Siendo:

*I<sub>max.admisible</sub>*: Intensidad máxima que es admitida por cada placa fotovoltaica (A).

*f<sub>c</sub>*: Factor de corrección

Los factores de corrección se establecen en el reglamento de baja tensión ITC-BT-06 e ITC-BT-07 y dependen del tipo de instalación. En nuestro caso, son los siguientes:

- ✓ Agrupación de cables aislados en haz, instalados al aire:

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Ilustración 94. Factores de corrección según el número de cables aislados agrupados en haz. Fuente: [32]

En nuestro caso, tenemos un único cable por lo que el factor de corrección será  $f_c = 1$ .

Una vez hemos determinado los factores de corrección, se procederá a calcular la intensidad corregida. Para ello, tendremos que saber también la intensidad máxima admisible del inversor. Esta se obtendrá mirando las especificaciones que nos da el fabricante sobre el inversor. En nuestro caso, la intensidad máxima admisible es de 36,1 A.

$$I_{\text{corregida}} = \frac{36,1}{1} = 36,1 \text{ A}$$

A continuación, se irá a la siguiente tabla y, dependiendo del tipo de cable usado y del tipo de instalación, se entrará en una columna u otra y se cogerá la intensidad inmediatamente superior a la intensidad corregida calculada. Para esa intensidad escogida de la tabla, se indicará una sección para el cable. Esa será la sección necesaria para que la parte de corriente continua de la instalación funcione de manera correcta.

Dicha tabla se encuentra en el reglamento de baja tensión ITC-BT-19 y en ella se establecen las secciones para cables de cobre con intensidades admisibles máximas no enterrados.

Dicha tabla es la misma que la de la zona de corriente continua. Para escoger el método de instalación correspondiente a nuestra instalación se deberá mirar la tabla B y ver en que cuadrante se encuentran las características que coinciden con nuestra instalación.

En este caso, el cable tendrá un aislamiento XLPE3 y se tratará de un cable tripolar de cobre y se encontrará dentro de un tubo empotrado en la pared. Por lo tanto, el método de la instalación corresponderá con el apartado B2 y la columna será la 7.

La intensidad corregida que hemos obtenido es de 36,1 A y, por lo tanto, en dicha tabla tendremos que coger la intensidad inmediatamente superior en la tabla a esa para que el cable aguante perfectamente la corriente máxima que puede atravesar por él. Así, la intensidad inmediatamente superior para el cable elegido es de 37 A y la sección del cable tendrá que ser de 6 mm<sup>2</sup>.

Una vez obtenida la sección para el criterio térmico se deberá comprobar que este cable cumple también el segundo criterio, que es el de la máxima caída de tensión. Dicha caída de tensión no podrá ser superior a 1,5%. Para ello, se utilizará la fórmula siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \alpha}{\Delta V * V}$$

Previamente, habrá que obtener la tensión máxima del inversor. Para ello, se volverá a hacer uso de las especificaciones del fabricante para determinar cuál es este valor. Este valor será de 480 V.

Ahora ya se procederá a realizar el cálculo de la sección atendiendo al criterio de la máxima caída de tensión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \frac{1}{56} * 30 * 36,1}{480 * 0.015} = 4,65 \text{ mm}^2$$

La sección que hemos obtenido es inferior a la que habíamos obtenido a partir del criterio de la máxima intensidad admisible, por lo que, para una sección del cable de 6 mm<sup>2</sup> se cumplen ambos criterios.

Por último, se hallará la caída de tensión para esa sección con el fin de corroborar que la caída de tensión no supera el 1,5% para esa sección de cable. Se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos \alpha}{S * V} = \frac{\sqrt{3} * \frac{1}{56} * 30 * 36,1}{6 * 480}$$

La caída de tensión obtenida para la sección del cable elegida es de 1,16%, por lo que, al ser menor que 1,5% cumplirá este segundo criterio.

Así, para el tramo entre el inversor y el cuadro general de protección se escogerá un cable con una sección de 6 mm<sup>2</sup> y cuya intensidad máxima admisible será de 37 A cumpliendo con los dos criterios descritos anteriormente.

Los cálculos a realizar para obtener la sección del cableado para cada una de las potencias fotovoltaicas instaladas se realizarán de la misma manera que en el caso anterior obteniendo los siguientes resultados:

Tipo de edificio	Potencia instalada (KWp)	Sección lado de CC (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible en el lado de CC (A)	Sección lado de CA (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible en el lado de CA (A)
Nave industrial	100	16	105	16	52
Nave industrial	80	16	105	6	37
Nave industrial para potencia óptima después del RD 148/2021	100	16	105	35	110
Bloque de viviendas	30	1,5	24	6	37
Bloque de viviendas	72	1,5	24	70	171
Bloque de viviendas	60	1,5	24	6	37
Bloque de viviendas	100	1,5	24	35	110

Tabla 21. Tabla de secciones en función de la potencia instalada. Fuente: Elaboración propia

## 6.9. Diseño de las protecciones para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Las protecciones en este tipo de instalaciones son obligatorias por la normativa actual del reglamento de baja tensión. Estas sirven para proteger a la instalación fotovoltaica frente a sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o debido a posibles fugas que se produzcan en la propia instalación.

Dichas protecciones deben garantizar protección frente a tres casos:

- Protección frente a sobrecorrientes
- Protección frente a contactos eléctricos
- Protección frente a sobretensiones

### 6.9.1. Protección frente a sobrecorrientes

Una sobrecorriente es el exceso de corriente sobre el valor nominal marcado para esa instalación eléctrica. Las sobrecorrientes pueden ser producidas por dos motivos:

- Sobrecarga: Es un pequeño exceso de corriente respecto de la nominal debido a un excedente de demanda de potencia.
- Cortocircuito: Es un aumento sustancial de la corriente debida a la unión de dos puntos del circuito eléctrico que se encuentran a distinta tensión y sin ninguna resistencia entre estos dos puntos.

Este tipo de sobrecorrientes provoca un aumento de temperatura de funcionamiento de los diferentes elementos de la instalación fotovoltaica y un calentamiento progresivo de los cables que componen dicha instalación.

Como protección frente a sobretensiones se utilizan dos elementos:

- **Fusibles:** Es un elemento de protección con poca resistencia. Su funcionamiento consiste en que cuando pase una corriente elevada, dicho dispositivo se calienta y se funde dejando de esta manera el circuito abierto. Se conectan en serie con la instalación.

Aunque el funcionamiento es el mismo, hay varios tipos de fusibles:

- **Cilíndricos:**



Ilustración 95. Fusibles cilíndricos. Fuente: [34]

- **De cuchilla:**



Ilustración 96. Fusible de cuchilla. Fuente: [35]

- Tipo D:



Ilustración 97. Fusible tipo D. Fuente: [36]

- Fusibles de pastilla:



Ilustración 98. Fusibles de pastilla. Fuente: [37]

- Fusible encapsulado de vidrio:

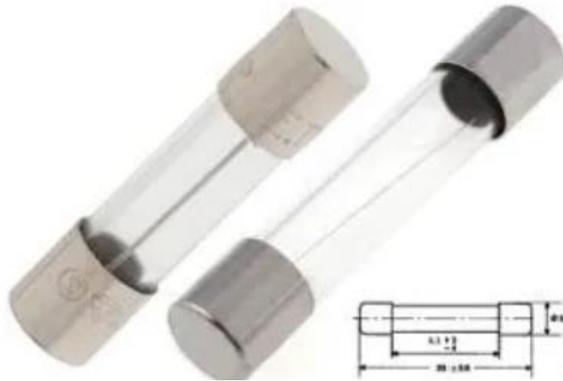


Ilustración 99. Fusible encapsulado de vidrio. Fuente: [34]

- Fusible desnudo



Ilustración 100. Fusible desnudo. Fuente: [34]

- Fusible de tapón enroscable:



Ilustración 101. Fusible de tapón enroscable. Fuente: [34]

- Fusible de cartucho:



Ilustración 102. Fusible de cartucho. Fuente: [34]

- Fusible de plomo:



Ilustración 103. Fusible de plomo. Fuente: [34]

- Fusible diazed:



Ilustración 104. Fusible diazed. Fuente: [34]

- Fusibles tipo S:



Ilustración 105. Fusibles tipo S. Fuente: [38]

- Interruptor magnetotérmico: Es un dispositivo de protección cuya función es interrumpir el paso de la corriente eléctrica cuando esta supera unos valores establecidos. Al igual que los fusibles, el interruptor magnetotérmico también se conecta en serie con la instalación.



Ilustración 106. Interruptor magnetotérmico. Fuente: [40]

Como su propio nombre indica, el funcionamiento de este dispositivo se basa en dos fenómenos físicos:

- Magnético: Está formado por un electroimán. Si la corriente es superior a la nominal establecida en la instalación, circulará corriente por el electroimán, lo cual, crea una fuerza que mediante un elemento mecánico adecuado (M), abre el contacto C dejando, de esta manera, abierto el circuito

eléctrico. La velocidad de respuesta es de 25 milisegundos y es una protección de gran eficiencia en caso de cortocircuitos.

- Térmico: El otro elemento que compone dicho interruptor es una lámina bimetálica. Dicha lámina, al calentarse debido al paso de un exceso de corriente, sufre una deformación lo que activa el mecanismo M y abre el contacto C dejando abierto el circuito eléctrico.

Este dispositivo es el encargado de proteger a la instalación eléctrica de corrientes un poco mayores que las nominales impuestas en el circuito, de tal manera que estas no llegan a activar la parte magnética pero sí la térmica. Esta protección por lo tanto sirve para cuando se produzca el fenómeno de sobrecarga.

#### 6.9.2. Protección frente a contactos eléctricos

Este tipo de protecciones son necesarias para evitar el paso de la corriente eléctrica a través del cuerpo de las personas o de animales debido al contacto de forma directa o indirecta con los puntos eléctricamente peligrosos de la instalación eléctrica.

Así, los dos contactos por los que se puede producir este problema es por:

- Contacto directo: Se produce cuando un cuerpo, ya sea humano o animal, entra en contacto con dos conductores que se encuentra a distinta tensión o el contacto entre un conductor activo y la parte conductora a tierra.
- Contacto indirecto: Son aquellos contactos con elementos que no forman parte de la instalación eléctrica y que en condiciones normales no deberían estar en tensión, pero que debido a un fallo de aislamiento la ha adquirido.

Este fenómeno puede ser muy perjudicial e incluso mortal para las personas o animales. Las medidas que se toman para evitar este tipo de fenómeno son las siguientes:

- Para contacto directo: Se trata de aislar todos aquellos puntos de contacto que puedan producir este fenómeno. Para ello, se hace uso de los siguientes elementos.
  - ❖ Aislamiento de las partes activas
  - ❖ Barreras de protección o envolventes en los propios equipos
  - ❖ Protección por medio de obstáculos
  - ❖ Protección por corte de la alimentación automática
  
- Para contacto indirecto: Dado que este efecto se da cuando un cuerpo toca partes metálicas accesibles, que de normal no deberían estar en tensión, pero por algún fallo en el aislamiento lo están, el principal elemento de protección que se utiliza es el interruptor diferencial.

Su funcionamiento consiste en que cuando detecta una fuga de corriente abre el circuito cortando eléctrico cortando la corriente. Esto ocurre, aunque se esté apretando la manecilla para cerrar el circuito.



Ilustración 107. Interruptor diferencial. Fuente: [40]

### 6.9.3. Protección frente a sobretensiones

Una sobretensión es un aumento de la tensión sobre la nominal de la instalación debido a algún fenómeno atmosférico, alteraciones en la red eléctrica debidas a cargas capacitivas o inductivas, ruidos, etc...

Hay dos tipos de sobretensiones:

- Transitorias: Se trata de un gran aumento de la tensión en la instalación sobre la nominal durante un corto periodo de tiempo.
- Permanentes: Se trata de un ligero aumento de la tensión sobre la nominal durante un periodo prolongado. Este tipo de fenómenos suelen producirse por desfases en la red.

Las protecciones que se utilizan para evitar daños debido a este fenómeno son:

- Descargador de tensiones transitorias: Esta protección se coloca en paralelo con la instalación, es decir, entre los conductores de la entrada y la toma tierra. Su función es la de desviar el exceso de tensión que se pueda producir en la instalación a tierra para que no produzca ningún daño a dicha instalación. Existen tres niveles de protección:
  - ❖ Tipo 1: Aporta un nivel alto de protección y se suele utilizar para emplazamientos donde hay una gran incidencia de rayos.
  - ❖ Tipo 2: Aporta un nivel de protección medio y es el que más se usa.
  - ❖ Tipo 3: Aporta un nivel de protección bajo y se suele utilizar en viviendas que estén aguas debajo de otro descargador de tensiones transitorias de nivel 2.

- Pararrayos: Se trata de un tipo especial de descargador de tensiones transitorias. Su funcionamiento consiste en la atracción de los rayos y su posterior desvío a tierra consiguiendo que los rayos no afecten a la instalación. Es muy recomendable ponerlos en zonas donde hay gran probabilidad de tormentas.
  
- Descargador de sobretensiones permanentes: Estos elementos de protección detectan sobretensiones prolongadas haciendo actuar al interruptor automático o diferencial asociado para abrir el circuito eléctrico y que no se produzca ningún daño en la instalación.
  
- Interruptores por disparo por baja tensión: Su funcionamiento consiste en que cuando dicho interruptor detecta una disminución de tensión entre dos puntos dados respecto de la tensión de referencia abre el circuito eléctrico para que no se produzca ningún daño en la instalación.

#### 6.9.4. Diseño de las protecciones para las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo propuestas para estudio

En este apartado se van a diseñar las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a sobretensiones, sobrecorrientes y proteger tanto a los humanos como a los animales de posibles contactos accidentales con partes eléctricamente peligrosas de la instalación.

En el caso de nuestra instalación, tanto para el escenario de la industria como para el bloque de viviendas, hay que distinguir entre la parte de corriente continua y entre la parte de corriente alterna. Dependiendo de la parte del circuito en la que estemos se pondrán unas protecciones u otras.

- Lado de corriente continua: En este lado de la instalación se instalarán fusibles con el objetivo de proteger al inversor frente a sobrecorrientes, y se establecerá un pararrayos para proteger a la instalación de posibles caídas de rayos debido a alguna tormenta. También se pondrán las barreras necesarias para que no se produzcan contactos directos con puntos eléctricamente peligrosos de la instalación.

A continuación, se va a calcular el calibre necesario de los fusibles para proteger a la instalación de sobrecorrientes para cada uno de los escenarios propuestos. Para ello, se va a utilizar la siguiente ecuación:

$$I_b \leq I_N \leq \frac{1,45}{n} * I_Z$$

Siendo:

$I_b$ : Intensidad que circula por el conductor

$I_N$ : Calibre de protección

Los calibres pueden ser:

6, 10, 16, 20, 25, 32, 37, 40, 50, 52, 63, 80, 100, 126

$I_Z$ : Intensidad máxima admisible por el cable

$n$ :

Interruptor magnetotérmico:  $n = 1,45$

Interruptor automático:  $n = 1,3$

Fusibles:  $n = 1,6$

❖ Nave industrial con una potencia instalada de 49,63 KWp:

$$12,72 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 105$$

$$12,72 \leq I_N \leq 95,16$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp:

$$12,77 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 105$$

$$12,77 \leq I_N \leq 95,16$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 80 KWp:

$$12,72 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 105$$

$$12,72 \leq I_N \leq 95,16$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp para el escenario de potencia óptima después de la entrada en vigor del RD 148/2021:

$$12,77 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 105$$

$$12,77 \leq I_N \leq 95,16$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 30 KWp:

$$12,71 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 24$$

$$12,71 \leq I_N \leq 21,75$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 72 KWp:

$$12,77 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 24$$

$$12,77 \leq I_N \leq 21,75$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 60 KWp:

$$12,72 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 24$$

$$12,72 \leq I_N \leq 21,75$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- ❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 100 KWp:

$$12,72 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,6} * 24$$

$$12,72 \leq I_N \leq 21,75$$

$$I_N = 16 A$$

Así, el calibre del fusible elegido tendrá que ser de  $I_N = 16 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes.

- Lado de corriente alterna: En este lado de la instalación se establecerá un interruptor magnetotérmico para proteger al inversor frente a sobrecargas y sobrecorrientes que se puedan dar en la instalación, un interruptor diferencial para proteger a las personas y

animales de contactos indirectos o corrientes de fuga y las barreras necesarias para que no se produzcan contactos directos con puntos eléctricamente peligrosos de la instalación.

A continuación, se va a calcular el calibre del interruptor magnetotérmico necesario para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas para cada uno de los escenarios. Para ello, se va a utilizar la siguiente ecuación:

$$I_b \leq I_N \leq \frac{1,45}{n} * I_Z$$

Siendo:

$I_b$ : Intensidad que circula por el conductor

$I_N$ : Calibre de protección

Los calibres pueden ser:

6, 10, 16, 20, 25, 32, 37, 40, 50, 52, 63, 80, 100, 126, 130, 136, 140, 146

$I_Z$ : Intensidad máxima admisible por el cable

$n$ :

Interruptor magnetotérmico:  $n = 1,45$

Interruptor automático:  $n = 1,3$

Fusibles:  $n = 1,6$

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 49,63 KWp:

$$36,1 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 37$$

$$36,1 \leq I_N \leq 37$$

$$I_N = 37 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 37 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp:

$$50,3 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 52$$

$$50,3 \leq I_N \leq 52$$

$$I_N = 52 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 52 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 80 KWp:

$$36,1 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 37$$

$$36,1 \leq I_N \leq 37$$

$$I_N = 37 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 37 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

- ❖ Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp para el escenario de potencia óptima después de la entrada en vigor del RD 148/2021:

$$92 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 110$$

$$92 \leq I_N \leq 110$$

$$I_N = 100 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 100 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 30 KWp:

$$33 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 37$$

$$33 \leq I_N \leq 37$$

$$I_N = 37 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 37 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 72 KWp:

$$145 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 171$$

$$145 \leq I_N \leq 171$$

$$I_N = 146 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 146 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

- ❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 60 KWp:

$$36,1 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 37$$

$$36,1 \leq I_N \leq 37$$

$$I_N = 37 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 37 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

- ❖ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 100 KWp::

$$92 \leq I_N \leq \frac{1,45}{1,45} * 110$$

$$92 \leq I_N \leq 110$$

$$I_N = 100 A$$

Así, el calibre del interruptor magnetotérmico elegido tendrá que ser de

$I_N = 100 A$  para proteger a la instalación de sobrecorrientes y sobrecargas.

#### 6.10. Puesta a tierra de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo

Los paneles fotovoltaicos se pueden cargar electrostáticamente pudiendo causar un peligro debido a contactos de personas o animales o generar chispas que pueden provocar un incendio. Por ello, se hace de vital importancia establecer una toma tierra que englobe las partes metálicas de la instalación.

La toma tierra es necesaria para restringir la tensión de contacto a 50 V si es en locales secos o a 24V si es en locales húmedos.

Por otra parte, la toma tierra de la instalación fotovoltaica tiene que estar unida a la toma tierra del edificio debido a que, si se instalasen dos tomas tierra diferentes, una para el edificio y otra para la instalación fotovoltaica, se producirían unas tensiones muy grandes cuando se produzca la descarga de un rayo en los alrededores del edificio.

A la hora de establecer la toma tierra de un edificio, es de vital importancia la correcta elección del conductor de tierra para que tengan la resistencia necesaria para restringir la máxima tensión de contacto. Dicha resistencia se obtendrá a partir de la siguiente ecuación:

$$R_A \leq \frac{V_{adm}}{I_{AN}}$$

Siendo:

$V_{adm}$ : Tensión máxima de contacto (V)

$R_A$ : Resistencia del conductor de toma tierra ( $\Omega$ )

$I_{AN}$ : Intensidad máxima de defecto (A)

El esquema correspondiente para la puesta a tierra de esta instalación se corresponde con el esquema de distribución TT.

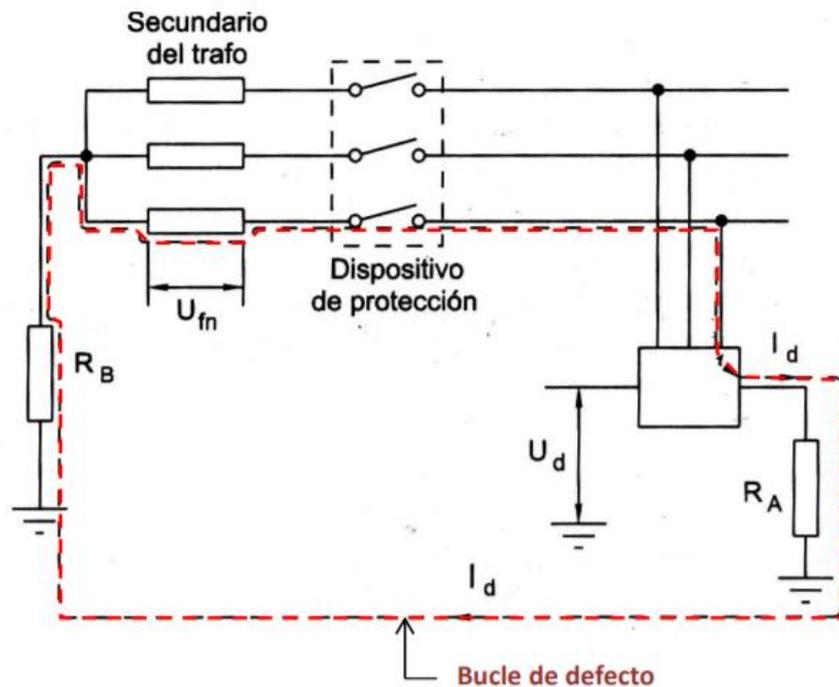


Ilustración 108. Esquema de distribución TT. Fuente: [42]

Como se puede observar en el esquema de puesta a tierra de nuestra instalación, si se calcula de manera correcta la resistencia de los conductores de tierra según la intensidad de corte diferencial, la corriente de defecto no tendría ningún riesgo.

Así, para el escenario de la nave industrial la intensidad máxima de defecto que se debe de coger es de 300 mA ya que se trata de un edificio para actividades industriales. La tensión máxima de contacto será de 24 V ya que nuestra instalación se encuentra en el exterior y por lo tanto se trata como si fuese una instalación en local húmedo. Una vez se ha concretado la intensidad máxima de defecto y la tensión máxima de contacto, se podrá obtener la resistencia del conductor a tierra necesaria para que la intensidad de defecto no suponga un riesgo mediante la ecuación expuesta anteriormente:

$$R_A = \frac{24}{0.3}$$

$$R_A = 80 \Omega$$

Para el caso del bloque de edificios industrial la intensidad máxima de defecto que se debe de coger es de 30 mA ya que es un edificio para uso doméstico. La tensión máxima de contacto será de 24 V ya que nuestra instalación se encuentra en el exterior y por lo tanto se trata como si fuese una instalación en local húmedo. Una vez se ha concretado la intensidad máxima de defecto y la tensión máxima de contacto, se podrá obtener la resistencia del conductor a tierra necesaria para que la intensidad de defecto no suponga un riesgo mediante la ecuación expuesta anteriormente:

$$R_A = \frac{24}{0.03}$$

$$R_A = 800 \Omega$$

Otra parte muy importante a la hora de establecer la toma tierra es seleccionar de manera correcta la sección necesaria para los conductores de protección. Dicha sección dependerá de la sección elegida del cable según se establece en el reglamento de baja tensión, en la ITC-BT-19, y se puede determinar a partir de la siguiente tabla:

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm <sup>2</sup> )	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2
(*) Con un mínimo de: 2,5 mm <sup>2</sup> si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica 4 mm <sup>2</sup> si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica	

Ilustración 109. Secciones mínimas de los conductores de protección. Fuente: [44]

Así, para cada uno de los escenarios propuestos para estudio se necesitarán las siguientes secciones para el cable de protección:

- ✓ Nave industrial con una potencia instalada de 49,63 KWp:
  - Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de 16 mm<sup>2</sup>, por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de 16 mm<sup>2</sup>.

- Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $6 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $6 \text{ mm}^2$ .
- ✓ Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp:
  - Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $16 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $16 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $16 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $16 \text{ mm}^2$ .
- ✓ Nave industrial con una potencia instalada de 80 KWp:
  - Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $16 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $16 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $6 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $6 \text{ mm}^2$ .
- ✓ Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp para el escenario de potencia óptima después de la entrada en vigor del RD 148/2021:

- Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $16 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $16 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $35 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $16 \text{ mm}^2$ .
- ✓ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 30 KWp:
- Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $1,5 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión y teniendo en cuenta que el tramo forma parte de la canalización de alimentación, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $1,5 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $6 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $6 \text{ mm}^2$ .
- ✓ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 72 KWp:
- Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $1,5 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión y teniendo en cuenta que el tramo forma parte de la canalización de alimentación, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $1,5 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $70 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $35 \text{ mm}^2$ .

- ✓ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 60 KWp:
  - Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $1,5 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión y teniendo en cuenta que el tramo forma parte de la canalización de alimentación, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $1,5 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $6 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $6 \text{ mm}^2$ .
  
- ✓ Bloque de viviendas con una potencia instalada de 100 KWp:
  - Tramo de corriente continua: La sección del cable elegido es de  $1,5 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión y teniendo en cuenta que el tramo forma parte de la canalización de alimentación, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $1,5 \text{ mm}^2$ .
  - Tramo de corriente alterna: La sección del cable elegido es de  $35 \text{ mm}^2$ , por lo tanto, siguiendo el reglamento de baja tensión, la sección del conductor de protección para este tramo será de  $16 \text{ mm}^2$ .

#### 6.11. Estructura para la implantación de la instalación fotovoltaica de autoconsumo

Los paneles fotovoltaicos de la instalación tienen que ir sobre una estructura que previamente se habrá unido a la cubierta del edificio. Dicha estructura servirá para garantizar que se obtiene la inclinación que se requiere de los paneles fotovoltaicos además de para poder situar estos en la cubierta.

Dependiendo del tipo de cubiertas en el que se quieran instalar las placas fotovoltaicas se tendrán distintos tipos de estructuras:

- Cubiertas inclinadas: En este caso, hay que distinguir entre tres tipos de cubiertas según la composición de los materiales que la forman:

- Cubiertas compuestas por teja arábica: Para este tipo de cubierta se realiza el anclaje conocido como “varilla roscada”. Consiste en hacer un pequeño orificio en las tejas y a continuación se introduce unas varillas que llegan hasta la base de la estructura y se enroscan en la misma dejando de esta manera la estructura completamente fija.



Ilustración 110. Estructura realizada con la técnica de varilla roscada. Fuente: [46]

- Cubiertas compuestas por materiales de mayor fragilidad: Este tipo de cubiertas son especialmente frágiles y por lo tanto no se puede hacer un orificio para introducir las varillas como en el caso anteriormente expuesto. En este caso, se optará por utilizar ganchos. Su instalación consiste en levantar las tejas y atornillar directamente la estructura a la cubierta quedando de esta manera la estructura totalmente fija. A continuación, se volverá a poner la teja por encima.

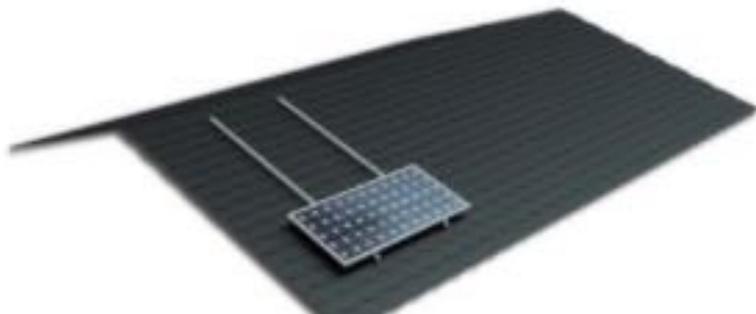


Ilustración 111. Estructura fotovoltaica sobre cubierta de pizarra sujeta con ganchos. Fuente: [47]

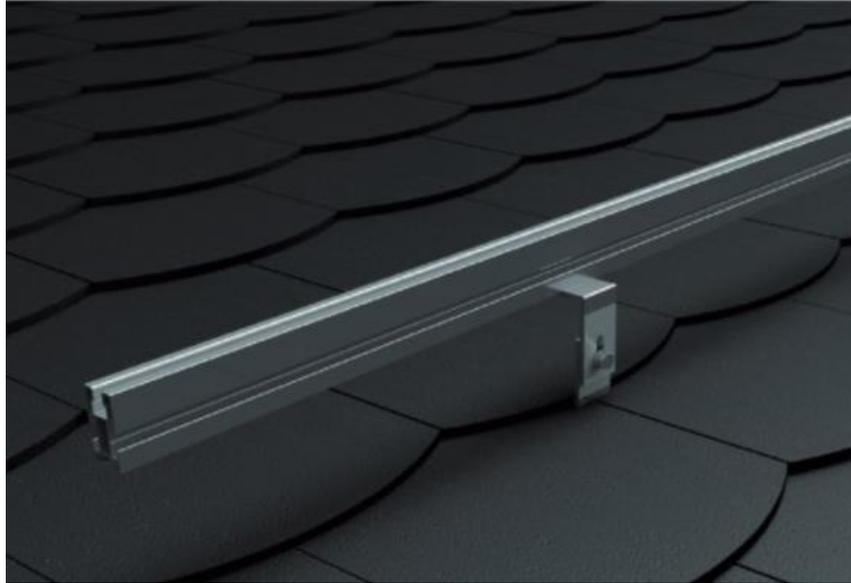


Ilustración 112. Estructura fotovoltaica sobre cubierta de pizarra sujeta con ganchos. Fuente: [47]

- Cubiertas compuestas por chapa: Para este tipo de cubierta se realiza el anclaje conocido como “rosca chapa”. Consiste en hacer un orificio en la chapa por el cual, se introduce la estructura y se enrosca quedando de esta manera la estructura fija.



Ilustración 113. Cubiertas compuestas por chapa con técnica rosca chapa. Fuente: [49]

- Cubiertas planas: La estructura se ancla directamente a la cubierta plana. Es necesario que este tipo de estructuras dispongan de la inclinación que se requiera ya que, encima de dicha estructura irán situados los módulos fotovoltaicos y estos requerirán un cierto ángulo de inclinación para poder recoger la radiación solar en la mayor medida posible y, por lo tanto, conseguir un rendimiento y generación óptima de la instalación solar fotovoltaica.

En este tipo de instalaciones, será de vital importancia tener en cuenta la distancia que hay entre las filas de paneles solares ya que si no la tenemos en cuenta los paneles de delante pueden generar sombras sobre los paneles de detrás reduciendo de esta manera el rendimiento y generación eléctrica de la instalación fotovoltaica.

La inclinación que tiene que llevar la estructura para poder situar los paneles solares en el ángulo óptimo provoca un inconveniente. Este es el llamado “efecto vela”. El “efecto vela” consiste en que, debido a la inclinación de los paneles, las corrientes de vientos ejercen una gran fuerza sobre los paneles llegando a desplazar o incluso levantar las filas de módulos pudiendo ocasionar consecuencias nefastas para la instalación.

Para evitar problemas derivados del “efecto vela” se debe de poner un material pesado conectado a la estructura que impida que esta salga volando.

Esta práctica adquiere una gran importancia en las estructuras metálicas ya que son muy poco pesadas. En este caso se suele adherir a ellas una base de hormigón u otro material muy pesado que impidan que la estructura se mueva por efecto del viento.



Ilustración 114. Estructura metálica con base de hormigón.

Fuente: [49]

En cambio, otras estructuras más pesadas como son las de hormigón no necesitan poner esta base ya que la propia estructura al ser de hormigón ya es muy pesada e impide que esta se mueva por efecto del viento.



Ilustración 115. Estructura de hormigón. Fuente:

En el caso de la nave industrial, el tejado está hecho de chapa y, por lo tanto, el tipo de anclaje que se utilizará será el de “rosca chapa”.

En el caso del bloque de viviendas, el tejado está compuesto por teja Árábica y, por lo tanto, el tipo de anclaje que se utilizará será el de “varilla roscada”.

## 7. Resultados finales

En este apartado se van a exponer los resultados que se han obtenido a partir de la simulación con el programa PVSyst para cada una de las potencias instaladas en cada uno de los escenarios.

- Nave industrial con una potencia instalada de 49,63 kWp:

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	66.9	26.52	2.28	116.4	113.6	5.306	20.98	4.589	0.496	16.40
Febrero	81.2	28.71	3.93	121.9	119.1	5.487	14.35	3.796	1.518	10.56
Marzo	131.6	51.60	7.24	167.4	162.9	7.368	17.99	5.894	1.146	12.09
Abril	161.9	68.01	8.97	173.6	168.7	7.447	15.60	5.177	2.029	10.43
Mayo	197.1	72.71	13.81	190.2	184.0	8.005	15.63	5.939	1.806	9.70
Junio	227.1	62.42	19.07	208.2	201.4	8.444	16.68	6.560	1.608	10.12
Julio	251.2	55.88	20.81	236.3	228.9	9.363	17.63	7.091	1.965	10.54
Agosto	215.7	46.26	20.30	227.1	220.5	9.058	17.77	6.841	1.927	10.93
Septiembre	158.4	42.40	16.11	195.4	190.3	8.030	18.60	6.547	1.228	12.05
Octubre	105.6	39.19	11.66	153.5	149.7	6.671	20.98	5.819	0.583	15.17
Noviembre	71.9	27.65	5.50	120.1	117.3	5.420	18.75	4.721	0.531	14.03
Diciembre	53.6	24.18	2.87	95.0	92.6	4.383	20.98	3.985	0.257	17.00
Año	1722.3	545.53	11.09	2005.0	1949.0	84.982	215.96	66.957	15.094	149.00

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 E\_User Energía suministrada al usuario  
 E\_Solar Energía del sol  
 E\_Grid Energía inyectada en la red  
 EFrGrid Energía de la red

Ilustración 116. Tabla de los resultados principales de la simulación.

Fuente: [8]

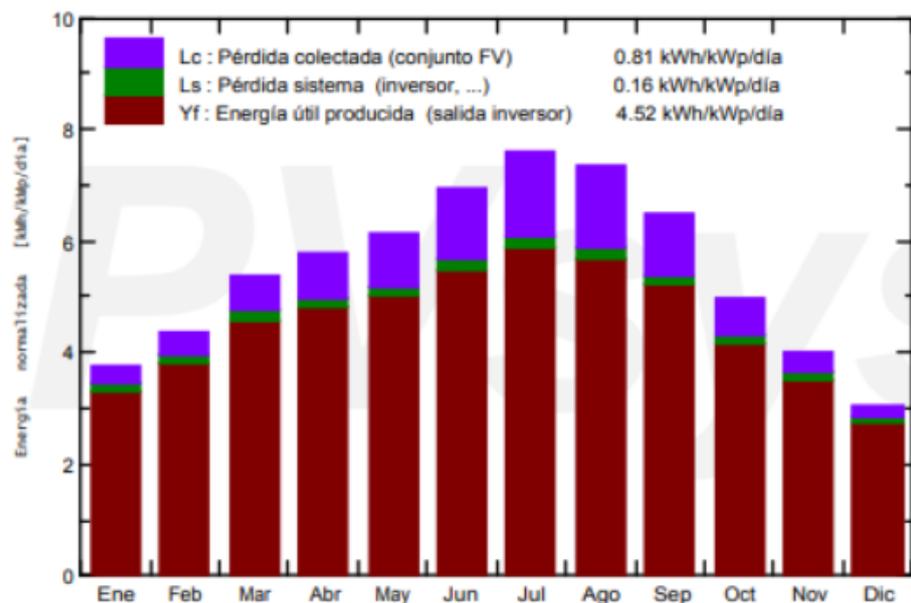


Ilustración 117. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]

En la gráfica anterior, se pueden distinguir tres factores. El color azul se refiere a las pérdidas ocasionadas por la suciedad en las placas fotovoltaicas, periodos de indisponibilidad, sombreados, etc...

Por otro lado, el color verde representa las pérdidas debidas al inversor. Estas pérdidas son debidas a que el inversor establecido para nuestra instalación no tiene un rendimiento ideal y es lo que provoca que se produzcan esas mínimas pérdidas.

El color rojo representa la energía real que producen las placas y que posteriormente se aprovecha, ya sea para alimentar directamente al edificio donde se encuentra la instalación o para alimentar a la red en caso de que haya energía excedente.

En dicha gráfica se puede observar que los meses donde se obtiene una mayor producción es en los meses de verano. Esto es debido a que es cuando mayor número de horas de sol se tiene en dicha ubicación. También se puede observar como las pérdidas no son muy elevadas y por lo tanto se obtiene un buen rendimiento de la instalación.

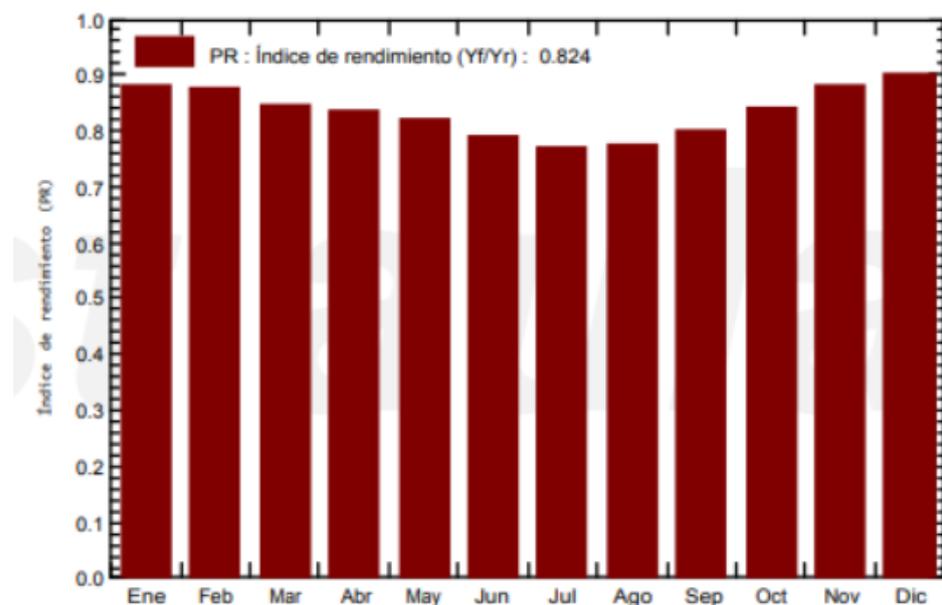


Ilustración 118. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]

En la gráfica anterior, se pueden observar los rendimientos obtenidos por la instalación solar fotovoltaica para cada uno de los meses. El rendimiento de la instalación es bastante alto. Se tiene un rendimiento anual de alrededor de un 82%.

Por otro lado, los meses en los que se obtiene un rendimiento algo menor es en los meses de verano. Esto puede ser debido a que en dichos meses las temperaturas suelen ser más altas y por lo tanto el rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye.

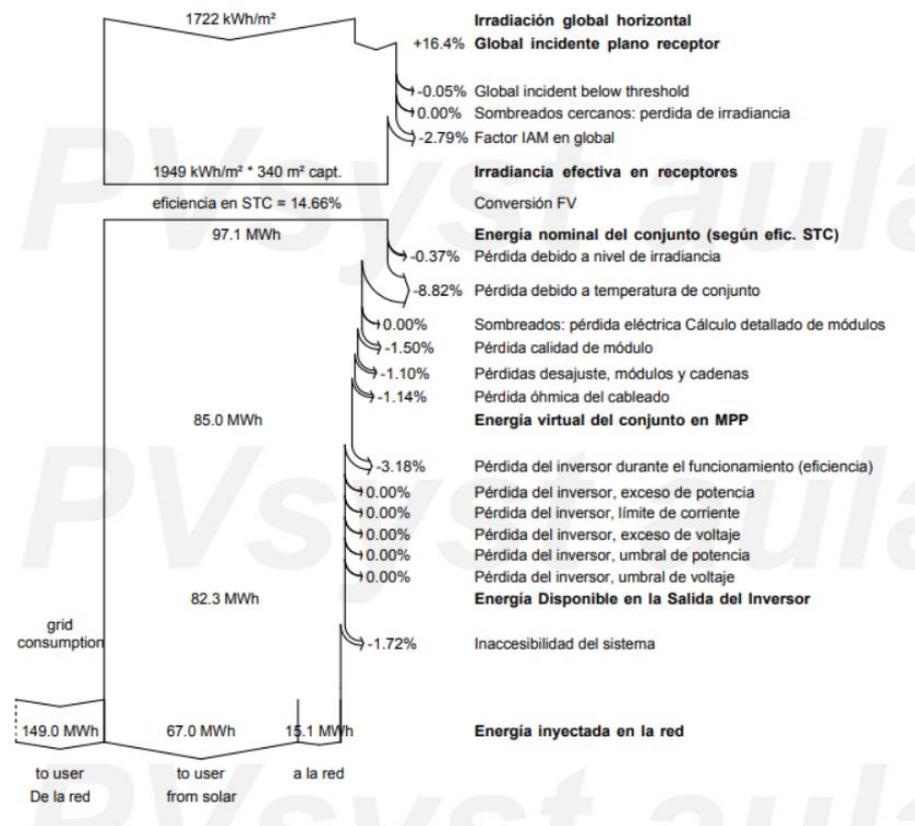


Ilustración 119. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: [8]

En el diagrama anterior se pueden observar todas las pérdidas que tenemos en la instalación fotovoltaica. Como se puede observar dichas pérdidas son bastante reducidas y, por lo tanto, el rendimiento de la instalación será bastante alto como ya hemos podido observar en la gráfica de rendimientos que hemos obtenido anteriormente.

Para el resto de los casos la explicación de las gráficas será la misma variando únicamente los resultados obtenidos en cada caso. A continuación, se pueden observar los resultados para el resto de los escenarios propuestos:

- Nave industrial con una potencia instalada de 100 KWp:

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Enero</b>	66.9	26.52	2.28	116.4	113.5	10.83	20.98	5.920	4.19	15.06
<b>Febrero</b>	81.2	28.71	3.93	121.9	118.9	11.20	14.35	4.707	6.22	9.64
<b>Marzo</b>	131.6	51.60	7.24	167.4	162.6	15.03	17.99	7.177	7.00	10.81
<b>Abril</b>	161.9	68.01	8.97	173.6	168.3	15.20	15.60	6.345	8.49	9.26
<b>Mayo</b>	197.1	72.71	13.81	190.2	183.5	16.33	15.63	7.158	8.79	8.48
<b>Junio</b>	227.1	62.42	19.07	208.2	200.9	17.21	16.68	7.708	9.11	8.97
<b>Julio</b>	251.2	55.88	20.81	236.3	228.4	19.03	17.63	8.195	10.42	9.44
<b>Agosto</b>	215.7	46.26	20.30	227.1	220.1	18.42	17.77	7.970	10.06	9.80
<b>Septiembre</b>	158.4	42.40	16.11	195.4	189.9	16.37	18.60	7.831	8.18	10.77
<b>Octubre</b>	105.6	39.19	11.66	153.5	149.5	13.61	20.98	7.703	5.08	13.28
<b>Noviembre</b>	71.9	27.65	5.50	120.1	117.1	11.06	18.75	5.824	4.98	12.93
<b>Diciembre</b>	53.6	24.18	2.87	95.0	92.5	8.95	20.98	5.498	3.22	15.49
<b>Año</b>	1722.3	545.53	11.09	2005.0	1945.0	173.23	215.96	82.036	85.73	133.92

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 E\_User Energía suministrada al usuario  
 E\_Solar Energía del sol  
 E\_Grid Energía inyectada en la red  
 EFrGrid Energía de la red

Ilustración 120. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]

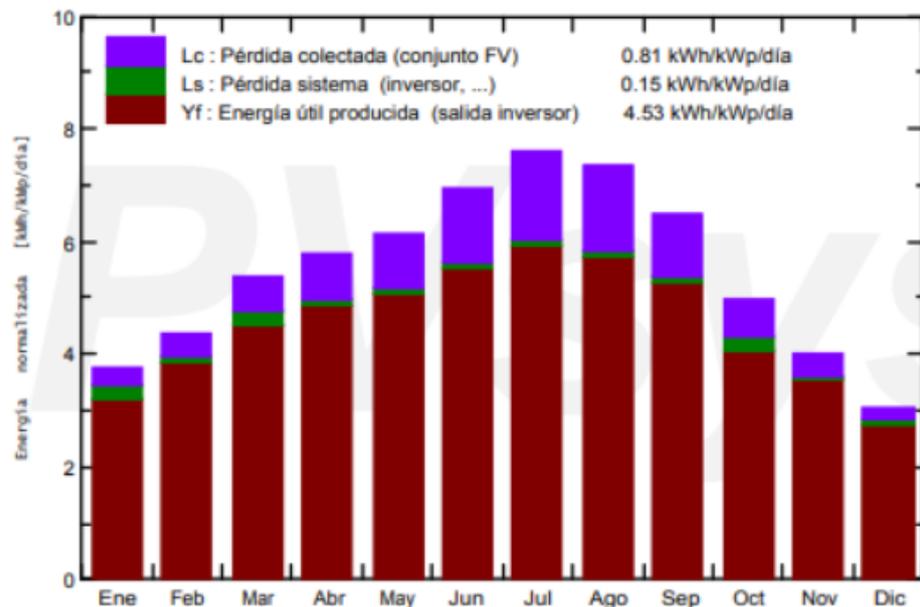


Ilustración 121. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]

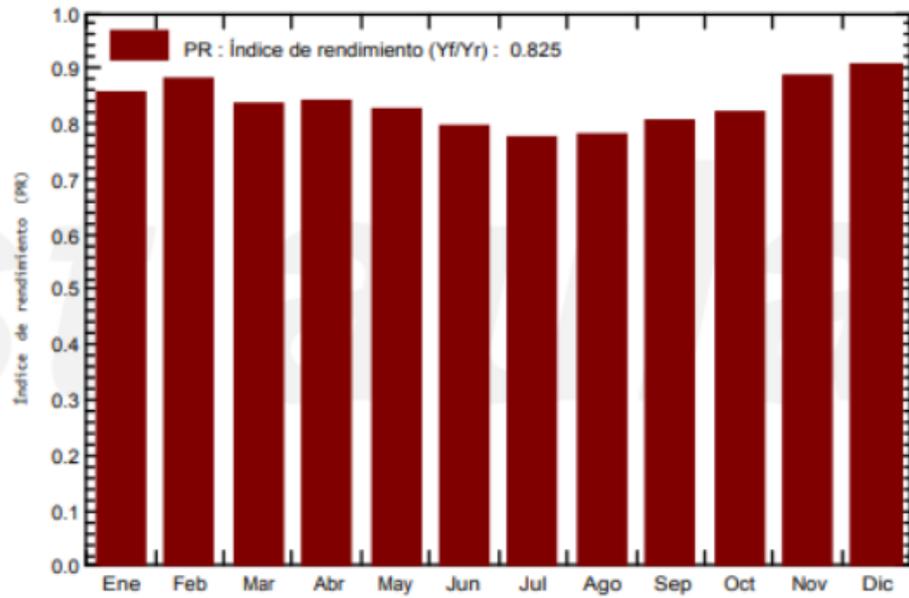


Ilustración 122. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

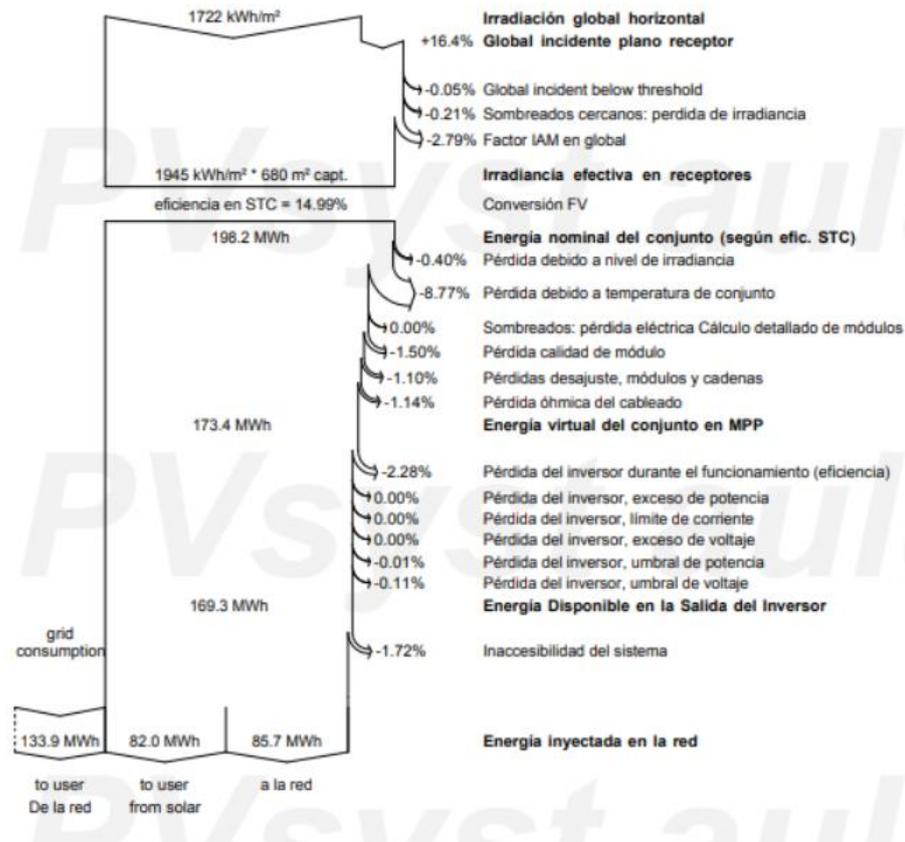


Ilustración 123. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]



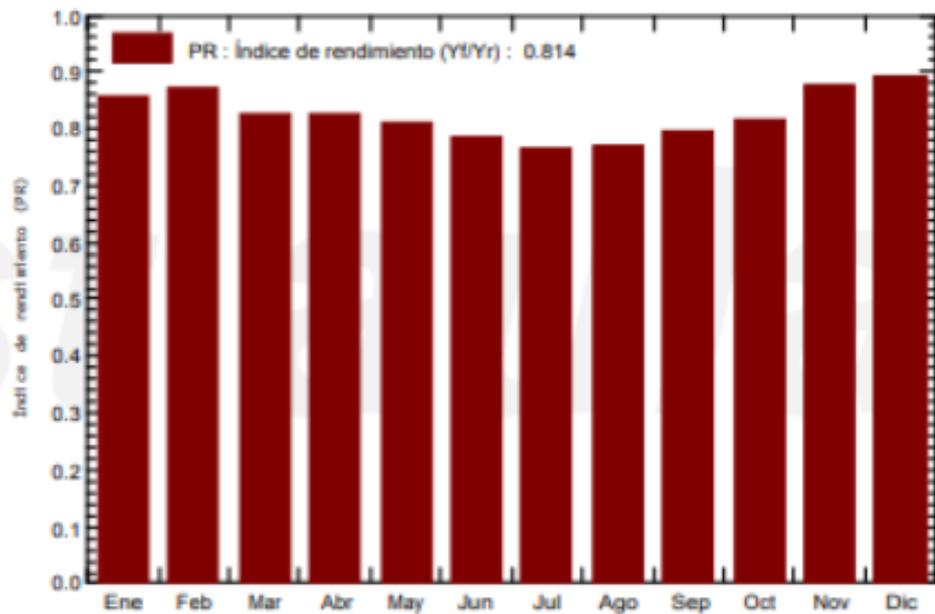


Ilustración 126. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

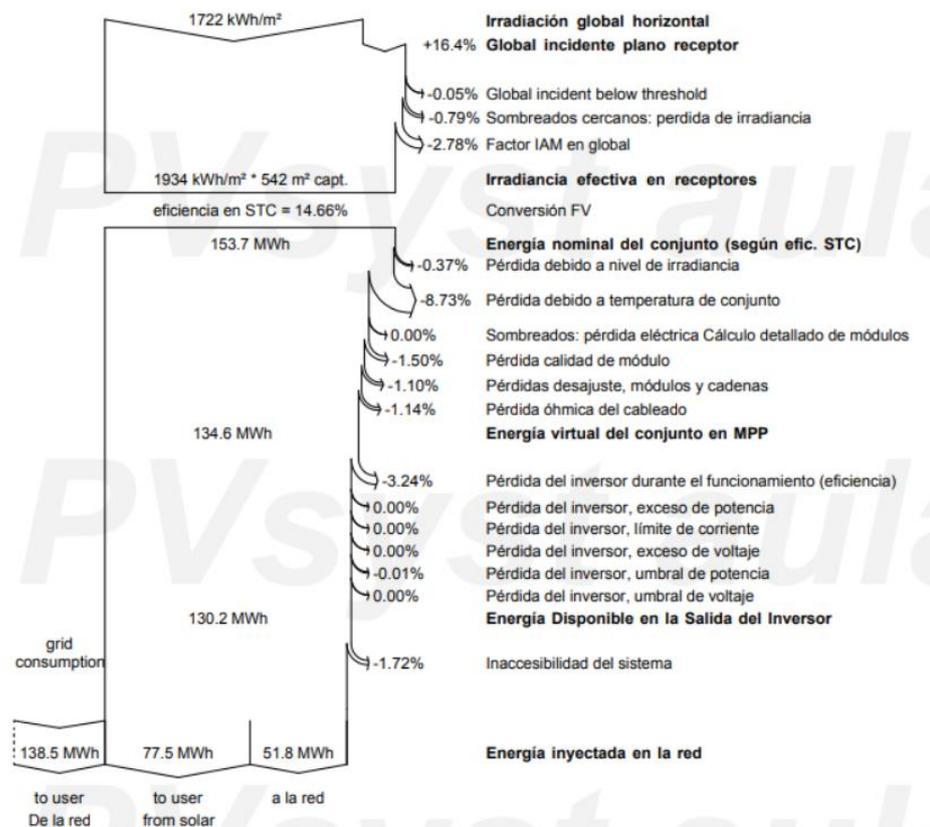


Ilustración 127. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]



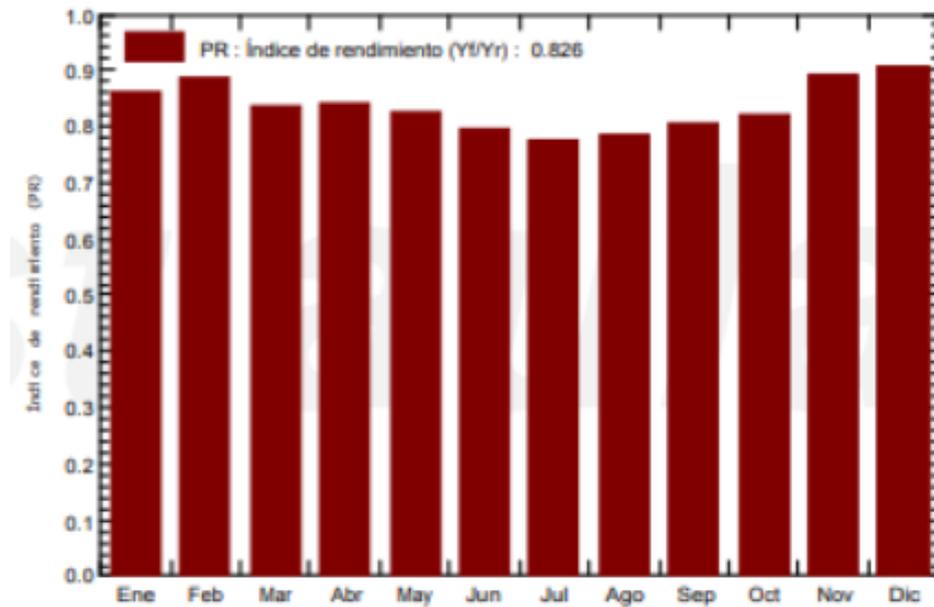


Ilustración 130. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

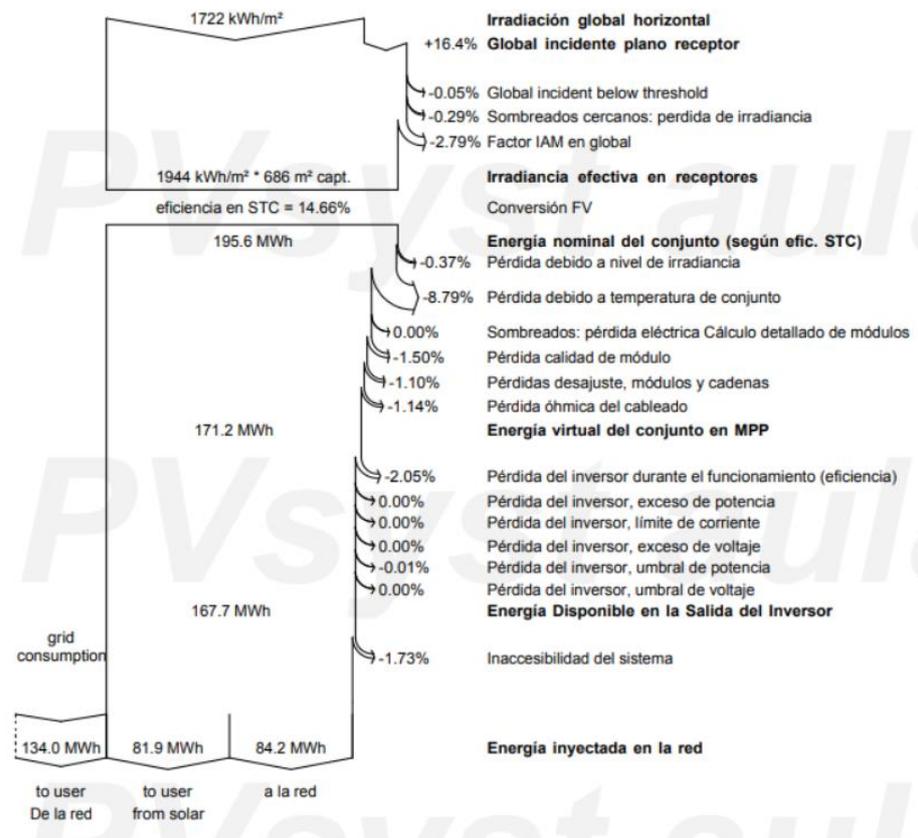


Ilustración 131. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una potencia instalada de 30 KWp:

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
Enero	66.9	26.52	2.18	67.7	64.0	1.886	1.839	0.898
Febrero	81.2	28.72	3.83	76.1	72.6	2.090	2.040	0.886
Marzo	131.6	51.62	7.14	123.9	119.6	3.347	3.273	0.873
Abril	161.9	68.04	8.97	148.2	143.7	3.958	3.870	0.863
Mayo	197.1	72.69	13.71	180.0	174.6	4.626	4.520	0.831
Junio	227.1	62.45	18.98	202.7	197.0	4.988	4.870	0.794
Julio	251.2	55.93	20.81	228.4	222.4	5.506	5.374	0.778
Agosto	215.7	46.34	20.30	197.7	192.5	4.819	4.706	0.787
Septiembre	158.4	42.20	16.01	149.2	144.4	3.777	3.690	0.817
Octubre	105.6	37.92	11.66	101.0	96.9	2.669	2.606	0.853
Noviembre	71.9	27.67	5.50	70.7	67.3	1.938	1.889	0.884
Diciembre	53.6	24.17	2.77	51.3	48.2	1.423	1.384	0.892
Año	1722.3	544.26	11.03	1597.0	1543.2	41.027	40.060	0.830

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

Ilustración 132. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]

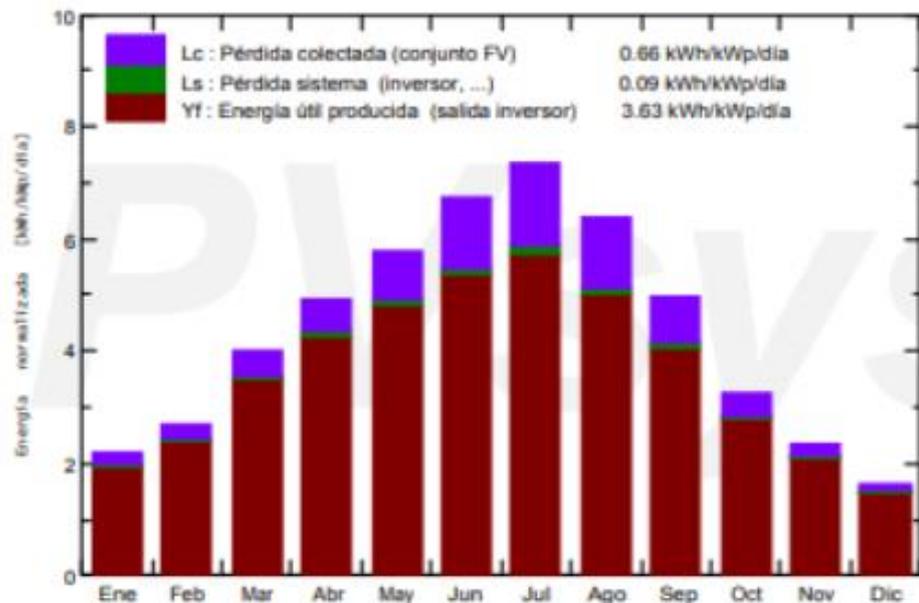


Ilustración 133. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]

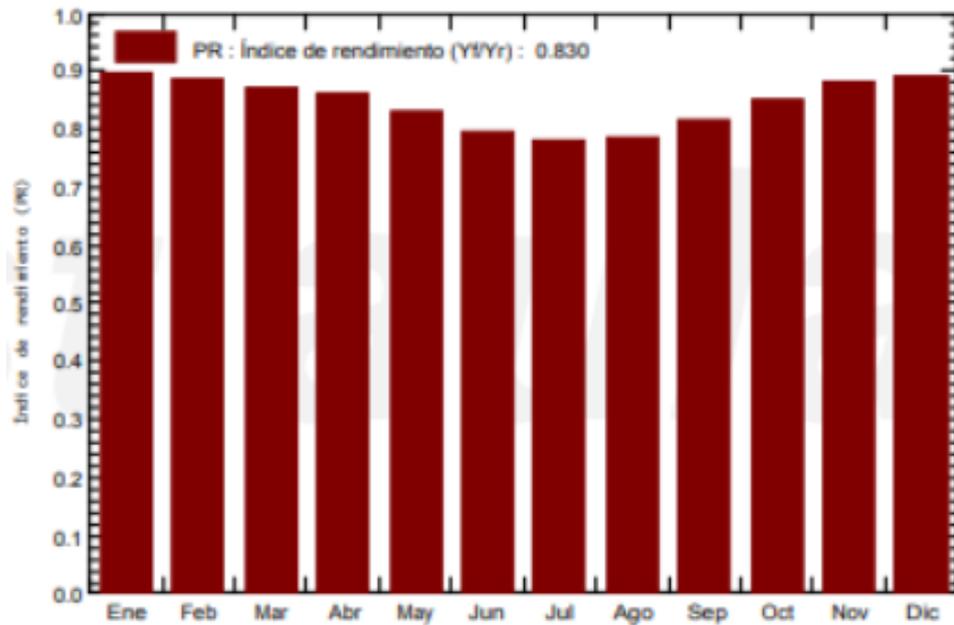


Ilustración 134. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

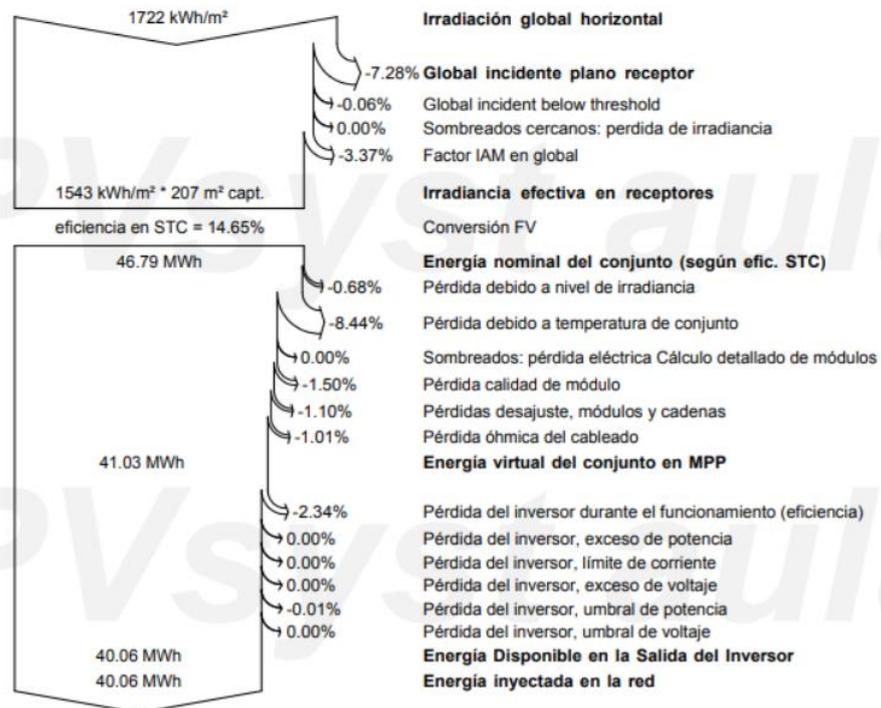


Ilustración 135. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]



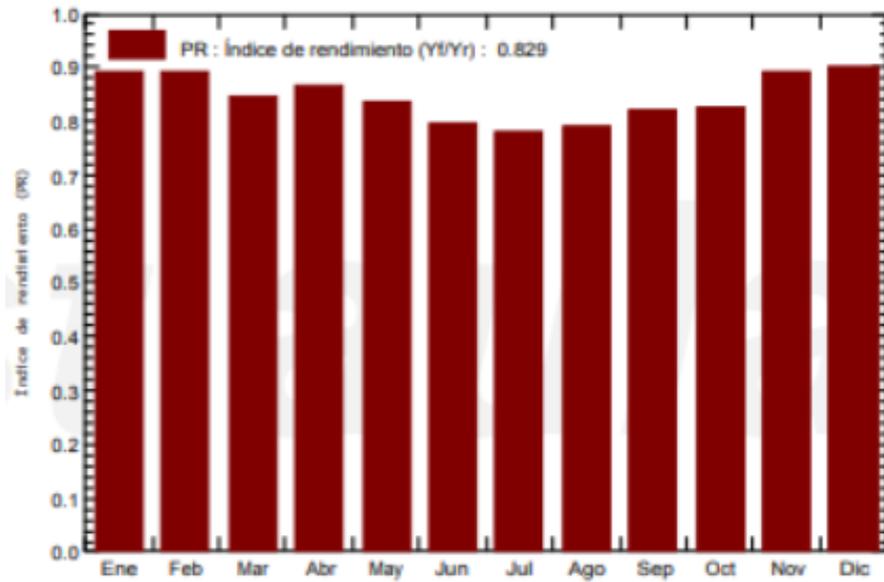


Ilustración 138. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

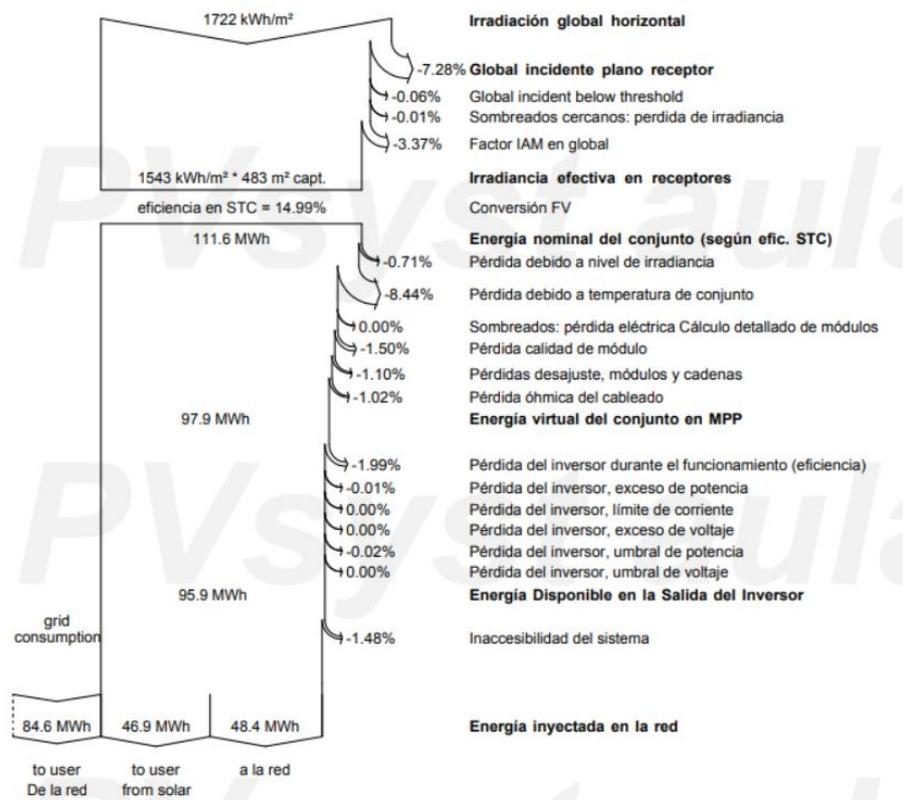


Ilustración 139. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una potencia instalada de 60 KWp:

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Enero</b>	66.9	26.52	2.18	67.7	64.0	3.77	12.57	2.824	0.773	9.74
<b>Febrero</b>	81.2	28.72	3.83	76.1	72.6	4.18	10.89	2.566	1.464	8.33
<b>Marzo</b>	131.6	51.62	7.14	123.9	119.6	6.70	12.52	4.148	2.130	8.37
<b>Abril</b>	161.9	68.04	8.97	148.2	143.7	7.92	12.72	5.352	2.304	7.37
<b>Mayo</b>	197.1	72.69	13.71	180.0	174.6	9.26	12.05	5.463	3.478	6.59
<b>Junio</b>	227.1	62.45	18.98	202.7	197.0	9.98	10.29	4.857	4.776	5.44
<b>Julio</b>	251.2	55.93	20.81	228.4	222.4	11.01	7.68	3.801	6.834	3.88
<b>Agosto</b>	215.7	46.34	20.30	197.7	192.5	9.64	7.41	3.191	6.121	4.22
<b>Septiembre</b>	158.4	42.20	16.01	149.2	144.4	7.56	9.75	3.769	3.531	5.98
<b>Octubre</b>	105.6	37.92	11.66	101.0	96.9	5.34	11.07	3.107	1.900	7.97
<b>Noviembre</b>	71.9	27.67	5.50	70.7	67.3	3.88	11.95	2.746	0.984	9.21
<b>Diciembre</b>	53.6	24.17	2.77	51.3	48.2	2.85	12.59	2.319	0.409	10.27
<b>Año</b>	1722.3	544.26	11.03	1597.0	1543.2	82.07	131.50	44.144	34.705	87.36

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 E\_User Energía suministrada al usuario  
 E\_Solar Energía del sol  
 E\_Grid Energía inyectada en la red  
 EFrGrid Energía de la red

Ilustración 140. Tabla de los resultados principales de la simulación.

Fuente: [8]

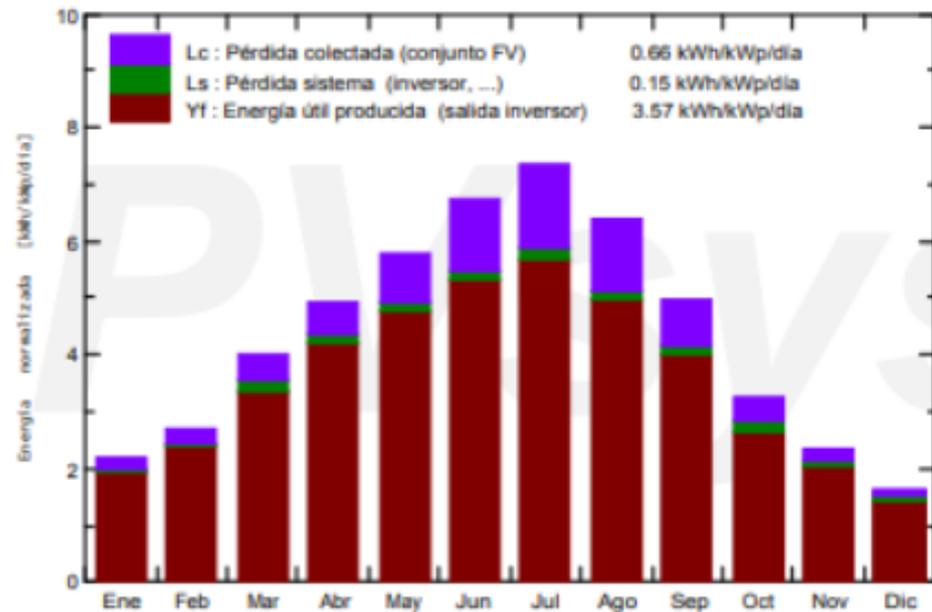


Ilustración 141. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente: [8]

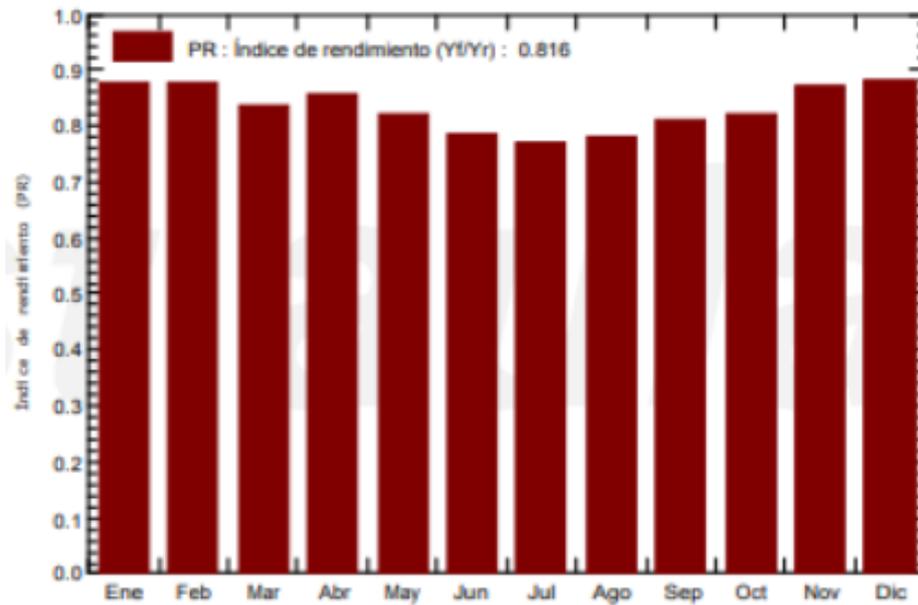


Ilustración 142. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

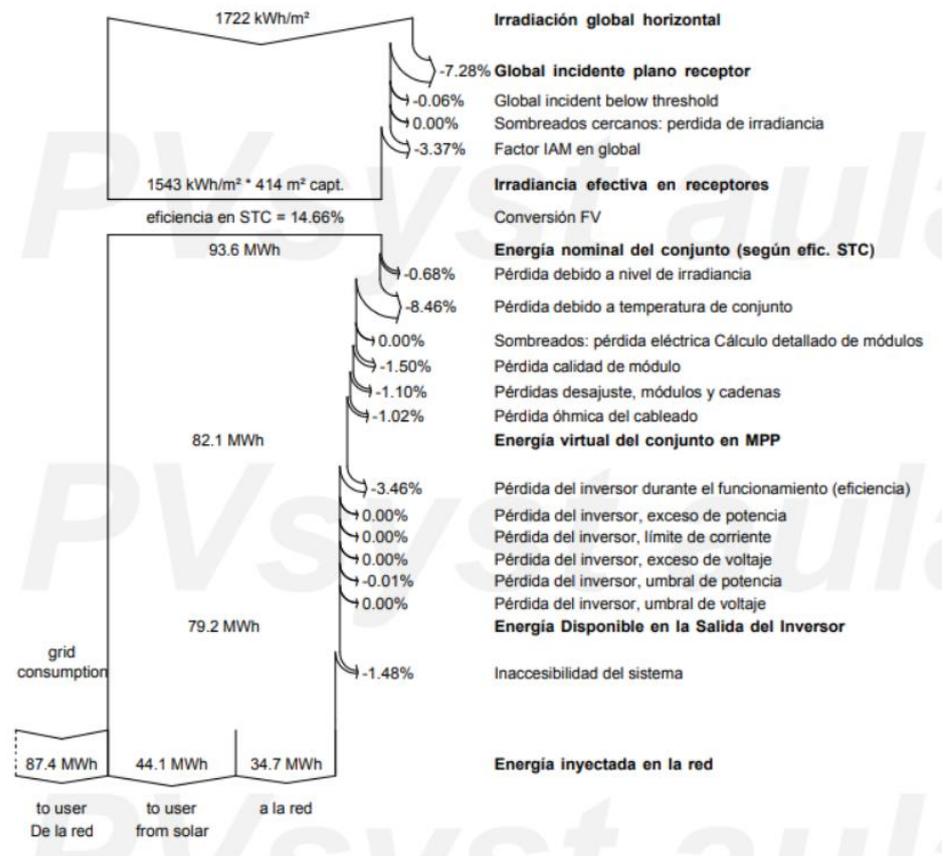


Ilustración 143. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]

- Bloque de viviendas con una potencia instalada de 100 kWp:

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_User</b> MWh	<b>E_Solar</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>EFrGrid</b> MWh
<b>Enero</b>	66.9	26.52	2.18	67.7	64.0	6.26	12.57	3.465	2.54	9.102
<b>Febrero</b>	81.2	28.72	3.83	76.1	72.6	6.94	10.89	3.087	3.70	7.806
<b>Marzo</b>	131.6	51.62	7.14	123.9	119.6	11.11	12.52	4.878	5.47	7.639
<b>Abril</b>	161.9	68.04	8.97	148.2	143.7	13.14	12.72	6.186	6.70	6.538
<b>Mayo</b>	197.1	72.69	13.71	180.0	174.6	15.35	12.05	6.200	8.83	5.850
<b>Junio</b>	227.1	62.45	18.98	202.7	197.0	16.55	10.29	5.286	10.89	5.009
<b>Julio</b>	251.2	55.93	20.81	228.4	222.4	18.26	7.68	4.051	13.79	3.631
<b>Agosto</b>	215.7	46.34	20.30	197.7	192.5	15.99	7.41	3.441	12.18	3.971
<b>Septiembre</b>	158.4	42.20	16.01	149.2	144.4	12.54	9.75	4.184	8.09	5.567
<b>Octubre</b>	105.6	37.92	11.66	101.0	96.9	8.86	11.07	3.534	4.75	7.541
<b>Noviembre</b>	71.9	27.67	5.50	70.7	67.3	6.43	11.95	3.377	2.91	8.575
<b>Diciembre</b>	53.6	24.17	2.77	51.3	48.2	4.72	12.59	3.031	1.58	9.555
<b>Año</b>	1722.3	544.26	11.03	1597.0	1543.2	136.14	131.50	50.719	81.43	80.783

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 E\_User Energía suministrada al usuario  
 E\_Solar Energía del sol  
 E\_Grid Energía inyectada en la red  
 EFrGrid Energía de la red

Ilustración 144. Tabla de los resultados principales de la simulación. Fuente: [8]

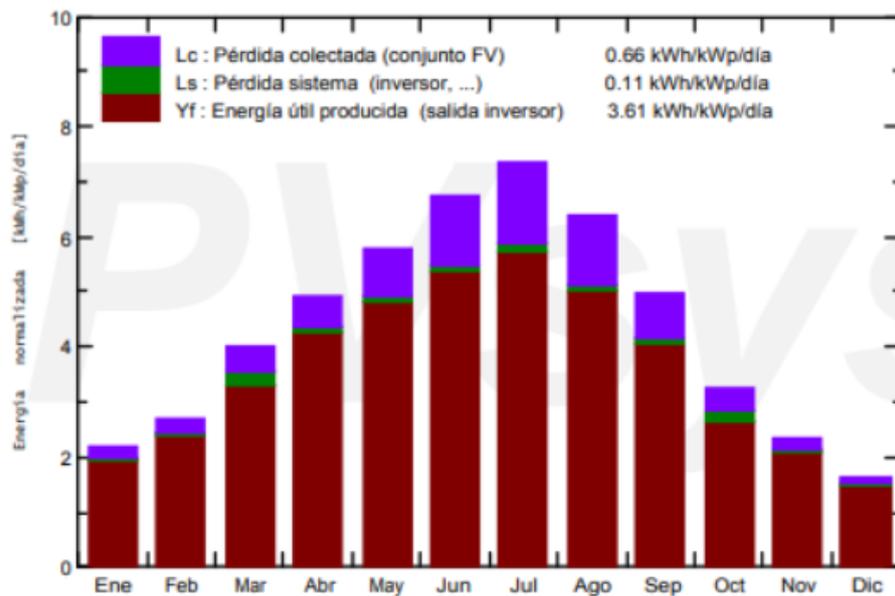


Ilustración 145. Gráfica de la energía producida y las pérdidas de la instalación fotovoltaica. Fuente:

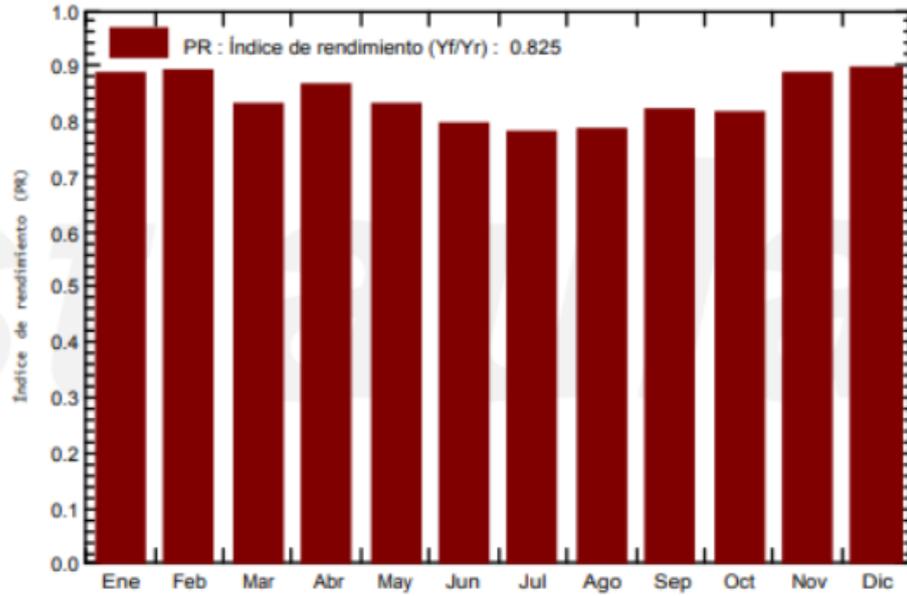


Ilustración 146. Gráfica de rendimientos de la instalación fotovoltaica.  
Fuente: [8]

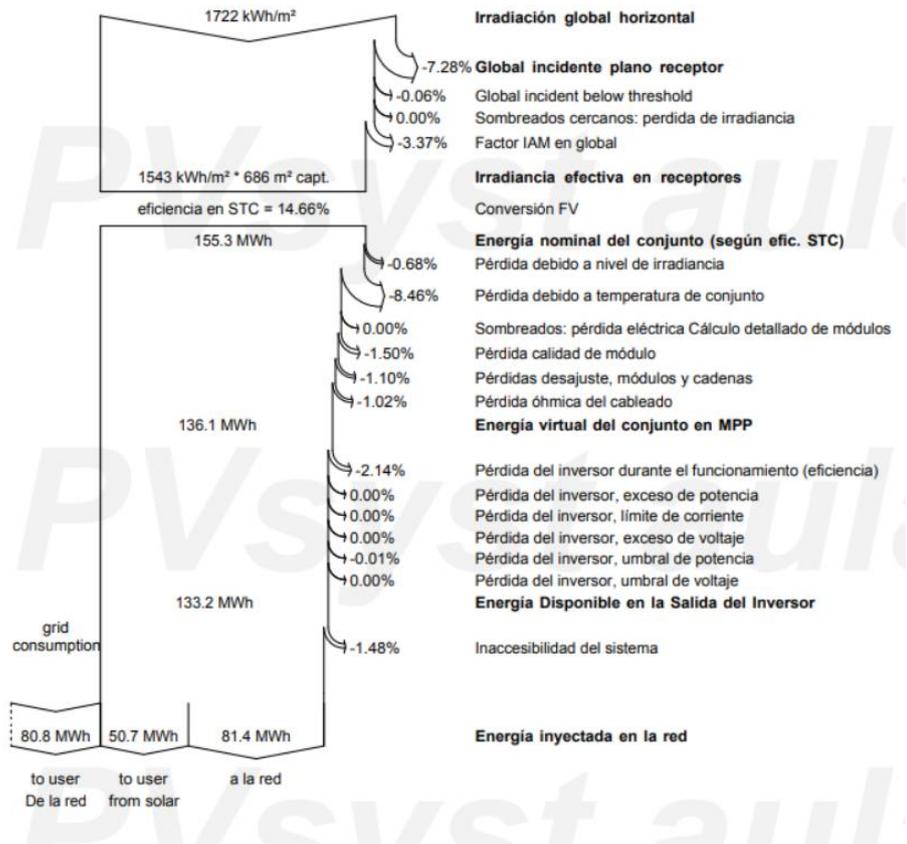


Ilustración 147. Diagrama de pérdidas de la instalación solar fotovoltaica.  
Fuente: [8]

## 8. Balance económico

En este apartado se va a realizar un estudio económico con el objetivo de ver el ahorro anual que se obtiene para cada uno de los escenarios propuestos a estudio, así como su rentabilidad y en cuantos años recuperaríamos la inversión en cada uno de los casos.

En primer lugar, vamos a ver el ahorro anual que obtendríamos, tanto antes como después de la entrada en vigor del RD 148/2021, para la instalación fotovoltaica de autoconsumo inicialmente planteada:

Escenario	Tipo de situación	Potencia (KWh)	Ahorro anual (€)
Nave industrial antes del RD 148/2021	Sin acogerse a compensación	49,63	3597,66
Nave industrial después del RD 148/2021	Sin acogerse a compensación	49,63	12334,81
Nave industrial antes del RD 148/2021	Acogiéndose a compensación	100	4990,86
Nave industrial después del RD 148/2021	Acogiéndose a compensación	100	24808,17
Bloque de viviendas antes del RD 148/2021	Sin acogerse a compensación	30	1343,40
Bloque de viviendas después del RD 148/2021	Sin acogerse a compensación	30	5546,78
Bloque de viviendas antes del RD 148/2021	Acogiéndose a compensación	72	1904,56
Bloque de viviendas después del RD 148/2021	Acogiéndose a compensación	72	12649,96

Tabla 22. Ahorro anual para cada instalación propuesta inicialmente. Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, vamos a ver el ahorro anual que se obtendría si estableciésemos una instalación fotovoltaica óptima para los dos escenarios propuestos una vez entrado en vigor el RD 148/2021:

Escenario	Tipo de situación	Potencia (KWh)	Ahorro anual (€)
Nave industrial	Sin acogerse a compensación	80	12952,62
Nave industrial	Acogiéndose a compensación	100	24808,17
Bloque de viviendas	Sin acogerse a compensación	60	6416,04
Bloque de viviendas	Acogiéndose a compensación	100	15094,29

Tabla 23. Ahorro anual para cada instalación propuesta después del RD 148/2021. Fuente: Elaboración propia

De estas dos tablas se puede deducir que:

- ✓ En ambos casos es mucho más rentable acogerse a compensación.
- ✓ Para potencias óptimas de la instalación fotovoltaica de autoconsumo, aquellas en las que se tiene mayor potencia instalada se obtiene un ahorro anual mayor.
- ✓ En el caso de la nave industrial se obtiene un ahorro anual mayor que para el caso del bloque de viviendas. Este suceso se puede observar comparando los dos escenarios para una potencia instalada de 100 KWp acogiéndose a compensación tras la aprobación del RD 148/2021.

A continuación, se va a estudiar con mayor profundidad cada uno de los escenarios propuestos a partir del cálculo del TIR. Para ello, se utilizarán los siguientes datos de partida:

IPC (%)	2
Incremento del precio de la energía (%)	2,50
Disminución anual de la potencia del panel (%)	1

Factor de influencia en el consumo de la red debida a la degradación del panel (%)	50
Coste de los paneles solares (€/Wp)	0,30
Coste de los reguladores (€/Wp)	0,20
Coste de los inversores (€/Wp)	0,38
Coste de la estructura (€/Wp)	0,23
Coste de otros elementos (€/Wp)	0,10
Coste de la mano de obra y el proyecto (€/Wp)	0,18

*Tabla 24. Datos de partida para realizar el TIR. Fuente: Elaboración propia*

Cabe destacar que con el término “factor de influencia en el consumo de la red debida a la degradación” nos referimos a las pérdidas económicas tanto en la energía consumida de la red como en la energía excedentaria que inyectamos en la red.

Para este estudio se ha elegido un factor de influencia en el consumo de la red debida a la degradación de un 50%. Esto significa las pérdidas económicas se repartirán a partes iguales entre el coste de la energía consumida de la red y el montante recibido por la energía que se inyecta a red.

A continuación, se establece el estudio económico de cada uno de los escenarios propuestos a estudio:

- Nave industrial antes del RD 148/2021 sin acogerse a compensación con una potencia instalada de 49,63 kWp:

Estudio económico										
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-68986	100,0%	215.958	20.587	147.606	14.230	6.357	-62.629	-62.629	
2		99,0%	215.958	21.102	148.344	14.301	6.801	6.801	-55.828	
3		98,0%	215.958	21.629	149.075	14.372	7.258	7.258	-48.570	
4		97,0%	215.958	22.170	149.798	14.441	7.729	7.729	-40.842	
5		96,1%	215.958	22.724	150.514	14.510	8.214	8.214	-32.628	
6		95,1%	215.958	23.292	151.223	14.579	8.714	8.714	-23.914	
7		94,1%	215.958	23.875	151.925	14.646	9.228	9.228	-14.686	
8		93,2%	215.958	24.472	152.620	14.713	9.758	9.758	-4.927	
9		92,3%	215.958	25.083	153.308	14.780	10.304	10.304	5.376	
10		91,4%	215.958	25.710	153.989	14.845	10.865	10.865	16.241	
11		90,4%	215.958	26.353	154.663	14.910	11.443	11.443	27.684	
12		89,5%	215.958	27.012	155.330	14.975	12.037	12.037	39.722	
13		88,6%	215.958	27.687	155.991	15.038	12.649	12.649	52.371	15,22%
14		87,8%	215.958	28.379	156.645	15.101	13.278	13.278	65.649	
15		86,9%	215.958	29.089	157.293	15.164	13.925	13.925	79.574	
16		86,0%	215.958	29.816	157.934	15.226	14.591	14.591	94.164	
17		85,1%	215.958	30.562	158.569	15.287	15.275	15.275	109.439	
18		84,3%	215.958	31.326	159.197	15.347	15.978	15.978	125.417	
19		83,5%	215.958	32.109	159.819	15.407	16.701	16.701	142.119	
20		82,6%	215.958	32.911	160.435	15.467	17.445	17.445	159.563	
21		81,8%	215.958	33.734	161.045	15.526	18.209	18.209	177.772	
22		81,0%	215.958	34.578	161.649	15.584	18.994	18.994	196.766	
23		80,2%	215.958	35.442	162.246	15.641	19.801	19.801	216.567	
24		79,4%	215.958	36.328	162.838	15.698	20.630	20.630	237.197	
25		78,6%	215.958	37.236	163.423	15.755	21.481	21.481	258.678	
Suma	-68986			682.621		375.544	327.664	258.678		

Ilustración 148. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

A través del estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 15,22%. Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los ocho años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. Este tiempo de recuperación será bastante bueno ya que, nuestra instalación fotovoltaica va a estar funcionando un mínimo de 25 años y, por lo tanto, tendríamos 17 años en los cuales solo íbamos a obtener beneficios de la instalación.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de 327664 €. Esto supone un ahorro final de un 48% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 21% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz.

Este gasto es importante pero no es de gran importancia respecto a las ganancias finales obtenidas.

Además, se puede observar que con el paso del tiempo se va incrementando el precio de la luz y, por lo tanto, cada año que pasa va creciendo dicha factura. Así, dicha instalación fotovoltaica de autoconsumo nos ofrece una gran solución para abaratar esos costes cada vez mayores y obtener un ahorro final de prácticamente la mitad en la factura de la luz utilizando una energía limpia y conservadora con el medio ambiente.

- Nave industrial después del RD 148/2021 sin acogerse a compensación con una potencia instalada de 49,63 KWp:

Estudio económico										
Año	Inversión	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-68986	100.0%	215.958	49.577	147.606	34.483	15.094	-53.891	-53.891	
2		99.0%	215.958	50.816	148.344	34.655	16.161	16.161	-37.730	
3		98.0%	215.958	52.087	149.075	34.826	17.261	17.261	-20.469	
4		97.0%	215.958	53.389	149.798	34.995	18.394	18.394	-2.075	
5		96.1%	215.958	54.724	150.514	35.162	19.562	19.562	17.487	
6		95.1%	215.958	56.092	151.223	35.328	20.764	20.764	38.251	
7		94.1%	215.958	57.494	151.925	35.492	22.002	22.002	60.253	
8		93.2%	215.958	58.932	152.620	35.654	23.277	23.277	83.530	
9		92.3%	215.958	60.405	153.308	35.815	24.590	24.590	108.120	
10		91.4%	215.958	61.915	153.989	35.974	25.941	25.941	134.062	
11		90.4%	215.958	63.463	154.663	36.131	27.331	27.331	161.393	
12		89.5%	215.958	65.049	155.330	36.287	28.762	28.762	190.155	
13		88.6%	215.958	66.676	155.991	36.442	30.234	30.234	220.389	36,09%
14		87.8%	215.958	68.343	156.645	36.595	31.748	31.748	252.137	
15		86.9%	215.958	70.051	157.293	36.746	33.305	33.305	285.442	
16		86.0%	215.958	71.802	157.934	36.896	34.907	34.907	320.349	
17		85.1%	215.958	73.597	158.569	37.044	36.554	36.554	356.902	
18		84.3%	215.958	75.437	159.197	37.191	38.247	38.247	395.149	
19		83.5%	215.958	77.323	159.819	37.336	39.987	39.987	435.136	
20		82.6%	215.958	79.256	160.435	37.480	41.776	41.776	476.913	
21		81.8%	215.958	81.238	161.045	37.622	43.615	43.615	520.528	
22		81.0%	215.958	83.269	161.649	37.763	45.505	45.505	566.034	
23		80.2%	215.958	85.350	162.246	37.903	47.447	47.447	613.481	
24		79.4%	215.958	87.484	162.838	38.041	49.443	49.443	662.924	
25		78.6%	215.958	89.671	163.423	38.178	51.493	51.493	714.417	
<b>Suma</b>	<b>-68986</b>			<b>1.643.864</b>		<b>910.038</b>	<b>783.403</b>	<b>714.417</b>		

Ilustración 149. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

En este caso, se tendría una rentabilidad del proyecto de un 36,09% y la recuperación de la inversión inicial se conseguiría a los cuatro años, es decir, que se reduciría a la mitad el tiempo de recuperación de la inversión respecto al caso anterior.

Sin embargo, en este caso se obtendría un ahorro en la factura de la luz al final de los 25 años de un 48% que es prácticamente igual que en el caso anterior.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 8,8% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto es inferior al del caso anterior por lo que este caso nos saldría más rentable ya que la inversión inicial perdería importancia frente a las ganancias finales obteniendo un ahorro final de un 43% frente al 38% obtenido en el caso anterior.

- Nave industrial antes del RD 148/2021 acogiendo a compensación con una potencia instalada de 100 kWp:

Estudio económico												
Año	Inversión	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Energía Inyectada en RED kWh/año	Ingresos inyección energía en RED €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-139000	100,0%	215.958	20.587	133.208	12.870	87.773	34	10.551	-128.449	-128.449	
2		99,0%	215.958	21.102	133.874	12.934	87.334	2.820	10.987	10.987	-117.462	
3		98,0%	215.958	21.629	134.533	12.998	86.899	2.806	11.437	11.437	-106.025	
4		97,0%	215.958	22.170	135.186	13.061	86.469	2.792	11.901	11.901	-94.125	
5		96,1%	215.958	22.724	135.832	13.124	86.043	2.778	12.379	12.379	-81.746	
6		95,1%	215.958	23.292	136.472	13.186	85.622	2.764	12.871	12.871	-68.875	
7		94,1%	215.958	23.875	137.106	13.247	85.204	2.751	13.379	13.379	-55.496	
8		93,2%	215.958	24.472	137.733	13.307	84.791	2.738	13.902	13.902	-41.594	
9		92,3%	215.958	25.083	138.353	13.367	84.382	2.724	14.441	14.441	-27.153	
10		91,4%	215.958	25.710	138.968	13.427	83.977	2.711	14.995	14.995	-12.158	
11		90,4%	215.958	26.353	139.576	13.485	83.576	2.698	15.566	15.566	3.408	
12		89,5%	215.958	27.012	140.179	13.544	83.179	2.686	16.154	16.154	19.562	
13		88,6%	215.958	27.687	140.775	13.601	82.786	2.673	16.759	16.759	36.321	10,48%
14		87,8%	215.958	28.379	141.365	13.658	82.397	2.660	17.382	17.382	53.703	
15		86,9%	215.958	29.089	141.950	13.715	82.012	2.648	18.022	18.022	71.725	
16		86,0%	215.958	29.816	142.529	13.771	81.631	2.636	18.681	18.681	90.406	
17		85,1%	215.958	30.562	143.101	13.826	81.254	2.623	19.359	19.359	109.765	
18		84,3%	215.958	31.326	143.668	13.881	80.880	2.611	20.056	20.056	129.821	
19		83,5%	215.958	32.109	144.230	13.935	80.510	2.599	20.773	20.773	150.594	
20		82,6%	215.958	32.911	144.786	13.989	80.144	2.588	21.510	21.510	172.105	
21		81,8%	215.958	33.734	145.336	14.042	79.781	2.576	22.268	22.268	194.373	
22		81,0%	215.958	34.578	145.881	14.095	79.422	2.564	23.047	23.047	217.420	
23		80,2%	215.958	35.442	146.420	14.147	79.067	2.553	23.848	23.848	241.269	
24		79,4%	215.958	36.328	146.954	14.198	78.715	2.541	24.671	24.671	265.940	
25		78,6%	215.958	37.236	147.483	14.249	78.367	2.530	25.517	25.517	291.457	
Suma	-139000			682.621		339.656		66.906	430.457	291.457		

Ilustración 150. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

Tras el estudio económico realizado para esta situación se puede observar que tendríamos una rentabilidad del proyecto de un 10,48% y que recuperaríamos la inversión inicialmente realizada a los diez años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. Este tiempo de recuperación de la inversión es bastante elevado, pero seguiría siendo rentable ya que tendríamos 15 años como mínimo en los que la instalación solo daría beneficios.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de 430457 €. Esto supone un 63% en el ahorro de la factura de la luz.

Por otro lado, la inversión inicial supone un 32% de gasto frente al ahorro final obtenido. Este gasto es bastante alto y reduce el ahorro final hasta un valor de un 43 %.

Si lo comparamos con el escenario de la instalación fotovoltaica sin acogerse a compensación se puede observar que, aunque la potencia óptima sea mayor y, por lo tanto, haga falta más inversión, al final sale más rentable y se obtienen unas ganancias mayores en el caso de la nave industrial con una potencia de 100KWp.

- Nave industrial después del RD 148/2021 acogiéndose a compensación con una potencia instalada de 100 KWp:

Estudio económico												
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Energía inyectada en RED kWh/año	Ingresos inyección energía en RED €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-139000	100,0%	215.958	49.577	133.208	31.203	87.773	12.711	31.085	-107.915	-107.915	32,95%
2		99,0%	215.958	50.816	133.874	31.359	87.334	12.647	32.105	32.105	-75.810	
3		98,0%	215.958	52.087	134.533	31.514	86.899	12.584	33.158	33.158	-42.653	
4		97,0%	215.958	53.389	135.186	31.666	86.469	12.522	34.245	34.245	-8.408	
5		96,1%	215.958	54.724	135.832	31.818	86.043	12.460	35.366	35.366	26.958	
6		95,1%	215.958	56.092	136.472	31.968	85.622	12.399	36.524	36.524	63.482	
7		94,1%	215.958	57.494	137.106	32.116	85.204	12.339	37.717	37.717	101.199	
8		93,2%	215.958	58.932	137.733	32.263	84.791	12.279	38.948	38.948	140.147	
9		92,3%	215.958	60.405	138.353	32.408	84.382	12.220	40.216	40.216	180.363	
10		91,4%	215.958	61.915	138.968	32.552	83.977	12.161	41.524	41.524	221.887	
11		90,4%	215.958	63.463	139.576	32.695	83.576	12.103	42.871	42.871	264.758	
12		89,5%	215.958	65.049	140.179	32.836	83.179	12.046	44.259	44.259	309.017	
13		88,6%	215.958	66.676	140.775	32.976	82.786	11.989	45.689	45.689	354.706	
14		87,8%	215.958	68.343	141.365	33.114	82.397	11.932	47.161	47.161	401.867	
15		86,9%	215.958	70.051	141.950	33.251	82.012	11.877	48.677	48.677	450.544	
16		86,0%	215.958	71.802	142.529	33.386	81.631	11.821	50.237	50.237	500.781	
17		85,1%	215.958	73.597	143.101	33.521	81.254	11.767	51.844	51.844	552.625	
18		84,3%	215.958	75.437	143.668	33.653	80.880	11.713	53.497	53.497	606.122	
19		83,5%	215.958	77.323	144.230	33.785	80.510	11.659	55.197	55.197	661.319	
20		82,6%	215.958	79.256	144.786	33.915	80.144	11.606	56.947	56.947	718.266	
21		81,8%	215.958	81.238	145.336	34.044	79.781	11.554	58.747	58.747	777.014	
22		81,0%	215.958	83.269	145.881	34.172	79.422	11.502	60.599	60.599	837.613	
23		80,2%	215.958	85.350	146.420	34.298	79.067	11.450	62.503	62.503	900.115	
24		79,4%	215.958	87.484	146.954	34.423	78.715	11.399	64.460	64.460	964.576	
25		78,6%	215.958	89.671	147.483	34.547	78.367	11.349	66.473	66.473	1.031.049	
Suma	-139000			1.643.864		823.481		300.089	1.170.049	1.031.049		

Ilustración 151. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

En este caso, se tendría una rentabilidad del proyecto de un 32,95% y la recuperación de la inversión inicial se conseguiría a los cuatro años, es decir, que se reduciría a más de la mitad el tiempo de recuperación de la inversión respecto al caso anterior.

Por otro lado, el ahorro en la factura de la luz al final de los 25 años sería de un 71,2%. Este ahorro es algo superior al del caso anterior y, por lo tanto, se obtendrían mayores beneficios.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 11,87% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la

luz. Este gasto es inferior al del caso anterior por lo que este caso nos saldría mucho más rentable ya que la inversión inicial perdería importancia frente a las ganancias finales obteniendo un ahorro final de un 62,72% frente al 43% obtenido en el caso anterior.

Así, para dicha potencia, el RD 148/2021 tendría una gran importancia en el ahorro en la factura de la luz para una instalación fotovoltaica de autoconsumo haciendo que se obtengan mayores beneficios que antes de la entrada en vigor de este decreto.

- Bloque de viviendas antes del RD 148/2021 sin acogerse a compensación con una potencia instalada de 30 KWp:

Estudio económico										
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-41700	100,0%	131.501	12.470	98.198	9.459	11	-38.689	-38.689	
2		99,0%	131.501	12.782	98.689	9.506		3.276	3.276	-35.413
3		98,0%	131.501	13.102	99.175	9.553		3.549	3.549	-31.864
4		97,0%	131.501	13.429	99.656	9.599		3.830	3.830	-28.034
5		96,1%	131.501	13.765	100.132	9.645		4.120	4.120	-23.915
6		95,1%	131.501	14.109	100.604	9.691		4.418	4.418	-19.496
7		94,1%	131.501	14.462	101.071	9.736		4.726	4.726	-14.770
8		93,2%	131.501	14.823	101.533	9.780		5.043	5.043	-9.727
9		92,3%	131.501	15.194	101.991	9.824		5.370	5.370	-4.358
10		91,4%	131.501	15.574	102.444	9.868		5.706	5.706	1.348
11		90,4%	131.501	15.963	102.892	9.911		6.052	6.052	7.400
12		89,5%	131.501	16.362	103.336	9.954		6.408	6.408	13.808
13		88,6%	131.501	16.771	103.776	9.996		6.775	6.775	20.583
14		87,8%	131.501	17.191	104.211	10.038		7.152	7.152	27.736
15		86,9%	131.501	17.620	104.642	10.080		7.541	7.541	35.276
16		86,0%	131.501	18.061	105.069	10.121		7.940	7.940	43.216
17		85,1%	131.501	18.512	105.491	10.162		8.351	8.351	51.567
18		84,3%	131.501	18.975	105.909	10.202		8.773	8.773	60.340
19		83,5%	131.501	19.450	106.323	10.242		9.208	9.208	69.548
20		82,6%	131.501	19.936	106.732	10.281		9.655	9.655	79.203
21		81,8%	131.501	20.434	107.138	10.320		10.114	10.114	89.317
22		81,0%	131.501	20.945	107.540	10.359		10.586	10.586	99.903
23		80,2%	131.501	21.469	107.937	10.397		11.071	11.071	110.975
24		79,4%	131.501	22.005	108.331	10.435		11.570	11.570	122.545
25		78,6%	131.501	22.556	108.721	10.473		12.083	12.083	134.628
Suma	-41700			413.490		249.633		176.328	134.628	13,01%

Ilustración 152. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

A través del estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 13,01%. Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los nueve años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. Este tiempo es grande, pero si tenemos en cuenta que nuestra instalación fotovoltaica va a estar funcionando un mínimo de 25 años, tendríamos 16 años en los cuales solo íbamos a obtener beneficios de la instalación y, por lo tanto, sí que sería rentable.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de un 42,6% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 23,65% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto es muy alto respecto a las ganancias finales obtenidas.

Así, se obtendría un ahorro total al final de los 25 años de un 32,5%.

- Bloque de viviendas después del RD 148/2021 sin acogerse a compensación con una potencia instalada de 30 KWp:

Estudio económico										
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-41700	100,0%	131.501	31.249	98.198	24.034	7.215	-34.485	-34.485	
2		99,0%	131.501	32.030	98.689	24.155	7.876	7.876	-26.609	
3		98,0%	131.501	32.831	99.175	24.274	8.558	8.558	-18.052	
4		97,0%	131.501	33.652	99.656	24.391	9.261	9.261	-8.791	
5		96,1%	131.501	34.493	100.132	24.508	9.985	9.985	1.194	
6		95,1%	131.501	35.356	100.604	24.623	10.732	10.732	11.926	
7		94,1%	131.501	36.239	101.071	24.738	11.502	11.502	23.428	
8		93,2%	131.501	37.145	101.533	24.851	12.295	12.295	35.723	
9		92,3%	131.501	38.074	101.991	24.963	13.111	13.111	48.834	
10		91,4%	131.501	39.026	102.444	25.074	13.952	13.952	62.786	
11		90,4%	131.501	40.002	102.892	25.183	14.818	14.818	77.605	
12		89,5%	131.501	41.002	103.336	25.292	15.709	15.709	93.314	
13		88,6%	131.501	42.027	103.776	25.400	16.627	16.627	109.941	29,98%
14		87,8%	131.501	43.077	104.211	25.506	17.571	17.571	127.512	
15		86,9%	131.501	44.154	104.642	25.612	18.543	18.543	146.055	
16		86,0%	131.501	45.258	105.069	25.716	19.542	19.542	165.597	
17		85,1%	131.501	46.390	105.491	25.819	20.570	20.570	186.167	
18		84,3%	131.501	47.549	105.909	25.922	21.628	21.628	207.794	
19		83,5%	131.501	48.738	106.323	26.023	22.715	22.715	230.509	
20		82,6%	131.501	49.956	106.732	26.123	23.833	23.833	254.342	
21		81,8%	131.501	51.205	107.138	26.223	24.983	24.983	279.325	
22		81,0%	131.501	52.486	107.540	26.321	26.165	26.165	305.490	
23		80,2%	131.501	53.798	107.937	26.418	27.379	27.379	332.869	
24		79,4%	131.501	55.143	108.331	26.515	28.628	28.628	361.497	
25		78,6%	131.501	56.521	108.721	26.610	29.911	29.911	391.408	
Suma	-41700			1.036.153		634.293	433.108	391.408		

Ilustración 153. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

En este caso, se tendría una rentabilidad del proyecto de un 29,98% y la recuperación de la inversión inicial se conseguiría a los cuatro años, es decir, que se reduciría a la mitad el tiempo de recuperación de la inversión respecto al caso anterior.

Por otro lado, el ahorro en la factura de la luz al final de los 25 años sería de un 41,8%. Este ahorro es algo inferior al del caso anterior.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 9,62% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz.

Este gasto es inferior al del caso anterior por lo que este caso nos saldría mucho más rentable ya que la inversión inicial perdería importancia frente a las ganancias finales obteniendo un ahorro final de un 37,8% frente al 32,5% obtenido en el caso anterior.

Aunque en un principio, sin contar la inversión inicial, se obtenía un mayor ahorro anual antes de la entrada en vigor del RD 148/2021, al añadir la inversión inicial y ver el ahorro podemos comprobar que la entrada en vigor de este decreto nos favorece haciendo que se obtenga un ahorro anual mayor que antes de la entrada en vigor del mismo.

- Bloque de viviendas antes del RD 148/2021 acogido a compensación con una potencia instalada de 72 KWp:

Estudio económico												
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €/año	Energía Inyectada en RED kWh/año	Ingresos inyección energía en RED €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-100080	100,0%	131.501	12.470	84.085	8.168	50.278	1.605	5.908	-94.172	-94.172	
2		99,0%	131.501	12.782	84.506	8.209	50.027	1.597	6.171	6.171	-88.002	
3		98,0%	131.501	13.102	84.922	8.249	49.778	1.589	6.442	6.442	-81.560	
4		97,0%	131.501	13.429	85.334	8.289	49.531	1.582	6.721	6.721	-74.838	
5		96,1%	131.501	13.765	85.742	8.329	49.287	1.574	7.010	7.010	-67.828	
6		95,1%	131.501	14.109	86.146	8.368	49.046	1.566	7.307	7.307	-60.522	
7		94,1%	131.501	14.462	86.546	8.407	48.807	1.558	7.613	7.613	-52.908	
8		93,2%	131.501	14.823	86.941	8.445	48.570	1.551	7.929	7.929	-44.980	
9		92,3%	131.501	15.194	87.333	8.484	48.336	1.543	8.254	8.254	-36.726	
10		91,4%	131.501	15.574	87.721	8.521	48.104	1.536	8.589	8.589	-28.137	
11		90,4%	131.501	15.963	88.105	8.559	47.874	1.529	8.933	8.933	-19.204	
12		89,5%	131.501	16.362	88.486	8.595	47.647	1.521	9.288	9.288	-9.916	
13		88,6%	131.501	16.771	88.862	8.632	47.422	1.514	9.653	9.653	-262	7,84%
14		87,8%	131.501	17.191	89.235	8.668	47.199	1.507	10.029	10.029	9.767	
15		86,9%	131.501	17.620	89.604	8.704	46.978	1.500	10.416	10.416	20.183	
16		86,0%	131.501	18.061	89.969	8.740	46.760	1.493	10.814	10.814	30.998	
17		85,1%	131.501	18.512	90.330	8.775	46.544	1.486	11.224	11.224	42.222	
18		84,3%	131.501	18.975	90.688	8.809	46.330	1.479	11.645	11.645	53.867	
19		83,5%	131.501	19.450	91.043	8.844	46.118	1.473	12.078	12.078	65.945	
20		82,6%	131.501	19.936	91.394	8.878	45.908	1.466	12.524	12.524	78.469	
21		81,8%	131.501	20.434	91.741	8.912	45.700	1.459	12.982	12.982	91.450	
22		81,0%	131.501	20.945	92.085	8.945	45.495	1.453	13.453	13.453	104.903	
23		80,2%	131.501	21.469	92.425	8.978	45.291	1.446	13.937	13.937	118.840	
24		79,4%	131.501	22.005	92.762	9.011	45.090	1.440	14.434	14.434	133.274	
25		78,6%	131.501	22.556	93.096	9.043	44.890	1.433	14.946	14.946	148.219	
Suma	-100080			413.490		215.563		37.902	248.299	148.219		

Ilustración 154. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

Tras el estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 7,84%. Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los trece años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. Este tiempo es grande y, aunque vamos a tener 12 años en los que solo obtengamos beneficios, esta instalación será poco rentable ya que la mitad de su vida útil la vamos a gastar solo para recuperar la inversión.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de un 60% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 40,3% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto es muy alto respecto a las ganancias finales obtenidas suponiendo casi la mitad de estas.

Así, se obtendría un ahorro total al final de los 25 años de un 35%. Este ahorro no es muy alto, pero sí que nos ayudaría a bajar el precio de la factura de la luz.

Si lo comparamos con el escenario de la instalación fotovoltaica sin acogerse a compensación se puede observar que, aunque la potencia óptima sea mayor y, por lo tanto, haga falta más inversión, al final sale más rentable y se obtienen unas ganancias mayores al igual que ocurriría para el caso de la nave industrial.

- Bloque de viviendas después del RD 148/2021 acogiendo a compensación con una potencia instalada de 72 KWp:

Estudio económico												
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Energía Inyectada en RED kWh/año	Ingresos inyección energía en RED €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-100080	100,0%	131.501	31.249	84.085	20.845	50.278	6.963	17.367	-82.713	-82.713	
2		99,0%	131.501	32.030	84.506	20.949	50.027	6.928	18.009	18.009	-64.704	
3		98,0%	131.501	32.831	84.922	21.052	49.778	6.893	18.672	18.672	-46.032	
4		97,0%	131.501	33.652	85.334	21.154	49.531	6.859	19.357	19.357	-26.675	
5		96,1%	131.501	34.493	85.742	21.256	49.287	6.825	20.063	20.063	-6.612	
6		95,1%	131.501	35.356	86.146	21.356	49.046	6.792	20.792	20.792	14.180	
7		94,1%	131.501	36.239	86.546	21.455	48.807	6.759	21.544	21.544	35.724	
8		93,2%	131.501	37.145	86.941	21.553	48.570	6.726	22.319	22.319	58.042	
9		92,3%	131.501	38.074	87.333	21.650	48.336	6.694	23.118	23.118	81.160	
10		91,4%	131.501	39.026	87.721	21.746	48.104	6.662	23.941	23.941	105.101	
11		90,4%	131.501	40.002	88.105	21.842	47.874	6.630	24.790	24.790	129.891	
12		89,5%	131.501	41.002	88.486	21.936	47.647	6.598	25.664	25.664	155.555	
13		88,6%	131.501	42.027	88.862	22.029	47.422	6.567	26.565	26.565	182.120	25,15%
14		87,8%	131.501	43.077	89.235	22.121	47.199	6.536	27.492	27.492	209.612	
15		86,9%	131.501	44.154	89.604	22.213	46.978	6.506	28.447	28.447	238.059	
16		86,0%	131.501	45.258	89.969	22.303	46.760	6.475	29.430	29.430	267.489	
17		85,1%	131.501	46.390	90.330	22.393	46.544	6.446	30.442	30.442	297.931	
18		84,3%	131.501	47.549	90.688	22.482	46.330	6.416	31.483	31.483	329.415	
19		83,5%	131.501	48.738	91.043	22.570	46.118	6.387	32.555	32.555	361.970	
20		82,6%	131.501	49.956	91.394	22.657	45.908	6.358	33.657	33.657	395.627	
21		81,8%	131.501	51.205	91.741	22.743	45.700	6.329	34.791	34.791	430.418	
22		81,0%	131.501	52.486	92.085	22.828	45.495	6.300	35.958	35.958	466.376	
23		80,2%	131.501	53.798	92.425	22.912	45.291	6.272	37.157	37.157	503.533	
24		79,4%	131.501	55.143	92.762	22.996	45.090	6.244	38.391	38.391	541.924	
25		78,6%	131.501	56.521	93.096	23.079	44.890	6.217	39.659	39.659	581.583	
Suma	-100080			1.036.153		550.120		164.381	681.663	581.583		

Ilustración 155. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

En este caso, se tendría una rentabilidad del proyecto de un 25,15% y la recuperación de la inversión inicial se conseguiría a los cinco años, es decir, que se reduciría a más de la mitad el tiempo de recuperación de la inversión respecto al caso anterior.

Por otro lado, el ahorro en la factura de la luz al final de los 25 años sería de un 65%. El ahorro obtenido en este caso es bastante importante.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 14,68% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto es inferior al del caso anterior por lo que este caso nos saldría mucho más rentable ya que la inversión inicial perdería importancia frente a las ganancias finales obteniendo un ahorro final de un 56,1% frente al 35% obtenido en el caso anterior.

Al igual que pasaba en el caso de la nave industrial, si comparamos este caso con el anteriormente descrito, se puede observar que, para la misma potencia instalada, tras la entrada en vigor del RD 148/2021, se obtienen mayores beneficios. Esta diferencia de beneficios es de gran importancia ya que supone unas ganancias casi del doble respecto a antes de la entrada en vigor de dicha ley.

- Nave industrial despues del RD 148/2021 sin acogerse a compensación con una potencia instalada de 80 KWp:

Estudio económico										
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-111200	100,0%	215.958	49.577	137.487	32.176	17.401	-93.799	-93.799	
2		99,0%	215.958	50.816	138.174	32.337	18.479	18.479	-75.320	
3		98,0%	215.958	52.087	138.855	32.497	19.590	19.590	-55.730	
4		97,0%	215.958	53.389	139.528	32.654	20.735	20.735	-34.995	
5		96,1%	215.958	54.724	140.195	32.810	21.913	21.913	-13.082	
6		95,1%	215.958	56.092	140.856	32.965	23.127	23.127	10.045	
7		94,1%	215.958	57.494	141.509	33.118	24.376	24.376	34.422	
8		93,2%	215.958	58.932	142.157	33.269	25.662	25.662	60.084	
9		92,3%	215.958	60.405	142.797	33.419	26.985	26.985	87.069	
10		91,4%	215.958	61.915	143.432	33.568	28.347	28.347	115.416	
11		90,4%	215.958	63.463	144.060	33.715	29.748	29.748	145.164	
12		89,5%	215.958	65.049	144.681	33.860	31.189	31.189	176.354	
13		88,6%	215.958	66.676	145.297	34.004	32.671	32.671	209.025	24,78%
14		87,8%	215.958	68.343	145.906	34.147	34.196	34.196	243.220	
15		86,9%	215.958	70.051	146.509	34.288	35.763	35.763	278.983	
16		86,0%	215.958	71.802	147.107	34.428	37.375	37.375	316.358	
17		85,1%	215.958	73.597	147.698	34.566	39.031	39.031	355.389	
18		84,3%	215.958	75.437	148.283	34.703	40.734	40.734	396.123	
19		83,5%	215.958	77.323	148.863	34.839	42.484	42.484	438.608	
20		82,6%	215.958	79.256	149.436	34.973	44.283	44.283	482.891	
21		81,8%	215.958	81.238	150.004	35.106	46.132	46.132	529.023	
22		81,0%	215.958	83.269	150.567	35.238	48.031	48.031	577.054	
23		80,2%	215.958	85.350	151.123	35.368	49.983	49.983	627.037	
24		79,4%	215.958	87.484	151.674	35.497	51.987	51.987	679.024	
25		78,6%	215.958	89.671	152.220	35.624	54.047	54.047	733.071	
Suma	-111200			1.643.864		849.170	844.271	733.071		

Ilustración 156. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

Tras el estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 24,78%. Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los cinco años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. El tiempo de recuperación de la inversión no es demasiado grande y se tendrían 20 años en los que solo se obtendrían ganancias.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de un 51,4% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 13,17% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto no es muy alto respecto a las ganancias finales obtenidas.

Así, se obtendría un ahorro total al final de los 25 años de un 44,6%. Así se obtendría un ahorro final en la factura de la luz de casi la mitad y, por lo tanto, dicha instalación sería bastante rentable.

- Nave industrial después del RD 148/2021 acogándose a compensación con una potencia instalada de 100 kWp:

Estudio económico												
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Energía inyectada en RED kWh/año	Ingresos inyección energía en RED €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-139000	100,0%	215.958	49.577	133.237	31.214	86.739	12.563	30.926	-108.074	-108.074	32,77%
2		99,0%	215.958	50.816	133.903	31.370	86.305	12.500	31.947	31.947	-76.127	
3		98,0%	215.958	52.087	134.563	31.524	85.876	12.438	33.001	33.001	-43.126	
4		97,0%	215.958	53.389	135.216	31.677	85.451	12.376	34.088	34.088	-9.038	
5		96,1%	215.958	54.724	135.862	31.829	85.030	12.315	35.211	35.211	26.173	
6		95,1%	215.958	56.092	136.502	31.979	84.613	12.255	36.368	36.368	62.541	
7		94,1%	215.958	57.494	137.136	32.127	84.201	12.195	37.563	37.563	100.104	
8		93,2%	215.958	58.932	137.763	32.274	83.793	12.136	38.794	38.794	138.897	
9		92,3%	215.958	60.405	138.384	32.419	83.388	12.078	40.063	40.063	178.960	
10		91,4%	215.958	61.915	138.999	32.563	82.988	12.020	41.371	41.371	220.332	
11		90,4%	215.958	63.463	139.607	32.706	82.592	11.962	42.719	42.719	263.051	
12		89,5%	215.958	65.049	140.210	32.847	82.200	11.906	44.108	44.108	307.159	
13		88,6%	215.958	66.676	140.806	32.987	81.811	11.849	45.538	45.538	352.697	
14		87,8%	215.958	68.343	141.397	33.125	81.427	11.794	47.011	47.011	399.708	
15		86,9%	215.958	70.051	141.981	33.262	81.046	11.739	48.527	48.527	448.235	
16		86,0%	215.958	71.802	142.560	33.398	80.670	11.684	50.089	50.089	498.323	
17		85,1%	215.958	73.597	143.133	33.532	80.297	11.630	51.695	51.695	550.019	
18		84,3%	215.958	75.437	143.700	33.665	79.927	11.576	53.349	53.349	603.368	
19		83,5%	215.958	77.323	144.262	33.796	79.562	11.524	55.050	55.050	658.418	
20		82,6%	215.958	79.256	144.818	33.927	79.200	11.471	56.801	56.801	715.219	
21		81,8%	215.958	81.238	145.368	34.056	78.842	11.419	58.601	58.601	773.820	
22		81,0%	215.958	83.269	145.913	34.183	78.487	11.368	60.453	60.453	834.273	
23		80,2%	215.958	85.350	146.452	34.310	78.136	11.317	62.358	62.358	896.631	
24		79,4%	215.958	87.484	146.986	34.435	77.788	11.267	64.316	64.316	960.947	
25		78,6%	215.958	89.671	147.515	34.559	77.444	11.217	66.329	66.329	1.027.276	
Suma	-139000			1.643.864		823.764		296.599	1.166.276	1.027.276		

Ilustración 157. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

Tras el estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 32,77%. Este caso tiene una mayor rentabilidad que si no nos cogemos a compensación.

Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los cuatro años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. El tiempo de recuperación de la inversión es relativamente bajo y se tendrían 21 años en los que solo se obtendrían ganancias por lo que dicha instalación sería de a priori muy rentable.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de un 70,94% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 11,91% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto es relativamente bajo respecto a las ganancias finales.

Así, se obtendría un ahorro total al final de los 25 años de un 62,49%. Por lo tanto, con dicha instalación y tras haber recuperado la inversión inicial, se obtendría un ahorro de más de la mitad en la factura de la luz haciendo que este proyecto resulte muy rentable y sea una gran solución para rebajar en gran medida la factura de la luz de la nave industrial.

Además, si lo comparamos con el caso sin acogerse a compensación se puede observar que es mucho más rentable acogerse a compensación, aunque la inversión inicial sea mayor al tener que instalar una potencia fotovoltaica mayor.

- Bloque de viviendas después del RD 148/2021 sin acogerse a compensación con una potencia instalada de 60 KWp:

Estudio económico										
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-83400	100,0%	131.501	31.249	86.947	21.497	9.752	-73.648	-73.648	
2		99,0%	131.501	32.030	87.382	21.605	10.426	10.426	-63.222	
3		98,0%	131.501	32.831	87.813	21.711	11.120	11.120	-52.102	
4		97,0%	131.501	33.652	88.239	21.816	11.836	11.836	-40.266	
5		96,1%	131.501	34.493	88.660	21.921	12.573	12.573	-27.694	
6		95,1%	131.501	35.356	89.078	22.024	13.332	13.332	-14.362	
7		94,1%	131.501	36.239	89.491	22.126	14.113	14.113	-249	
8		93,2%	131.501	37.145	89.901	22.227	14.918	14.918	14.669	
9		92,3%	131.501	38.074	90.306	22.328	15.747	15.747	30.416	
10		91,4%	131.501	39.026	90.707	22.427	16.599	16.599	47.015	
11		90,4%	131.501	40.002	91.104	22.525	17.477	17.477	64.492	
12		89,5%	131.501	41.002	91.497	22.622	18.380	18.380	82.871	
13		88,6%	131.501	42.027	91.887	22.718	19.308	19.308	102.180	19,12%
14		87,8%	131.501	43.077	92.272	22.814	20.264	20.264	122.443	
15		86,9%	131.501	44.154	92.654	22.908	21.246	21.246	143.690	
16		86,0%	131.501	45.258	93.031	23.001	22.257	22.257	165.946	
17		85,1%	131.501	46.390	93.405	23.094	23.296	23.296	189.242	
18		84,3%	131.501	47.549	93.775	23.185	24.364	24.364	213.606	
19		83,5%	131.501	48.738	94.142	23.276	25.462	25.462	239.068	
20		82,6%	131.501	49.956	94.505	23.366	26.591	26.591	265.659	
21		81,8%	131.501	51.205	94.864	23.454	27.751	27.751	293.410	
22		81,0%	131.501	52.486	95.219	23.542	28.943	28.943	322.354	
23		80,2%	131.501	53.798	95.571	23.629	30.168	30.168	352.522	
24		79,4%	131.501	55.143	95.920	23.715	31.427	31.427	383.949	
25		78,6%	131.501	56.521	96.265	23.801	32.720	32.720	416.670	
Suma	-83400			1.036.153		567.332	500.070	416.670		

Ilustración 158. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

Tras el estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 19,12%. Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los siete años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. El tiempo de recuperación de la inversión no es demasiado grande y se tendrían 18 años en los que solo se obtendrían ganancias y, por lo tanto, a priori, el proyecto es bastante rentable.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de un 48,26% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 16,67% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto no es muy elevado respecto a las ganancias finales.

Así, se obtendría un ahorro total al final de los 25 años de un 40,21%. Por lo tanto, con dicha instalación y tras haber recuperado la inversión inicial, se obtendría un ahorro cercano a la la mitad en la factura de la luz haciendo que este proyecto resulte bastante rentable.

- Bloque de viviendas después del RD 148/2021 acogiendo a compensación con una potencia instalada de 100 kWp:

Estudio económico												
Año	Inversión €	Potencia panel respecto a nominal %	Consumo RED SIN fotovoltaica kWh/año	Factura RED SIN fotovoltaica €/año	Consumo RED Con fotovoltaica kWh/año	Factura RED CON fotovoltaica €	Energía inyectada en RED kWh/año	Ingresos inyección energía en RED €	Ahorro Factura RED €	Flujo de caja €	Flujo Caja acumulado €	TIR
1	-139000	100,0%	131.501	31.249	80.566	20.049	83.174	11.718	22.918	-116.082	-116.082	
2		99,0%	131.501	32.030	80.969	20.149	82.758	11.660	23.541	23.541	-92.541	
3		98,0%	131.501	32.831	81.367	20.248	82.346	11.602	24.184	24.184	-68.356	
4		97,0%	131.501	33.652	81.762	20.347	81.938	11.544	24.849	24.849	-43.507	
5		96,1%	131.501	34.493	82.153	20.444	81.535	11.487	25.537	25.537	-17.970	
6		95,1%	131.501	35.356	82.540	20.540	81.135	11.431	26.246	26.246	8.276	
7		94,1%	131.501	36.239	82.923	20.636	80.740	11.375	26.979	26.979	35.256	
8		93,2%	131.501	37.145	83.302	20.730	80.348	11.320	27.736	27.736	62.991	
9		92,3%	131.501	38.074	83.678	20.823	79.961	11.266	28.516	28.516	91.508	
10		91,4%	131.501	39.026	84.050	20.916	79.577	11.212	29.322	29.322	120.829	
11		90,4%	131.501	40.002	84.418	21.008	79.197	11.158	30.152	30.152	150.981	
12		89,5%	131.501	41.002	84.782	21.098	78.821	11.105	31.009	31.009	181.990	
13		88,6%	131.501	42.027	85.143	21.188	78.449	11.053	31.891	31.891	213.881	22,78%
14		87,8%	131.501	43.077	85.500	21.277	78.080	11.001	32.801	32.801	246.682	
15		86,9%	131.501	44.154	85.853	21.365	77.715	10.949	33.739	33.739	280.421	
16		86,0%	131.501	45.258	86.203	21.452	77.354	10.898	34.705	34.705	315.126	
17		85,1%	131.501	46.390	86.550	21.538	76.996	10.848	35.699	35.699	350.825	
18		84,3%	131.501	47.549	86.893	21.623	76.642	10.798	36.724	36.724	387.549	
19		83,5%	131.501	48.738	87.232	21.708	76.292	10.749	37.779	37.779	425.328	
20		82,6%	131.501	49.956	87.568	21.792	75.945	10.700	38.865	38.865	464.193	
21		81,8%	131.501	51.205	87.901	21.874	75.601	10.651	39.982	39.982	504.175	
22		81,0%	131.501	52.486	88.231	21.956	75.261	10.603	41.133	41.133	545.308	
23		80,2%	131.501	53.798	88.557	22.038	74.924	10.556	42.316	42.316	587.624	
24		79,4%	131.501	55.143	88.880	22.118	74.591	10.509	43.534	43.534	631.158	
25		78,6%	131.501	56.521	89.199	22.197	74.261	10.463	44.786	44.786	675.944	
Suma	-139000			1.036.153		529.114		276.657	814.944	675.944		

Ilustración 159. Estudio económico de la instalación FV. Fuente: [24]

Tras el estudio económico realizado para esta situación se puede observar una rentabilidad del proyecto de un 22,78%. Este caso tiene una mayor rentabilidad que si no nos cogemos a compensación.

Así, la inversión inicialmente realizada se recuperaría a los cinco años y, por lo tanto, a partir de este momento solo se obtendrían ganancias. El tiempo de recuperación de la inversión es bajo y se tendrían 20 años en los que solo se obtendrían ganancias y, por lo tanto, el proyecto a priori sería bastante rentable.

Por otro lado, se percibe un ahorro total en la factura de la luz al final de la vida útil de la instalación de autoconsumo realizada de un 78,65% en la factura de la luz respecto a no tener la instalación fotovoltaica.

También, si nos fijamos, la inversión inicial de la instalación supone un gasto de un 17,05% sobre el ahorro final obtenido en la factura de la luz. Este gasto es relativamente bajo respecto a las ganancias finales, aunque si lo comparamos con el caso de la nave industrial, la inversión inicial para el bloque de viviendas es algo más significativa que para el caso de la nave industrial. Esto se debe a que en el caso de la nave industrial se trabaja con facturas más altas haciendo que la inversión inicial sea de menor importancia en el resultado final.

Así, se obtendría un ahorro total al final de los 25 años de un 65,23% sobre la factura de la luz. Por lo tanto, con dicha instalación y tras haber recuperado la inversión inicial, se obtendría un ahorro de más de la mitad en la factura de la luz haciendo que este proyecto resulte muy rentable y sea una gran solución para rebajar en gran medida la factura de la luz del bloque de viviendas a partir de una energía que respeta el medioambiente.

Además, si lo comparamos con el caso sin acogerse a compensación se puede observar que es mucho más rentable acogerse a compensación, aunque la inversión inicial sea mayor al tener que instalar una potencia fotovoltaica mayor.

Si comparamos este caso con el de la nave industrial acogida a compensación tras la entrada en vigor del RD 148/2021, para una misma potencia instalada, se puede observar que se obtiene un ahorro total mayor en el caso del bloque de viviendas que en el caso de la nave industrial. Este suceso se debe principalmente a que una gran parte de los consumos de la nave industrial se producen por la noche, donde los paneles fotovoltaicos no generan electricidad y, aunque este suceso también ocurre en el bloque de viviendas, en este caso los consumos son mayores que en el bloque de viviendas haciendo que disminuya el ahorro conseguido.

## Conclusiones

En este proyecto se ha estudiado el comportamiento de una instalación fotovoltaica para varios escenarios. Tras el estudio y comparación de los distintos escenarios se han sacado las siguientes conclusiones:

- I. La entrada en vigor del RD 148/2021 ha hecho que se consiga un mayor beneficio para las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a red. Este hecho se puede observar comparando el porcentaje de ahorro obtenido para los diferentes casos:

Tipo de edificio	Potencia instalada (KWp)	Antes/ después de la entrada en vigor del RD148/2021	Ahorro final (%)
Nave industrial	49,63	Antes	38
		Después	43
	100	Antes	43
		Después	62,72
Bloque de viviendas	30	Antes	32,5
		Después	37,8
	72	Antes	35
		Después	56,1

Tabla 25. Tabla de porcentajes de ahorro anual. Fuente: Elaboración propia.

Además, la entrada en vigor del RD 148/2021 se obtiene un porcentaje de beneficio mayor. Esto se puede observar comparando el TIR, tanto antes como después de la entrada en vigor del RD 148/2021, de los diferentes casos propuestos a estudio:

Tipo de edificio	Potencia instalada (KWp)	Antes/ después de la entrada en vigor del RD148/2021	TIR (%)
Nave industrial	49,63	Antes	15,22
		Después	36,09
	100	Antes	10,48
		Después	32,95
Bloque de viviendas	30	Antes	13,01
		Después	29,98
	72	Antes	7,84
		Después	25,15

Tabla 26. Tabla del TIR para cada instalación propuesta. Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, con la entrada en vigor del RD 148/2021 se consigue reducir el tiempo de recuperación de la inversión inicial. Este suceso se puede observar comparando el tiempo de recuperación de la inversión inicial, tanto antes como después de la entrada en vigor del RD 148/2021, de los diferentes casos propuestos a estudio:

Tipo de edificio	Potencia instalada (KWp)	Antes/ después de la entrada en vigor del RD148/2021	Tiempo de recuperación de la inversión inicial (Años)
Nave industrial	49,63	Antes	8
		Después	4
	100	Antes	10
		Después	4
Bloque de viviendas	30	Antes	9
		Después	4
	72	Antes	13
		Después	5

*Tabla 27. Tabla del tiempo de recuperación de la inversión inicial para cada instalación propuesta. Fuente: Elaboración propia.*

Estos sucesos se deben a que con la entrada en vigor del RD 148/2021 se ha conseguido que:

- ✓ El precio de la energía excedentaria que se inyecta a la red sea mayor y, por lo tanto, se obtenga un mayor beneficio.
- ✓ El precio de la energía que se toma de la red ha aumentado y, por lo tanto, la factura de la luz. Cuanto mayor sea el coste de la factura de la luz mayor será el ahorro que se consigue con la utilización de esta tecnología sobre dicha factura.

Este suceso se puede observar fijándonos en los precios antes y después de la entrada en vigor del RD 148/2021:

DESDE EL 01-01-2020 A LAS 00:00 HASTA EL 31-12-2020 A LAS 23:50  
Y DESDE EL 01-01-2022 A LAS 00:00 HASTA EL 01-01-2023 A LAS 23:50 AGRUPADOS POR HORA

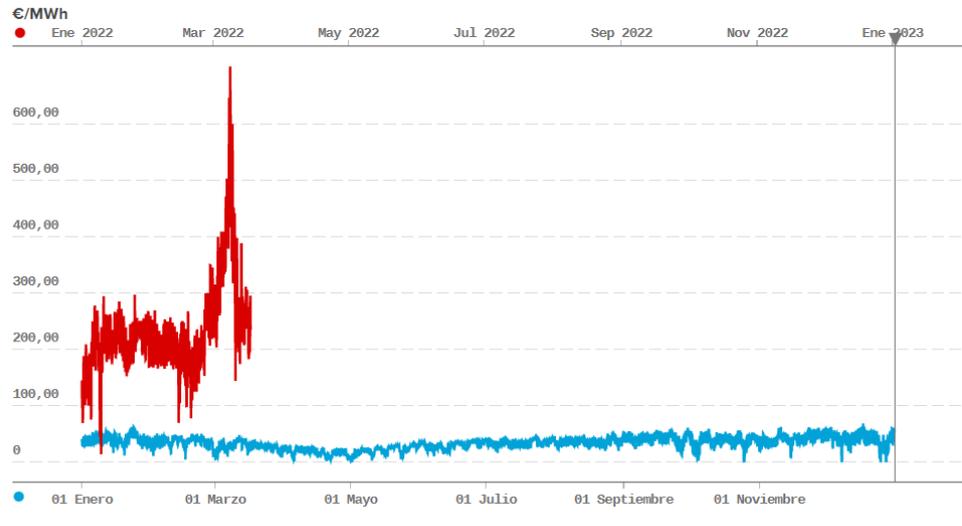


Ilustración 160. Precio de la energía excedentaria. Gráfica azul: Antes del RD 148/2021. Color rojo: Después del RD 148/2021. Fuente: [51]

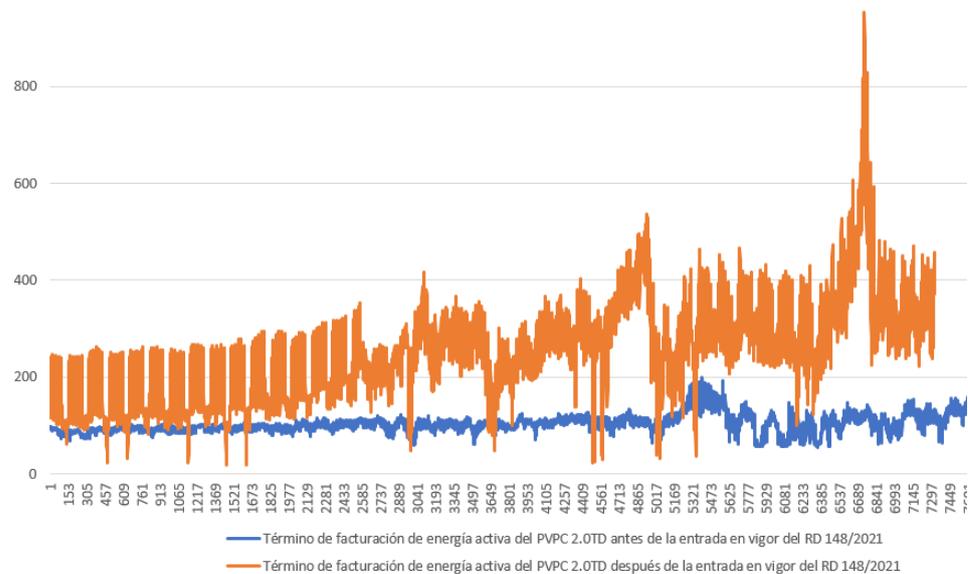


Ilustración 161. Precio de la energía consumida de la red. . Gráfica azul: Antes del RD 148/2021. Color naranja: Después del RD 148/2021. Fuente: [51]

- II. La potencia óptima de la instalación fotovoltaica está limitada a 100KWp para podernos acoger a compensación haciendo que no se alcance la potencia óptima real. A pesar de ello, una instalación fotovoltaica de autoconsumo provoca un ahorro en la factura de la luz bastante elevado (entorno a un 70%), haciendo que este tipo de

instalaciones sean muy rentables. Este hecho se puede observar para una potencia de 100KWp, tanto para la nave industrial como para el bloque de viviendas, acogiéndonos a compensación después de la entrada en vigor del RD 148/2021.

Tipo de edificio	Ahorro en la factura de la luz (sin descontar el coste de la instalación fotovoltaica)
Nave industrial	70,94%
Bloque de viviendas	78,65%

Tabla 28 . Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia

- III. Acogerse a compensación es mucho más rentable. Con ello se consiguen unas potencias óptimas mayores y, aunque el coste de la inversión inicial es mayor, los beneficios que se obtienen son muy superiores haciendo que el ahorro total, teniendo en cuenta la inversión inicial, sea muy superior a no atenerse a compensación.

Esto se puede observar comparando el ahorro final obtenido para los diferentes escenarios acogiéndose o no a compensación tanto antes como después de la entrada en vigor del RD 148/2021:

✓ Nave industrial:

	Sin acogerse a compensación	Acogiéndose a compensación
Antes de la entrada en vigor del RD 148/2021	38%	43%
Después de la entrada en vigor del RD 148/2021	43%	62,72%

Tabla 29. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia.

✓ Bloque de viviendas:

	Sin acogerse a compensación	Acogiéndose a compensación
Antes de la entrada en vigor del RD 148/2021	32.5%	35%
Después de la entrada en vigor del RD 148/2021	37,8%	56,1%

Tabla 30. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia.

También se puede observar si comparamos el ahorro final obtenido si nos cogemos o no a compensación para el caso de la potencia óptima obtenida para la instalación después de la entrada en vigor del RD 148/2021:

✓ Nave industrial:

Sin acogerse a compensación	Acogiéndose a compensación
44,6%	62,49%

Tabla 31. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia.

✓ Bloque de viviendas:

Sin acogerse a compensación	Acogiéndose a compensación
40,21%	65,23%

Tabla 32. Porcentajes de ahorro en la factura de la luz. Fuente: Elaboración propia.

- IV. Con el paso de los años el precio de la energía va aumentando hasta el punto de que, en el año 2022, en ciertos días, se ha llegado a un coste de la luz desorbitado. El uso de esta tecnología es una gran solución para abaratar estos costes y obtener una factura de la luz con un coste más asequible a través de la utilización de una energía limpia y que respeta el medioambiente.

- V. A la hora de plantear la instalación es de vital importancia elegir el ángulo y dirección óptimo de los módulos fotovoltaicos para aprovechar la energía procedente del sol al máximo.

Esto se debe a que con la instalación fotovoltaica se quiere obtener la máxima producción de energía posible y el mejor aprovechamiento de esta.

La máxima producción energética de los paneles solares se consigue cuando los rayos del sol son perpendiculares a la superficie del panel solar, por lo que, la dirección óptima será la que está situada directamente hacia el sur.

En cuanto al ángulo óptimo que se debe establecer a los paneles solares, va a depender de dos factores principales:

- ✓ La latitud del lugar geográfico donde se vayan a instalar los paneles fotovoltaicos.
- ✓ La época del año en que necesitemos producir más energía.

Teniendo en cuenta estos dos factores se podrá generar y aprovechar al máximo la energía procedente del sol.

- VI. Es de gran importancia el cálculo de la potencia fotovoltaica óptima a implantar en un determinado edificio para poder obtener los mayores beneficios posibles.

Dicha potencia va a variar para cada escenario y va a depender de los siguientes factores:

- ✓ El consumo que tenga el edificio, donde se quiere establecer la instalación fotovoltaica de autoconsumo, a lo largo de un año.
- ✓ Si la instalación se va a acoger a compensación o no.
- ✓ Los costes de la energía que se consume de la red.
- ✓ Los costes de la energía excedentaria que se inyecta a la red.

Un buen dimensionado de la instalación hará que se produzca la energía necesaria para abastecer al edificio y que no haya que consumir excesiva energía de la red ni que haya que inyectar excesiva energía a la red.

Así se obtendrán mayores beneficios ya que la energía que producimos será consumida casi al 100% por el edificio y en horas de sol no hará prácticamente falta consumir energía de la red ni inyectar energía a la red, la cual, se paga a un precio muy bajo.

- VII. Con la implantación del RD 148/2021 se pretende favorecer los beneficios de las energías renovables e impulsar la utilización de las mismas con el objetivo de conseguir la transición energética en el país y cumplir así el acuerdo de París.

## 9. Bibliografía

[1] Medidas para la transición energética. Fecha de consulta: 3 de octubre de 2021 <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-04-08/las-medidas-mas-importantes-de-la-nueva-ley-de-cambio-climatico.html>

[2] Técnica de extracción de combustible Fracking. Fecha de consulta: 5 de octubre de 2021 [https://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/10/131017\\_ciencia\\_especial\\_fracking\\_abc\\_am](https://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/10/131017_ciencia_especial_fracking_abc_am)

[3] Impacto ambiental del Fracking. Fecha de consulta: 5 de octubre de 2021 <https://nabaliaenergia.com/blog/que-es-el-fracking/>

[4] Régimen económico de la energía fotovoltaica. Fecha de consulta: 7 de octubre de 2021 [https://www.coit.es/system/files/link\\_group/he\\_5\\_contribucion\\_fotovoltaica\\_minima\\_de\\_energia\\_electrica\\_77f479a7.pdf](https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf)

[5] Periodos tarifarios. Fecha de consulta: 10 de octubre de 2021 <https://comparadorluz.com/pymes/tarifas/6-periodos>

[6] Zonas climáticas. Fecha de consulta: 12 de octubre de 2021 <https://suelosolar.com/noticias/retroactividad-tarifa/espana/8-6-2011/a-que-zona-corresponde-mi-planta-fotovoltaica-efectos-conocer-alcance-retroactividad-real-decreto-ley-142010>

[7] Sede electrónica del catastro. Fecha de consulta: 13 de octubre de 2021 <https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?del=5&mun=900&UrbRus=U&RefC=7926001UL5072N0001FW&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO&anyoZV=>

[8] Edificio industrial. Fecha de consulta: 13 de octubre de 2021 <https://www.diariodeavila.es/Noticia/Z17D67E3E-A248-9DAA-1728E79221C2C320/202107/La-Junta-entregar%C3%A1-en-septiembre-la-nueva-planta-de-Nissan>

[8] PVsyst. Fecha de consulta: 13 de octubre de 2021

[9] Módulo fotovoltaico. Fecha de consulta: 14 de octubre de 2021

[https://es.wikipedia.org/wiki/Panel\\_fotovoltaico#/media/Archivo:Fixed\\_Tilt\\_Solar\\_panel\\_at\\_Canterbury\\_Municipal\\_Building\\_Canterbury\\_New\\_Hampshire.jpg](https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico#/media/Archivo:Fixed_Tilt_Solar_panel_at_Canterbury_Municipal_Building_Canterbury_New_Hampshire.jpg)

[10] Esquema de la construcción de un panel fotovoltaico. Fecha de consulta: 14 de octubre de 2021 <https://gramaconsultores.wordpress.com/2011/11/21/54/>

[11] Partes de una placa fotovoltaica. Fecha de consulta: 15 de octubre de 2021 <https://ovacen.com/garantia-placas-solares-fotovoltaicas/>

[12] Inversor para viviendas aisladas. Fecha de consulta: 15 de octubre de 2021.

[https://autosolar.es/inversores-hibridos/inversor-hibrido-5000w-48v-voltronic-axpert-vmiii?gclid=CjwKCAjwwsmLBhACEiwANq-tXP9S85XcHV0LMFiHHCTaDumall9D5SWDyOipirtxpNGJKS963LtKeRoCgoUQAvD\\_BwE](https://autosolar.es/inversores-hibridos/inversor-hibrido-5000w-48v-voltronic-axpert-vmiii?gclid=CjwKCAjwwsmLBhACEiwANq-tXP9S85XcHV0LMFiHHCTaDumall9D5SWDyOipirtxpNGJKS963LtKeRoCgoUQAvD_BwE)

[13] Inversor de red. Fecha de consulta: 15 de octubre de 2021.

<https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-conexion-red-1000va-solaredge-monofasico>

[14] Contador bidireccional. Fecha de consulta: 15 de octubre de 2021.

<https://elalmacenfotovoltaico.com/accesorios-inversores/308-fronius-smart-meter-ts-65a-3-trifasico.html>

[15] Esquema instalación fotovoltaica aislada. Fecha de consulta: 16 de octubre de 2021.

<https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>

[16] Instalación fotovoltaica aislada. Fecha de consulta: 16 de octubre de 2021.

<https://selectra.es/autoconsumo/info/instalacion/aislada#:~:text=para%20instalaciones%20aisladas-,%C2%BFQu%C3%A9%20es%20una%20instalaci%C3%B3n%20de%20placas%20solares%20aislada%3F,no%20depende%20de%20ninguna%20comercializador>

[17] Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red. Fecha de consulta: 16 de octubre de 2021.

<https://almerichestudio.es/funcionamiento-y-componentes-de-una-instalacion-fotovoltaica-conectada-a-red/>

[18] Instalación fotovoltaica conectada a red pura. Fecha de consulta: 16 de octubre de 2021.

<https://todoespana.es/material-electrico-2/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-red>

[19] Horas de sol en Europa. Fecha de consulta: 17 de octubre de 2021.

<https://www.geografiainfinita.com/2017/07/reparto-las-horas-sol-mundo/>

[20] Irradiación en Europa. Fecha de consulta: 17 de octubre de 2021.

<https://www.panelessolaresbarcelona.com/energia-solar-renovable/mapa-de-la-radiacion-solar-en-europa/>

[21] Potencia fotovoltaica instalada en España. Fecha de consulta: 25 de octubre de 2021.

<https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>

[22] Comparativa entre producción con energías renovables y no renovables. Fecha de consulta: 25 de octubre de 2021. <https://rpp.pe/ciencia/mas-ciencia/medio-ambiente-la-produccion-de-energia-renovable-superar-la-barrera-de-los-combustibles-fosiles-en-europa-noticia-1317095>

[23] Instalación fotovoltaica de autoconsumo. Fecha de consulta: 28 de octubre de 2021

<https://www.helioesfera.com/como-funciona-un-sistema-fotovoltaico-de-autoconsumo/>

[24] Exel. Fecha de consulta: 30 de octubre de 2021

[25] Datos proporcionados por la empresa. Fecha de consulta: 1 de noviembre de 2021

[26] Régimen económico del RD 7/2021. Fecha de consulta: 8 de noviembre de 2021

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-10824>

[27] Coeficientes de energía y potencia para cada periodo horario. Fecha de consulta: 8 de noviembre de 2021

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4239>

[28] RD 148/2021. Fecha de consulta: 9 de noviembre de 2021.

<https://webatt.energy/la-nueva-factura-de-la-luz-una-oportunidad-para-el-autoconsumo-fotovoltaico-domestico/>

[29] Pérdidas térmicas. Fecha de consulta: 12 de noviembre de 2021.

<https://re-magazine.saunierduval.es/2019-05-31/como-afecta-el-clima-a-los-paneles-fotovoltaicos#>

[30] Cableado. Fecha de consulta: 15 de noviembre de 2021.

<https://autosolar.es/blog/energia-solar-fotovoltaica/que-cable-es-el-adecuado-para-las-instalaciones-solares>

[31] Secciones del cableado para la instalación fotovoltaica. Fecha de consulta: 21 de noviembre de 2021.

<https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>

[32] Reglamento de baja tensión ITC-BT-06. Fecha de consulta: 21 de noviembre de 2021.

<http://endrino.pntic.mec.es/jhem0027/reglamentos/rebtic/itc-bt-06.htm>

[33] Reglamento de baja tensión ITC-BT-06. Fecha de consulta: 21 de noviembre de 2021.

[http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia\\_Tecnica\\_REBT/guia\\_bt\\_19\\_sep03R1.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf)

[34] Tipos de fusibles. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

<https://cursosonlineweb.com/fusibles.html>

[35] Fusible de cuchilla. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

<https://ledmaterial.com/fusibles-de-cuchilla/4862-fusible-n-h1-de-cuchilla-355a.html>

[36] Fusible tipo D. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

<https://www.directindustry.es/prod/eti/product-26771-2032239.html>

[37] Fusible de pastilla. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

<https://www.spazioracing.com/store/electrico/componentes-electricos/fusibles-emgo.html>

[38] Fusible tipo S. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

<https://www.digitronica.es/fusible-tipo-s-rapido-63ma>

[39] Protecciones para la instalación fotovoltaica. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

[http://seslab.org/fotovoltaico/211\\_fusible.html](http://seslab.org/fotovoltaico/211_fusible.html)

[40] Interruptor magnetotérmico. Fecha de consulta: 8 de diciembre de 2021.

<https://www.ecobadajoz.es/interruptores-magnetotermicos/interruptor-magnetotermico-4p-10a-6ka-mod-rv30nc410.html>

[41] Interruptor diferencial. Fecha de consulta: 10 de diciembre de 2021.

<https://bricoelige.com/interruptor-diferencial-abb-fh204ac-40-03-tetrapolar-40a-300ma>

[42] Apuntes de clase. Fecha de consulta: 21 de noviembre de 2021.

[43] Puesta a tierra. Fecha de consulta: 19 de diciembre de 2021.

<https://automatismoidustrial.com/curso-energía-solar-fotovoltaica/instalaciones-conectadas-a-red/puesta-a-tierra-en-instalaciones-fotovoltaicas/>

[44] Reglamento de baja tensión ITC-BT-18. Fecha de consulta: 7 de enero de 2022.

[http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/NUEVO\\_REBT/ARCHIVOS/INDICE%20DE%20LAS%20INSTRUCCIONES%20TECNICAS%20COMPLEMENTARIAS\\_archivos/ITC-BT-18.htm](http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/NUEVO_REBT/ARCHIVOS/INDICE%20DE%20LAS%20INSTRUCCIONES%20TECNICAS%20COMPLEMENTARIAS_archivos/ITC-BT-18.htm)

[45] Estructura para la instalación fotovoltaica. Fecha de consulta: 12 de enero de 2022.

<https://www.otovo.es/blog/placas-solares/estructuras-paneles-solares/>

[46] Estructura realizada con la técnica de varilla roscada. Fecha de consulta: 12 de enero de 2022.

<https://www.teknosolar.com/estructura-soporte-placas-solares-para-cubierta-de-teja-con-varilla/>

[47] Estructura fotovoltaica sobre cubierta de pizarra sujeta con ganchos. Fecha de consulta: 24 de enero de 2022.

<https://bricoelige.com/soporte-coplanar-con-salvateja-gancho-para-cubierta-de-pizarra>

[48] Cubiertas compuestas por chapa con técnica rosca chapa. Fecha de consulta: 24 de enero de 2022.

<https://reguled.com/producto/estructura-montaje-en-chapa-sandwich-naves-industriales/>

[49] Estructura metálica con base de hormigón. Fecha de consulta: 24 de enero de 2022.

[https://es.sunforson.com/sunrack-concrete-based-ground-mounting\\_p23.html](https://es.sunforson.com/sunrack-concrete-based-ground-mounting_p23.html)

[50] Estructura de hormigón. Fecha de consulta: 24 de enero de 2022.

<https://www.solarix.es/blog/estructuras-placas-solares-guia/>

[51] Término de facturación de la energía excedentaria y de la energía consumida de la red. Fecha de consulta: 3 de octubre de 2022.

<https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=29-01-2022>

[52] Título: Energías renovables y eficiencia energética. Autor: Pedro Chevez. Editorial: Ediciones de la U. Edición: 2018 Fecha de consulta: 3 de octubre de 2021.

[53] Reglamento de baja tensión. Fecha de consulta: 21 de noviembre de 2021.

[https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC)

[54] Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red. Fecha de consulta: 29 de diciembre de 2022.  
<https://www.solarix.es/instalacion/solar/fotovoltaica/autoconsumo/industrial/>

