



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA DE
PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS EN UNA
ESTACIÓN DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

Autor: Paula Ruiz Hernández

Director: Javier Mata García

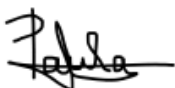
Madrid

Agosto de 2019

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
*“Instalación y optimización de un sistema de placas solares fotovoltaicas
en una estación de carga de vehículos eléctricos”* en la ETS de Ingeniería -
ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2º de Máster MII es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Paula Ruiz Hernández

Fecha: 21/ 08/ 2019



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis Javier Mata García

Fecha: 21/ 08/ 2019

MATA GARCIA
LUIS JAVIER -
09793455D

Firmado digitalmente
por MATA GARCIA LUIS
JAVIER - 09793455D
Fecha: 2019.08.27
22:56:41 +02'00'

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Paula Ruiz Hernández

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *“Instalación y optimización de un sistema de placas solares fotovoltaicas en una estación de carga de vehículos eléctricos”*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 25 de agosto de 2019

ACEPTA

Fd..... 

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

--

RESUMEN

En 2017, se estima que España fue responsable de la emisión de 340,2 millones de CO₂-eq de gases de efecto invernadero. Además, el sector del transporte junto con el sector de generación eléctrica fueron los causantes de un 46% del total de las emisiones. Es por esto que conseguir que los vehículos eléctricos se muevan con energía lo más limpia posible es un reto que claramente contribuiría enormemente a la reducción de emisiones en el sector transporte, dejando atrás los combustibles fósiles, y en el sector de generación de energía, consiguiendo generar una electricidad cada vez con menos aporte de emisiones. Este proyecto tratará de enfrentarse a este problema mediante el diseño y optimización de una estación de carga de vehículos eléctricos con apoyo de un sistema de placas solares fotovoltaicas que permita la generación de gran parte de la electricidad necesaria para abastecer la demanda eléctrica de la “fotolinera”. Se llamará “fotolinera” durante este documento a la estación de carga de vehículos eléctricos que funciona con el apoyo de paneles solares fotovoltaicos.

Tras un repaso a la importancia y la situación actual de la tecnología solar fotovoltaica en España, se procede a definir los tipos de vehículos eléctricos junto con sus modos de recarga, tipos de conectores y tipos de recarga, que permitirán definir más adelante el tipo de instalación más adecuada a diseñar. Teniendo en cuenta que el sol es un recurso natural pero limitado, la estación contará con un sistema de placas solares fotovoltaicas, pero contará también con conexión a la red eléctrica, que permitirá suministrar electricidad cuando las placas solares no sean capaces de hacerlo, y que además servirá para verter electricidad a la red cuando la generación de las placas sea superior a la demanda, aprovechando así la energía limpia generada.

Este proyecto tiene como objetivo diseñar y optimizar la estación de acuerdo a diferentes factores tales como: localización y sus factores climáticos correspondientes, orientación e inclinación del emplazamiento, demanda de la instalación, número de placas óptimo, comparación entre el desempeño de diferentes tipos de placas, coste de la instalación y otros muchos más que se desarrollan durante el documento y que sirven para definir las características de la instalación.

El procedimiento seguido durante el proyecto ha sido el siguiente:

1. Elección de emplazamiento: Sevilla (aparcamiento del estadio del Real Betis Balompié), orientación: sur e inclinación: 30°.
2. Definición del número de puntos de recarga, tipo de recarga, modo de recarga y tipo de conector para la estación a diseñar.

3. Estimación de la demanda de manera que será necesaria cubrir cada 15 minutos con la producción eléctrica obtenida de la instalación solar fotovoltaica junto con el apoyo de la red eléctrica.
4. Análisis del ahorro y la amortización a 5, 10 y 25 años para elegir el modelo de placa a utilizar.
5. Definición del número de placas en serie y en paralelo necesarias para cubrir la demanda anual, de acuerdo a un documento de Excel que permitirá a partir de los datos de entrada del tipo de placa e inversor, calcular la producción útil para las distintas combinaciones de los paneles.
6. Utilización de un código de Matlab que permitirá, de acuerdo a diferentes inputs que se definirán a continuación, calcular la producción cada 15 minutos y obtener gráficos que comparen escenarios de orientación e inclinación del emplazamiento elegido. Los inputs definidos para el código son:
 - a. Perfil de temperaturas máxima, mínima y media en Sevilla.
 - b. Tipo de placa e inversor y sus características respectivas.
 - c. Zona horaria, latitud, longitud, orientación e inclinación del emplazamiento de la instalación.
 - d. Tarifas eléctricas que permitan calcular costes y escenarios de ahorro en diferentes periodos de tiempo.
7. Normativa de CTE, RITE e IDAE: en este apartado se desarrollará la normativa que respalda la implantación de la instalación diseñada.
8. Definición de los componentes de la instalación:
 - a. Paneles solares.
 - b. Baterías y regulador.
 - c. Inversor.
 - d. Sistema de refrigeración.
 - e. Puntos de recarga.
 - f. Cableado.
 - g. Protecciones.
 - h. Puesta a tierra.
9. Estudio de la viabilidad económica y la rentabilidad del proyecto, así como análisis del impacto ambiental evitado a través de la iniciativa del proyecto.

Finalmente, se presentarán unas conclusiones que permitan analizar el trabajo realizado, así como posibles puntos de interés que surjan para análisis futuros.

Palabras clave: irradiancia, electricidad, energía solar fotovoltaica, paneles, optimización, producción, demanda, vehículo eléctrico, gases de efecto invernadero, emisiones.

ABSTRACT

In 2017, it is estimated that Spain was responsible for the emission of 340.2 million CO₂-eq of greenhouse gases into the atmosphere. In addition to this, the transportation sector together with the electricity generation sector were responsible for 46% of the total emissions. This is why, encouraging people to use the electric vehicle and contributing to add ways to charge these vehicles with the cleanest energy possible should be considered as an alternative. In fact, this would contribute to both, reduce the greenhouse effect gases emissions through the transportation sector by leaving fossil fuels behind, and through the power generation sector, generating electricity with the cleanest sources available. This project will try to face this problem through the design and optimization of a charging station for electric vehicles with the support of a photovoltaic solar panel system that will allow the generation of most of the electricity needed to supply the electricity demand of the station.

After reviewing the importance and the current situation of photovoltaic solar technology in Spain, we will proceed to define the types of electric vehicles along with their charging modes, types of connectors and types of recharging methods, which will help defining the most appropriate design for the installation. Taking into account that the sun is a natural and limited resource, the station will have a main system composed of a series of photovoltaic solar panels, but it will also have a connection to the electricity grid. This connection will be automatically connected when the solar panels are not able to cover the demand and will serve to pour electricity into the grid when the generation of the plates exceeds demand, thus taking advantage of the clean energy generated.

This project aims to design and optimize the station according to different parameters such as: location and its corresponding climatic factors, location, orientation and inclination, installation demand, number of flexible plates, comparison between the performance of different types of plates, cost of the installation and many others that are analyzed through the report and that serve to define the characteristics of the installation.

The procedure followed during the document is the following:

1. Choice of location: Seville (parking lot of the Real Betis Balompié stadium), orientation: south and inclination: 30°.
2. Definition of the number of recharging points, recharge type, recharge mode and type of connector for the station to be designed.

3. Estimation of the demand that will need to be covered defined every 15 minutes in order to be compared with the electrical production obtained from the photovoltaic solar installation together with the support of the electricity grid.

4. Analysis of savings and amortization at 5, 10 and 25 years to choose the plate model to use.

5. Definition of the number of plates in series and in parallel necessary to cover the annual demand. This will be calculated through an Excel document that obtains the useful production for the different combinations of the panels agreement of an Excel document that is required from the input data of the type of plate and inverter, calculate.

6. Use of a Matlab code that allows, according to different entries to be defined below, calculate the production every 15 minutes and obtain graphs that compare orientation and inclination scenarios of the chosen site. The inputs selected for the code are:

- a. Profile of maximum, minimum and average temperatures in Seville.
- b. Type of plate and inverter and their respective characteristics.
- c. Time zone, latitude, longitude, orientation and inclination of the installation site.
- d. Electric rates that vary according to time and production and that will be the base to calculate costs and savings scenarios in different periods of time.

7. CTE, RITE and IDAE regulations: this section will go through the regulations and laws behind the implementation of the design.

8. Definition of the installation components:

- a. Solar panels.
- b. Batteries and regulator.
- c. Inverter
- d. Cooling system.
- e. Recharging points
- f. Wiring
- g. Protections
- h. Grounding

9. Study of the economic viability and profitability of the project, as well as analysis of the environmental impact avoided through the project initiative.

Finally, conclusions will be presented that will modify the work done, as well as possible points of interest that arise for future analysis.

Keywords: irradiance, electricity, photovoltaic solar energy, panels, optimization, production, demand, electric vehicle, greenhouse gases, emissions.

Tabla de contenido

1. Introducción y antecedentes	25
2. Objetivos del proyecto	27
3. Energía renovable en España	28
3.1. Generación eólica	33
3.2. Generación hidráulica	34
3.3. Generación solar fotovoltaica	34
3.4. Generación solar térmica	37
3.5. Generación solar fotovoltaica y térmica	38
3.6. Generación terrestre y marina	39
4. Vehículos eléctricos en España	41
4.1. Tipos de vehículos eléctricos	41
4.1.1. Vehículos híbridos eléctricos (HEV)	41
4.1.2. Vehículos híbridos enchufables (PHEV)	42
4.1.3. Vehículos eléctricos (EV)	43
4.2. Tipos de recarga	43
4.2.1. Recarga convencional	43
4.2.2. Recarga semi-rápida	44
4.2.3. Recarga rápida	44
4.3. Tipos de conectores	44

4.3.1.	Enchufe Schuko.....	44
4.3.2.	Conector SAE J1772 (Tipo1)	44
4.3.3.	Conector MENNEKES (Tipo 2)	44
4.3.4.	Conector único combinado o CCS	45
4.3.5.	Conector Scame.....	45
4.3.6.	Conector CHAdeMO	45
4.4.	Modos de recarga	45
4.4.1.	Modo 1	45
4.4.2.	Modo 2	46
4.4.3.	Modo 3	46
4.4.4.	Modo 4	46
5.	Alternativas existentes	48
5.1.	Instalaciones conectadas a la red eléctrica sin vertido.....	48
5.2.	Instalaciones conectadas a la red eléctrica con vertido	48
5.3.	Instalaciones aisladas de la red eléctrica	48
6.	Las “electrolineras” y en España	50
7.	Optimización de la instalación	53
7.1.	Elección de emplazamiento y lugar de instalación	53
7.2.	Datos de entrada	57
7.2.1.	Características de la instalación.....	58

7.2.2.	Estimación de la demanda	59
7.2.3.	Tipos de placas solares	65
	327W SunPower E20 monocristalino	66
	320W AMERISOLAR Policristalino	66
	305w cynetic titán policristalino	66
7.2.3.1.	327W SunPower E20	67
7.2.3.2.	320W AMERISOLAR Policristalino	67
7.2.3.3.	305W CYNETIC TITÁN Policristalino	68
7.2.4.	Inversor	68
7.2.5.	Zona horaria y perfil de temperaturas	68
7.2.6.	Tarifa eléctrica	69
7.3.	Cálculos a realizar	70
7.4.	Elección del tipo de placa	76
	320W AMERISOLAR Poli	78
	305w cynetic titán poli	78
7.5.	Elección del número de placas necesarias.....	79
7.6.	Elección del inversor.....	81
7.7.	Gráficas escenario base	82
8.	Pliego de condiciones técnicas.....	93
8.1.	Condiciones generales de diseño	93

8.2. Componentes y materiales	94
8.2.1. Generalidades	94
8.2.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	94
8.2.3. Estructura soporte	95
8.2.4. Inversores	96
8.2.5. Cableado	98
8.2.6. Conexión a red	98
8.2.7. Protecciones y PAT (puesta a tierra)	99
8.3. Cálculo de la producción anual esperada	99
8.4. Cálculo de pérdidas de orientación e inclinación	101
8.5. Cálculo de distancia mínima entre filas de módulos	103
9. Diseño e implantación de la instalación solar	104
9.1. Paneles solares	104
9.2. Baterías y regulador	104
9.3. Inversor	105
9.4. Sistema de refrigeración	105
9.5. Puntos de carga	105
9.6. Cableado	106
9.7. Protecciones	114
9.7.1. Cálculo de fusibles	114

9.7.2.	Cálculo de interruptores magnetotérmicos	117
9.7.3.	Cálculo de diferenciales.....	119
9.8.	Puesta a tierra.....	120
10.	Estudio viabilidad económica.....	125
10.1.	Ingresos	125
10.2.	Costes	127
10.3.	Rentabilidad	128
11.	Impacto ambiental	131
12.	Viesgo solar.....	132
13.	Conclusiones.....	134
14.	Bibliografía.....	137
ANEXO I - MATLAB		141
Main Script		141
Function SolarCalculator		143
Read-In Script		148
ANEXO II – Comparativa de cálculos (orientación e inclinación)		151
1. Orientación		151
25-15.....		158
30-10.....		158
40		158

sur	158
2. Inclinação.....	158
25º	Error! Bookmark not defined.
30º	Error! Bookmark not defined.
ANEXO III – Planos.....	166
ANEXO IV – Fichas de especificaciones módulos solares, inversor y estación de recarga	
Error! Bookmark not defined.	

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Variación de emisiones de gases de efecto invernadero en España [1]	25
Ilustración 2. Distribución de emisiones brutas de GEI por tipo de gas y sector [1]	26
Ilustración 3. Estructura de potencia instalada en España en 2017 (%) [2]	28
Ilustración 4. Evolución de la potencia instalada de estructuras renovables (MW) [2] ..	29
Ilustración 5. Estructura de generación de energía eléctrica en 2017 (%) [2]	29
Ilustración 6. Estructura de generación anual de energía renovable en 2017 (%) [2]	30
Ilustración 7. Evolución de la generación de energía renovable (GWh) [2]	31
Ilustración 8. Potencia renovable instalada 2017 por CC.AA. (MW) [2]	32
Ilustración 9. Generación renovable en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]	32
Ilustración 10. Generación eólica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]	33
Ilustración 11. Generación hidráulica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]	34
Ilustración 12. Generación solar fotovoltaica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]	35
Ilustración 13. Participación de la generación solar fotovoltaica en la generación total (%) [2]	36
Ilustración 14. Generación solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma sobre la generación fotovoltaica nacional (%) [2]	36
Ilustración 15. Perfil medio horario de la solar fotovoltaica sobre la generación total en 2017 (%) [2]	37
Ilustración 16. Generación solar térmica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]	38
Ilustración 17. Generación solar sobre generación total en los países miembros de ENTSO-E en 2017 (%) [2]	39

Ilustración 18. Generación de resto de renovables (biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables) en 2017 por CC.AA. (GWh) [2] ...	40
Ilustración 19. Esquema de funcionamiento HEV [3]	42
Ilustración 20. Esquema de funcionamiento PHEV [3]	42
Ilustración 21. Esquema de funcionamiento EV puro [3]	43
Ilustración 22. Modo 1 de recarga de vehículos eléctricos [7]	45
Ilustración 23. Modo 2 de recarga de vehículos eléctricos [7]	46
Ilustración 24. Modo 3 de recarga de vehículos eléctricos [7]	46
Ilustración 25. Modo 4 de recarga de vehículos eléctricos [7]	47
Ilustración 26. Número de “electrolineras” por operador en España [8]	50
Ilustración 27. Número de “electrolineras” por Comunidad Autónoma en España [8] ..	51
Ilustración 28. Puntos de recarga normales y rápidos España frente a Europa [8]	51
Ilustración 29. Estadio Benito Villamarín en Sevilla	54
Ilustración 30. Mapa de puntos de recarga en Sevilla [10]	54
Ilustración 31. Mapa de puntos de recarga en el barrio de Heliópolis en Sevilla	55
Ilustración 32. Distribución de tipo de conectores en los puntos de recarga en Sevilla .	55
Ilustración 33. “Fotolinera” del polideportivo municipal de Molins de Rei	56
Ilustración 34. Área disponible para la “fotolinera” en Molins de Rei [11]	56
Ilustración 35. Instalación “fotolinera” en el Benito Villamarín	57
Ilustración 36. Diagrama del ángulo cenital	72

Ilustración 37. Diagrama del ángulo acimut.....	74
Ilustración 38. Gráfica de ahorro a 5, 10 y 15 años	78
Ilustración 39. Perfil de temperatura máxima, mínima y media en Sevilla durante el año	83
Ilustración 40. Perfil de temperatura ambiente en Sevilla durante el año	84
Ilustración 41. Temperatura del panel durante un día de verano y de invierno	85
Ilustración 42. Irradiancia directa y difusa durante un día de invierno	86
Ilustración 43. Irradiancia directa y difusa durante un día de verano	86
Ilustración 44. Generación y demanda durante un día de verano	87
Ilustración 45. Generación y demanda durante un día de invierno	88
Ilustración 46. Generación y demanda total anual.....	88
Ilustración 47. Generación y demanda media anual	89
Ilustración 48. Comparativa en el coste durante un día de invierno y un día de verano	90
Ilustración 50. Comparativa entre el coste y el coste de la potencia demandada durante un día de verano	91
Ilustración 51. Ángulo de declinación anual	92
Ilustración 52. Valores mensuales de la irradiación diaria en superficie horizontal e inclinada y energía inyectada [22]	100
Ilustración 53. Pérdidas máximas admisibles [22]	101
Ilustración 54. % de energía respecto al máximo posible como consecuencia de pérdidas por orientación e inclinación [22]	102

Ilustración 55. Distancia mínima entre filas de módulos [22]	103
Ilustración 56. Inversor INGECON SUN Smart 15 kW	105
Ilustración 57. Estación de recarga Raption 22 kW DC [23]	106
Ilustración 58. Intensidades admisibles al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento [24]	109
Ilustración 59. Secciones mínimas para los conductores de protección [24]	110
Ilustración 60. Intensidades admisibles, secciones y naturaleza de los conductores de fase de acuerdo al ITC-BT-19 [24]	111
Ilustración 61. Secciones de neutro en función de la sección de los conductores fase [24]	113
Ilustración 62. Calibres normalizados de fusibles	115
Ilustración 63. Curvas de disparo de interruptores automáticos magnetotérmicos.....	118
Ilustración 64. Valores de disparo térmico y magnético para interruptores automáticos magnetotérmicos.	118
Ilustración 65. Esquema de funcionamiento de un interruptor diferencial	119
Ilustración 66. Esquema TT de puesta a tierra.....	121
Ilustración 67. Tarifas para recargar un vehículo eléctrico	126
Ilustración 68. Cálculo del VAN durante 27 años.....	130
Ilustración 69. Análisis de potencial fotovoltaico en Viesgo Solar [28]	132
Ilustración 70. Ilustración de potencial fotovoltaico en Viesgo Solar [28]	133
Ilustración 71. Irradiancia directa y difusa en un día de invierno con orientación este-oeste	152

Ilustración 72. Irradiancia directa y difusa en un día de verano con orientación este-oeste	152
Ilustración 73. Generación y demanda total anual con orientación este-oeste	153
Ilustración 74. Generación y demanda en un día de invierno con orientación este-oeste	154
Ilustración 75. Generación y demanda en un día de verano con orientación este-oeste	154
Ilustración 76. Coste y coste de la potencia demanda en un día de invierno con orientación este-oeste	155
Ilustración 77. Coste y coste de la potencia demanda en un día de verano con orientación este-oeste	156
Ilustración 78. Temperatura módulo este en invierno y verano	157
Ilustración 79. Temperatura módulo oeste en invierno y verano	157
Ilustración 80. Irradiancia directa y difusa en un día de verano 25º de inclinación	160
Ilustración 81. Irradiancia directa y difusa en un día de invierno 25º de inclinación	160
Ilustración 82. Generación y demanda en un día de verano 25º de inclinación	161
Ilustración 83. Generación y demanda en un día de invierno 25º de inclinación	161
Ilustración 84. Generación y demanda total anual 25º de inclinación	162
Ilustración 85. Irradiancia directa y difusa en un día de invierno 35º de inclinación ...	163
Ilustración 86. Irradiancia directa y difusa en un día de verano 35º de inclinación	163
Ilustración 87. Generación y demanda en un día de verano 35º de inclinación	164
Ilustración 88. Generación y demanda en un día de invierno 35º de inclinación	164
Ilustración 89. Generación y demanda total anual 35º de inclinación	165

Índice de tablas

Tabla 1. Características dimensionales de la instalación.....	59
Tabla 2. Distribución de puntos de recarga según potencia en Sevilla	63
Tabla 3. Puntos de recarga según la provincia [4]	64
Tabla 4. Características principales de los paneles fotovoltaicos considerados para la instalación [14] [15] [16] [17]	67
Tabla 5. Perfil de temperatura media, mínima y máxima mensual en Sevilla [18]	69
Tabla 6. Resumen tarifas eléctricas aplicadas según el criterio de discriminación horaria [19]	70
Tabla 7. Ahorro a los cinco, diez y quince años para los distintos tipos de placas fotovoltaicas	78
Tabla 8. Producción acorde a las distintas combinaciones de paneles	80
Tabla 9. Producción mensual acorde a la combinación de 8 paneles en serie y 5 en paralelo	80
Tabla 10. Características del inversor INGECON SUN Smart 15 U [21]	81
Tabla 11. Producción diaria por mes de la instalación	101
Tabla 12. Tabla resumen de cableado y protecciones por tramos de la instalación	108
Tabla 13. Tabla resumen de calibre de fusibles por tramos	115
Tabla 14. Tabla resumen de inversión inicial de la instalación [25]	127
Tabla 15. Tabla resumen de costes del cableado	128
Tabla 16. Tabla resumen de costes variables de la instalación	128

Tabla 17. Tabla resumen del cálculo de la rentabilidad de la instalación	129
Tabla 18. Características de los gases de efecto invernadero	131
Tabla 19. Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas.....	131
Tabla 20. Comparativa de ahorro según la orientación	158
Tabla 21. Comparativa de ahorro según la inclinación.....	159

1. Introducción y antecedentes

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Inventario Nacional de Emisiones a la Atmósfera publicado en enero de 2019, se estiman 340,2 millones de CO₂-eq en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en España durante el 2017. La siguiente gráfica muestra la variación de estas emisiones durante los últimos años [1].

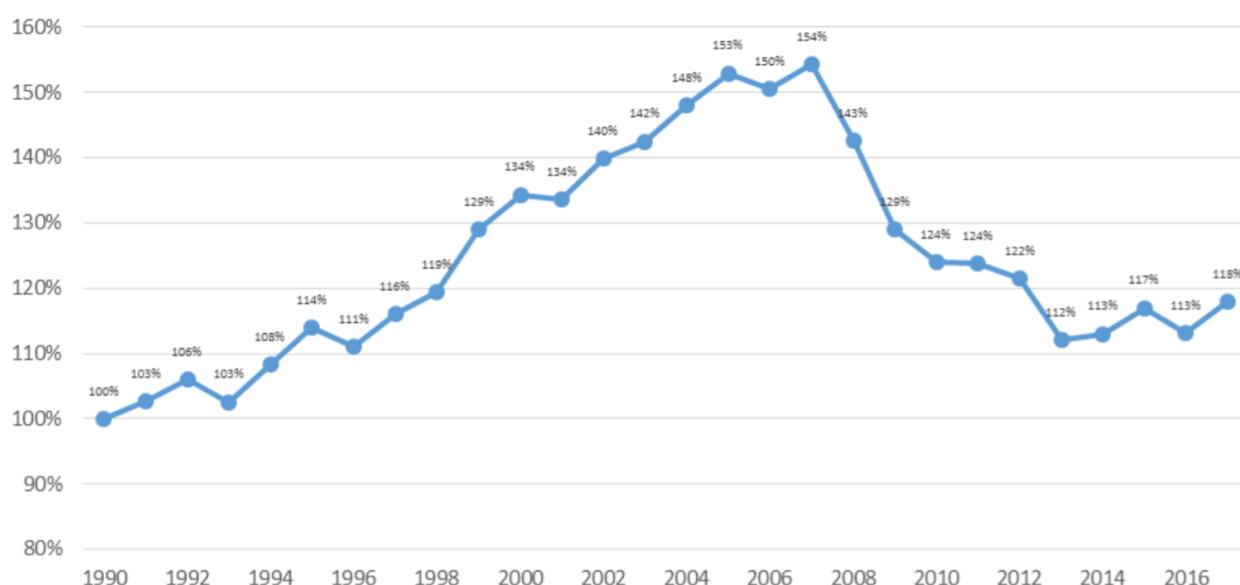


Ilustración 1. Variación de emisiones de gases de efecto invernadero en España [1]

Además de tener en cuenta estos datos, es importante saber de dónde provienen estas emisiones. En 2017, el sector del transporte fue responsable del 26% del total de las emisiones. De la misma manera, el sector de la generación eléctrica fue responsable de un 20% del total de las emisiones, sufriendo aproximadamente un aumento del 16% respecto al año anterior. Este aumento se debe al gran descenso en generación hidráulica debido a que 2017 fue un año muy seco en España.

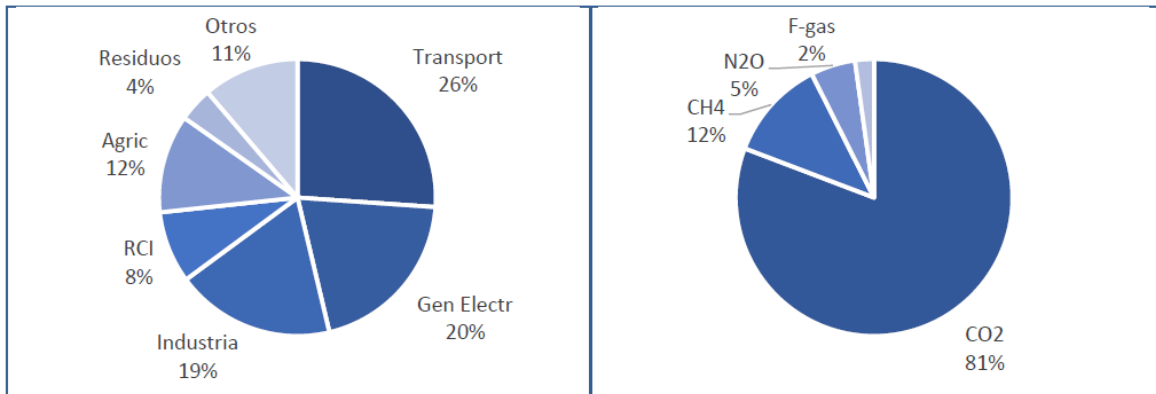


Ilustración 2. Distribución de emisiones brutas de GEI por tipo de gas y sector [1]

Es por esto por lo que es importante considerar el vehículo eléctrico como una alternativa al transporte convencional para favorecer la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, es importante considerar la posibilidad de contar con energías renovables para la generación eléctrica, e incluso considerar la posibilidad de desarrollar instalaciones totalmente independientes y autosuficientes que permitan la recarga de los vehículos eléctricos.

2. Objetivos del proyecto

Teniendo en cuenta la situación existente en cuanto a la contaminación provocada por la altaemisión de GEI (gases de efecto invernadero) que se comentaba en el apartado anterior, los objetivos del proyecto consisten en colaborar a la reducción de emisiones de GEI a través de incitar a la utilización de vehículos eléctricos no contaminantes, es decir, que la electricidad que utilicen sea completamente renovable. Es por esto por lo que el proyecto consiste en el diseño e implantación de placas solares fotovoltaicas en una estación de carga de vehículos eléctricos.

Entre los objetivos se encontrará también la optimización de la instalación, es decir, dada una localización con sus características y un establecimiento donde instalar las placas solares, definir el número óptimo de paneles, la disposición de estos y el tipo de panel a utilizar teniendo en cuenta el impacto económico.

Previo a la optimización y diseño de la instalación, es importante conocer la situación energética y la evolución del vehículo en España.

3. Energía renovable en España

Para entender la motivación de este proyecto es fundamental entender el sistema eléctrico en España en cuanto a las fuentes de generación eléctrica y la potencia instalada de cada una de estas tecnologías. En este apartado se describirán las principales fuentes de renovables que permitirán entender la elección de la instalación a diseñar.

Según un documento publicado en 2017 por Red Eléctrica Española (REE) [2], la instalación de renovables es la estructura mayoritaria en España, cubriendo un 46,3% de la potencia total y siendo la eólica la mayoritaria. La siguiente gráfica muestra la estructura de la potencia instalada en el país, siendo la tecnología de ciclo combinado la segunda más abundante.

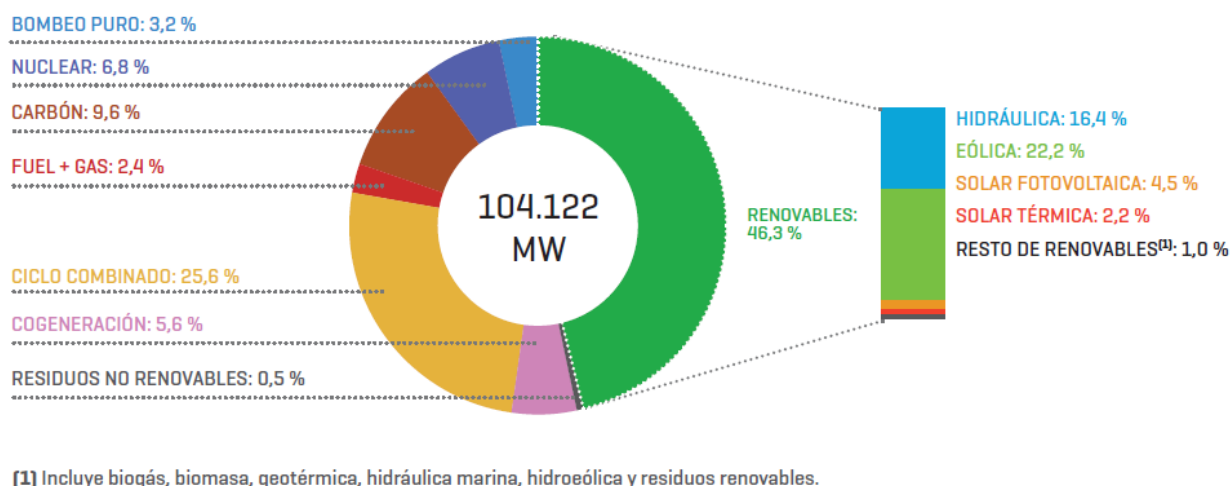
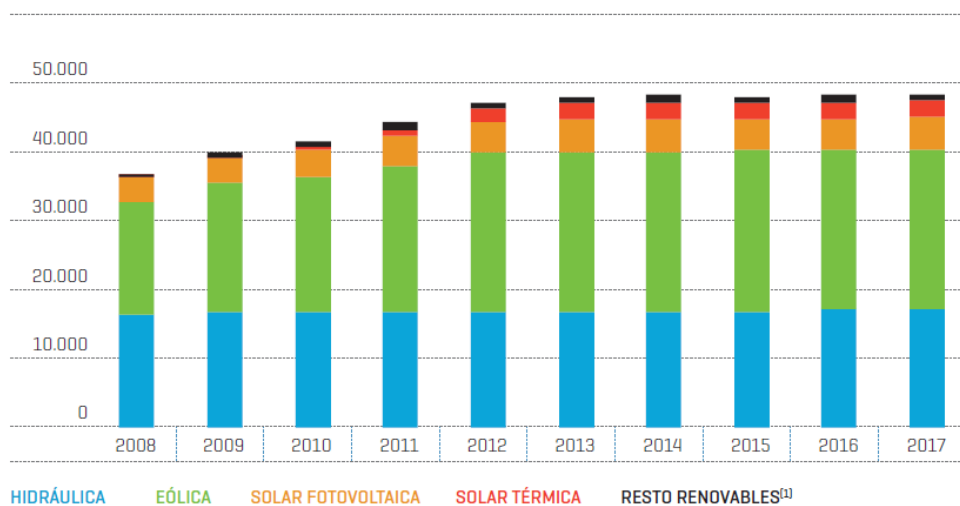


Ilustración 3. Estructura de potencia instalada en España en 2017 (%) [2]

Respecto al año anterior, la generación de renovables desciende en 2017 debido a una reducción del 16,3% en generación hidráulica. Este descenso se verá compensado por un mayor aporte de estructuras térmicas que conllevarán el consecuente aumento de emisiones de gases de efecto invernadero, aumentando los niveles de CO₂ un 17,9% respecto al 2016, y lo que supone una de las principales motivaciones de este proyecto.

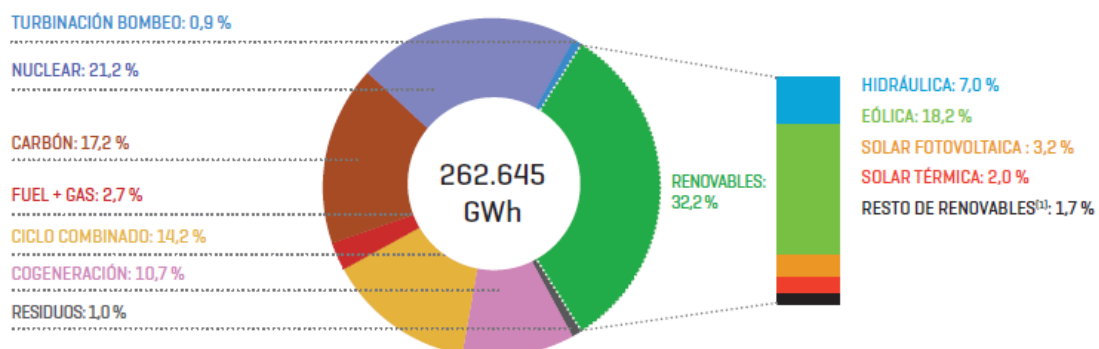
La siguiente gráfica muestra la evolución de la potencia instalada renovable en el sistema eléctrico nacional en MW.



[1] Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.
Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014.

Ilustración 4. Evolución de la potencia instalada de estructuras renovables (MW) [2]

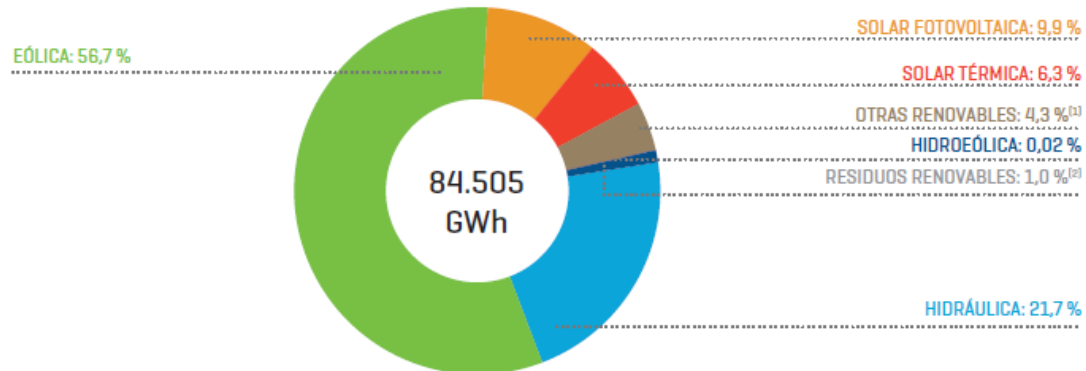
Como se puede observar en la siguiente imagen, la generación de renovables supone un 32,2% de la generación total de energía en España durante el 2017, suponiendo 84.572 GWh de energía generada únicamente por renovables, siendo la eólica la estructura mayoritaria, representando un 18,2% del total.



[1] Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Ilustración 5. Estructura de generación de energía eléctrica en 2017 (%) [2]

La siguiente gráfica muestra la segmentación en generación de renovables más claramente.



[1] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

[2] El 50 % de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.

Ilustración 6. Estructura de generación anual de energía renovable en 2017 (%) [2]

Una vez conocida la situación actual, es importante situar los datos en la evolución para poder analizar tendencias y plantear mejoras en cada uno de los sectores o tecnologías.

Tal y como se comentaba anteriormente, la siguiente gráfica muestra la evolución en generación de energía renovable, viendo así el fuerte descenso en generación de hidráulica debido a las sequías sufridas en España durante el 2017. Se puede observar también que el resto de tecnologías no sufren grandes variaciones durante los últimos

años, por lo que son tecnologías como las centrales de carbón y ciclos combinados las que se encargarán de compensar la bajada de generación hidráulica.

De manera especial, teniendo en cuenta los objetivos de este proyecto, se tendrá en cuenta el leve, per constante, aumento de la tecnología solar fotovoltaica desde 2008 a 2017, lo cual se explicará en los próximos apartados con más detalle.

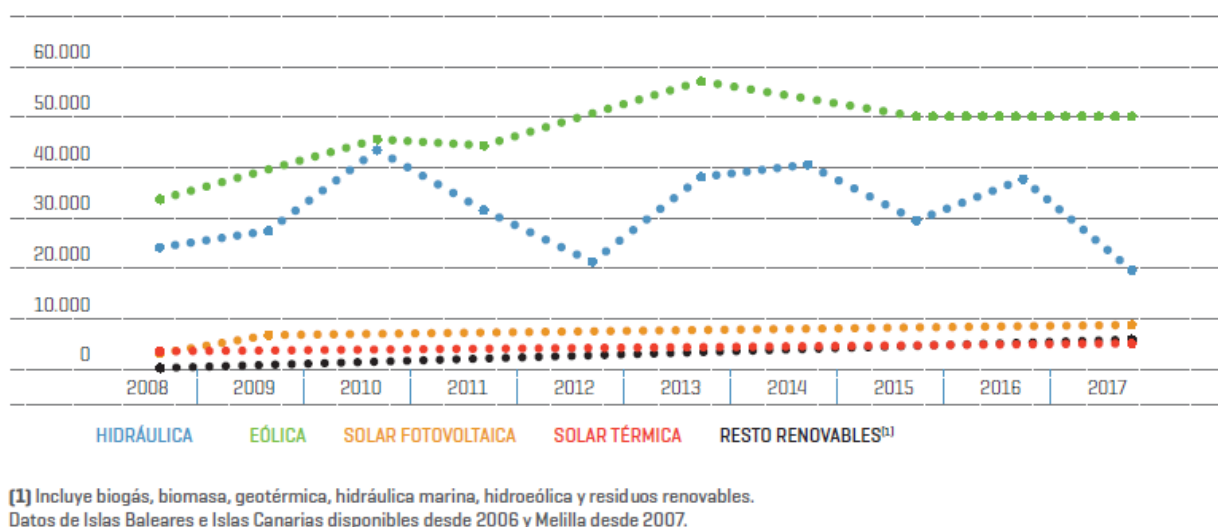


Ilustración 7. Evolución de la generación de energía renovable (GWh) [2]

Uno de los factores decisivos en este proyecto será la elección del lugar en el que se desarrollará la instalación, y es por esto que, no sólo es importante conocer la situación energética y la situación con las renovables de manera nacional, sino también de manera regional.

Las siguientes imágenes muestran la distribución de potencia instalada y generación eléctrica de renovables por comunidad autónoma, reflejando aquellas comunidades más presentes en aportación de energía limpia al sistema.

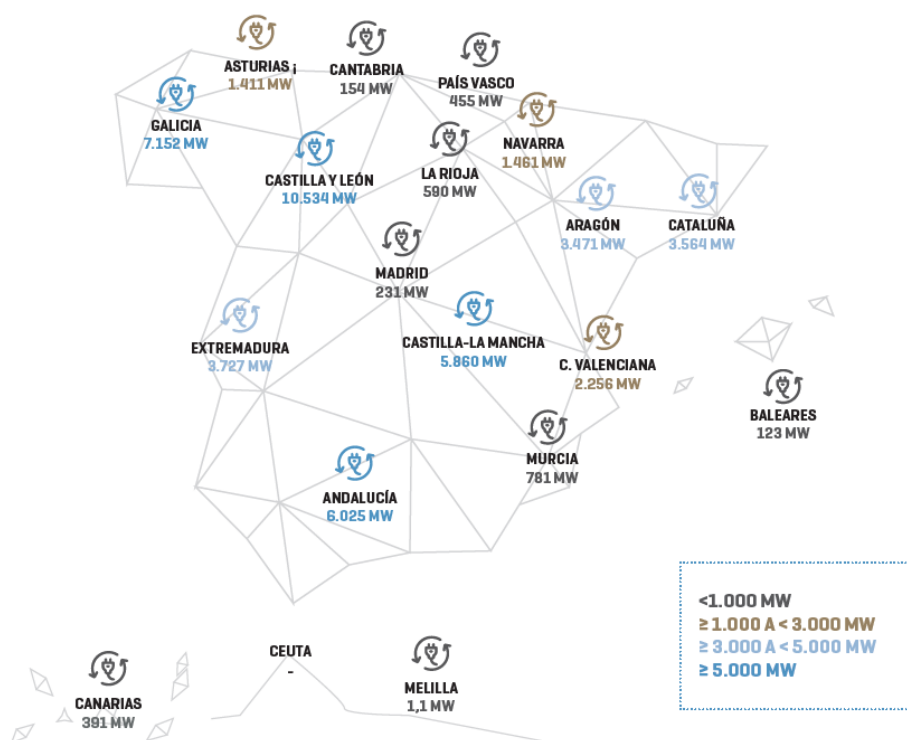


Ilustración 8. Potencia renovable instalada 2017 por CC.AA. (MW) [2]

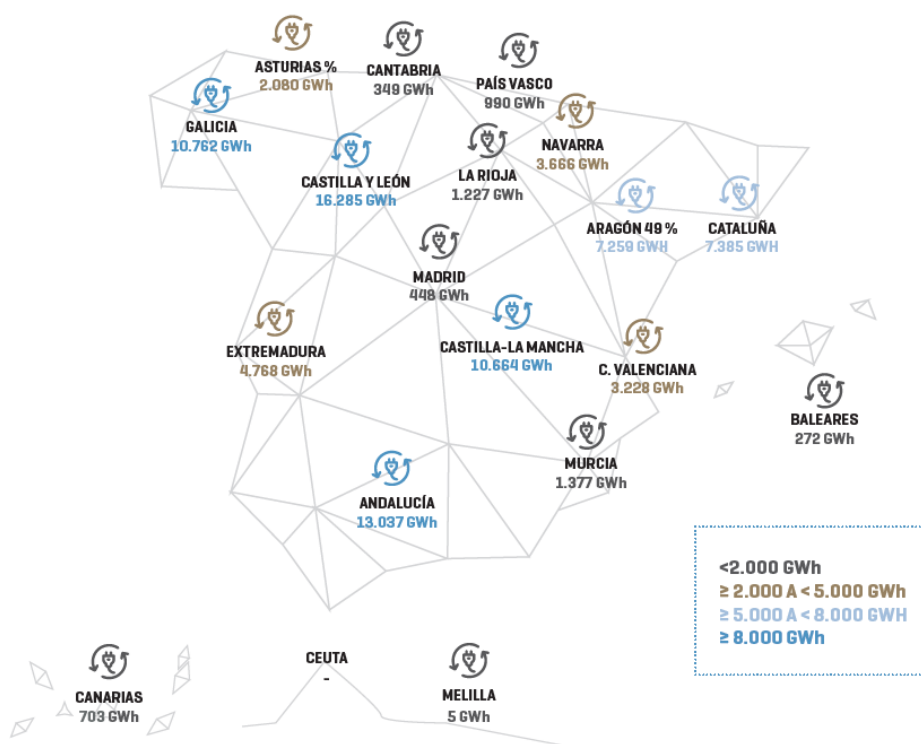


Ilustración 9. Generación renovable en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]

Una vez descrita la situación general, se procede a resumir de manera particular las circunstancias de cada una de las tecnologías renovables en España y por comunidades autónomas. En este caso, el enfoque estará en la distribución de generación eléctrica, teniendo en cuenta el impacto de este concepto sobre el proyecto a realizar.

3.1. Generación eólica

En primer lugar, como tecnología más representativa y abundante, se presenta la generación eólica. Esta fuente renovable se ha mantenido con pequeñas variaciones durante los últimos años, posicionándose tras la nuclear en cuanto a representación en el mix energético nacional. En cuanto a la importancia de esta tecnología por comunidad autónoma, se puede observar en el siguiente mapa que Castilla y León se sitúan por delante del resto, siendo Baleares la región con menos impacto en generación de eólica.

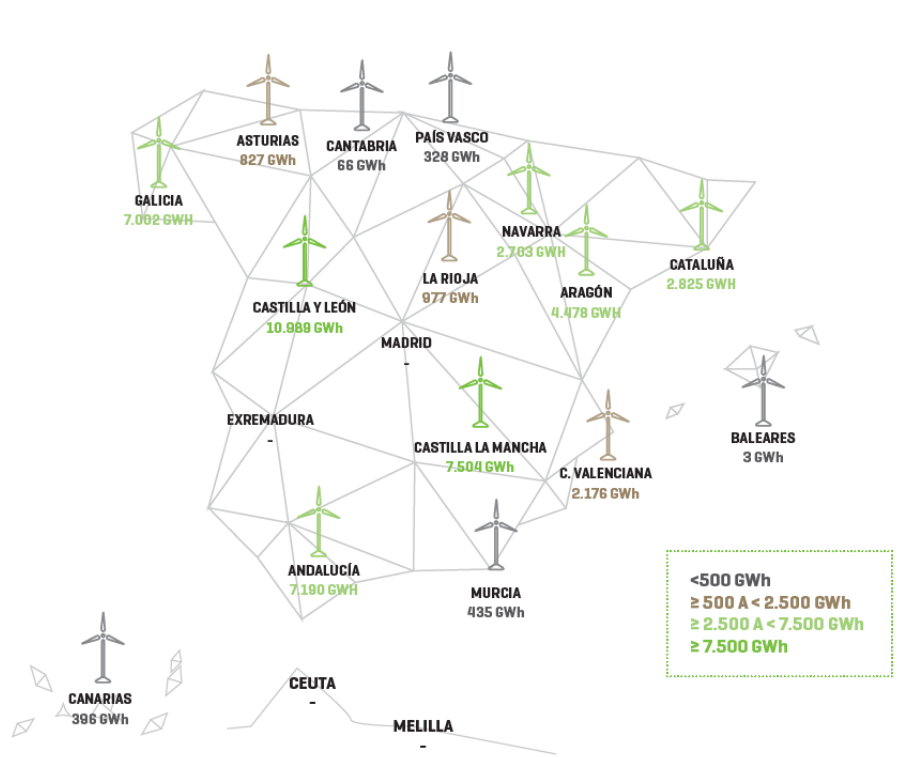


Ilustración 10. Generación eólica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]

3.2. Generación hidráulica

En cuanto a la tecnología hidráulica en España, es importante mencionar, tal y como se ha comentado anteriormente, el notable descenso en la generación llegando sus reservas a los niveles más bajos de la historia durante 2017.

De nuevo, Castilla y León se sitúa en primera posición en generación de energía hidráulica. Con respecto al resto de Europa, España es el octavo país en generar más energía a partir de fuentes hidráulicas.

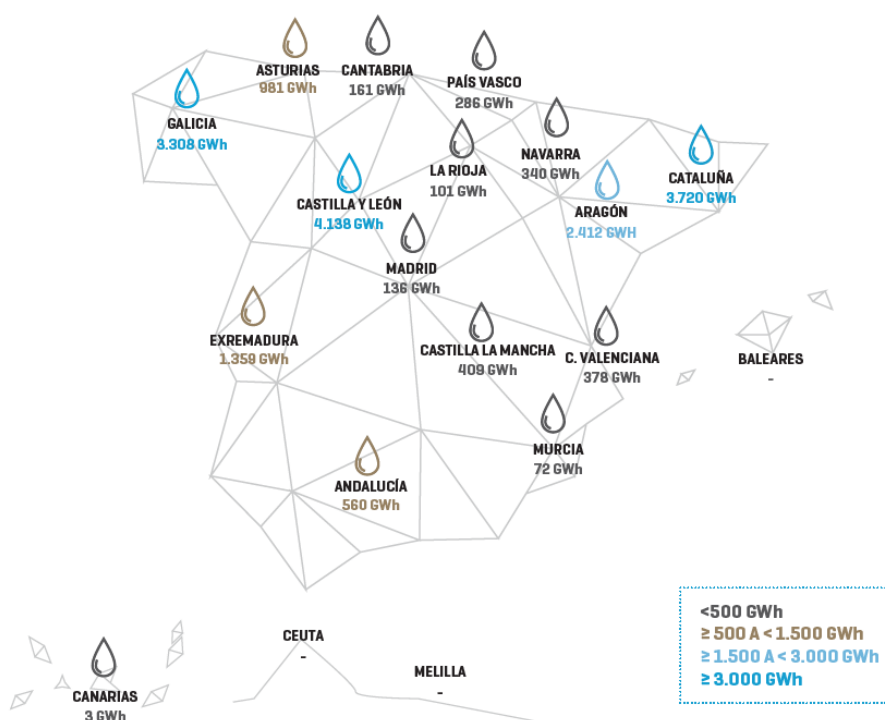


Ilustración 11. Generación hidráulica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]

3.3. Generación solar fotovoltaica

La generación solar, térmica y fotovoltaica, abarca algo más de un 5% de la energía total generada, situándose la tercera entre las tecnologías renovables. Tanto la solar térmica como la fotovoltaica son tecnologías que dependen de una manera especial de la estacionalidad, llegando incluso a generar el doble de los meses con menos sol a los meses más soleados.

El siguiente mapa muestra la distribución de generación fotovoltaica por comunidades autónomas, siendo Extremadura, Castilla la Mancha y Andalucía las comunidades más destacadas por su contribución.

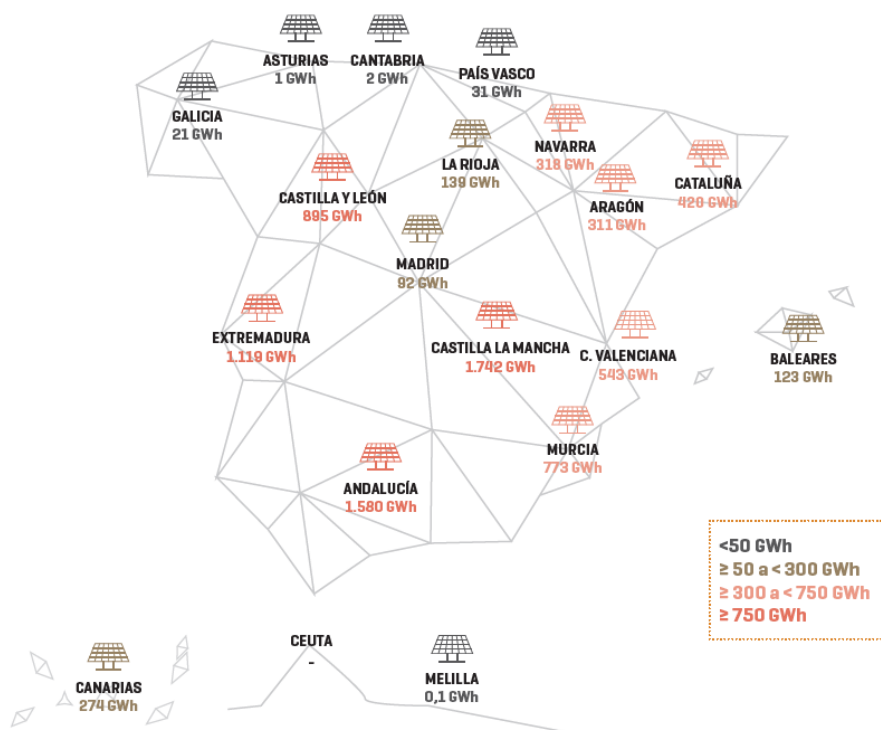


Ilustración 12. Generación solar fotovoltaica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]

La siguiente gráfica será clave para entender por qué es interesante la implantación de un sistema de paneles fotovoltaicos para la obtención de electricidad limpia. Como se puede observar, la evolución de la participación de la generación de la energía solar fotovoltaica se encuentra en constante crecimiento desde hace años, lo cual implica que

es momento idóneo teniendo en cuenta los avances tecnológicos y la calidad de estos desarrollados durante los últimos años.

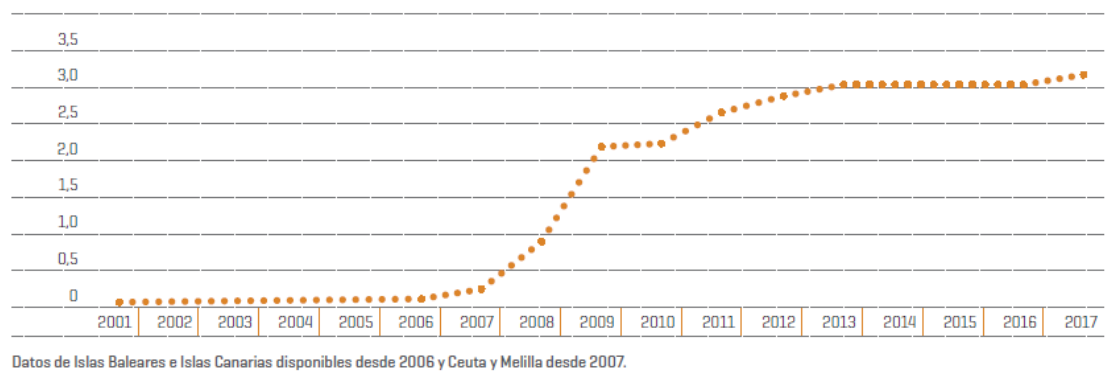


Ilustración 13. Participación de la generación solar fotovoltaica en la generación total (%) [2]

Una vez identificado que se trata de la situación adecuada para aprovechar esta tecnología, será fundamental encontrar el emplazamiento conveniente para la implantación de la instalación fotovoltaica. La siguiente gráfica muestra la participación en generación fotovoltaica en orden descendiente según las comunidades autónomas. En esta gráfica no se incluye Cantabria, Asturias y Melilla ya que su participación es suficientemente reducida como para poder considerarse despreciable frente al resto. Para facilitar el diseño, la elección de emplazamiento será de acuerdo a aquellas comunidades con una contribución mayor, tales como Castilla la Mancha, Andalucía o Extremadura, tal y como se comentaba en el mapa.

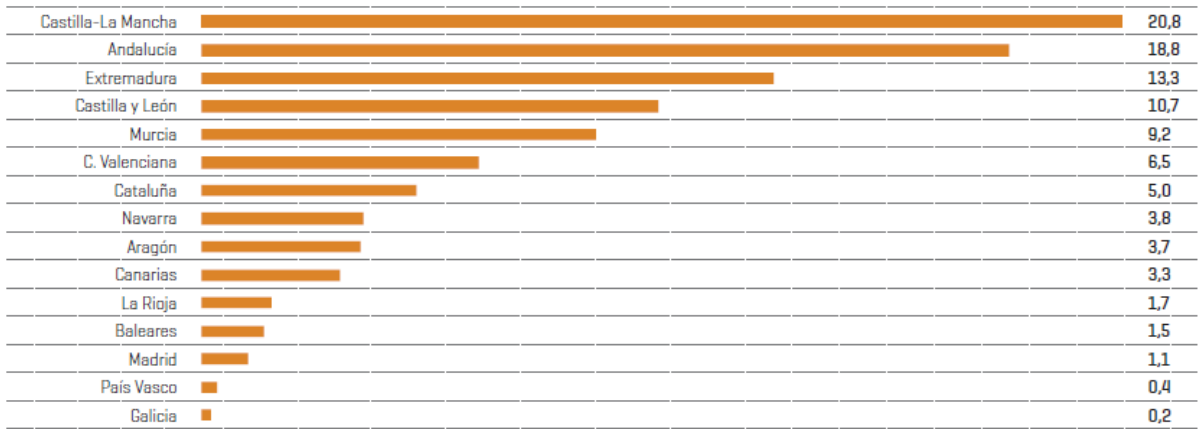


Ilustración 14. Generación solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma sobre la generación fotovoltaica nacional (%) [2]

En los próximos apartados se podrá analizar detalladamente el perfil medio horario al que se enfrenta la generación fotovoltaica pero la siguiente gráfica muestra claramente el impacto medio en la generación solar fotovoltaica según la hora del día.

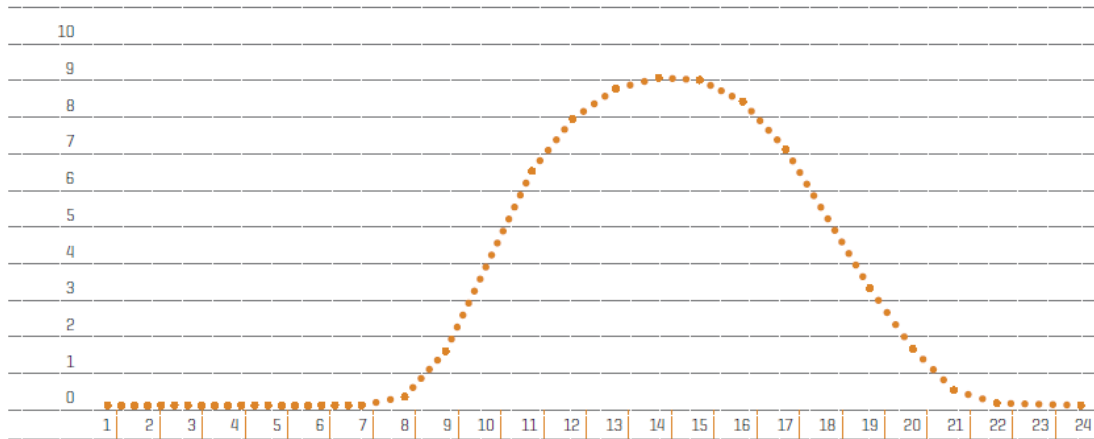


Ilustración 15. Perfil medio horario de la solar fotovoltaica sobre la generación total en 2017 (%)
[2]

3.4. Generación solar térmica

Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, la energía solar térmica también es una tecnología fundamental en el mix de generación de las distintas fuentes de renovables que depende de la estacionalidad y más concretamente de las horas y la radiación solar.

En el siguiente mapa se puede observar que hay comunidades, las del norte, que no aportarán nada de esta generación, mientras que los principales contribuyentes serán de nuevo Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha.

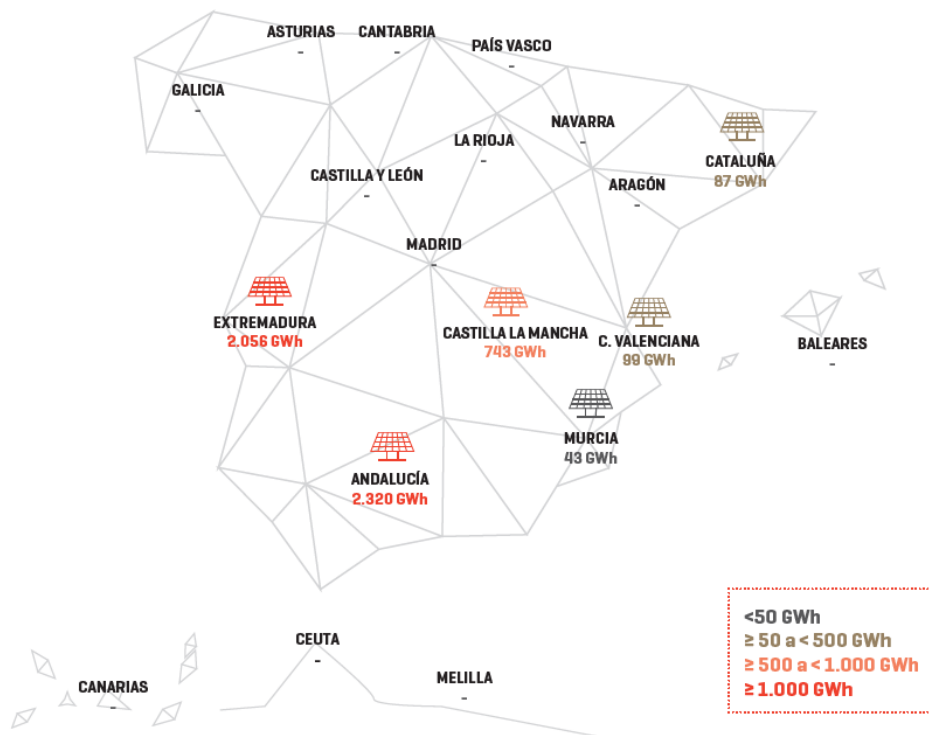


Ilustración 16. Generación solar térmica en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]

3.5. Generación solar fotovoltaica y térmica

Una vez analizadas tanto la generación solar fotovoltaica como la térmica, es interesante recibir un visión general de cómo es la generación de ambas respecto a la total en los países que pertenecen a ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators

for Electricity)), los cuales representan aquellos países que forman la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.

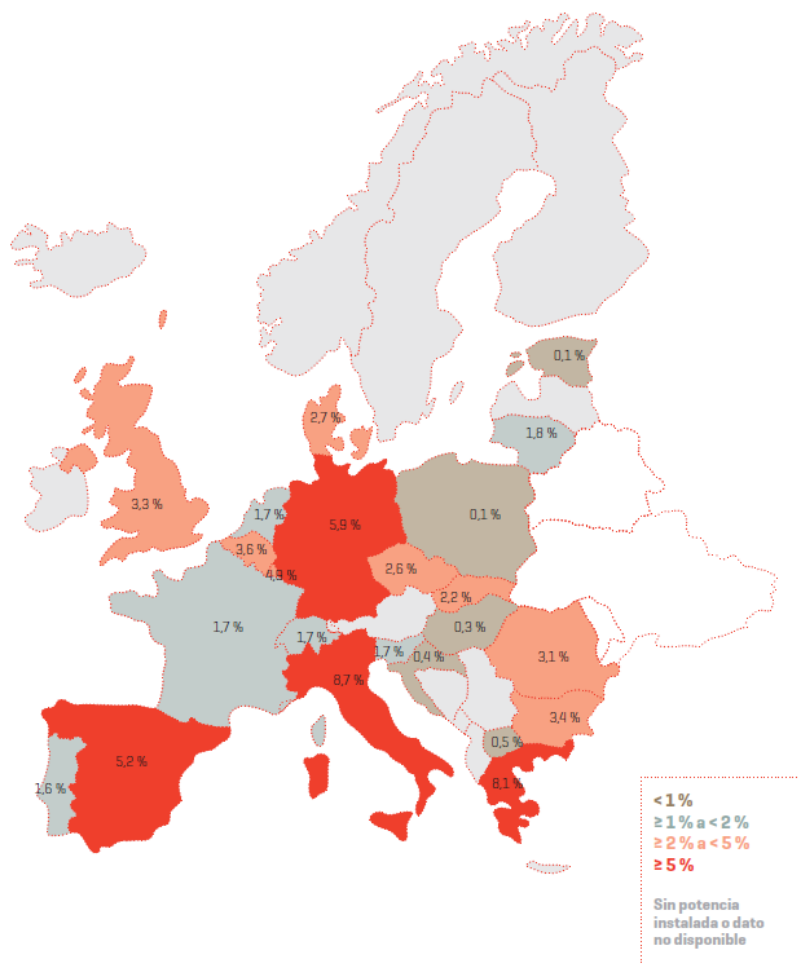


Ilustración 17. Generación solar sobre generación total en los países miembros de ENTSO-E en 2017 (%) [2]

A partir de estos mapas, se puede observar que la generación de solar en España frente al resto de energías se sitúa en más de un 5%, siendo este porcentaje elevado y situándose por detrás de Alemania, Italia y Grecia únicamente.

3.6. Generación terrestre y marina

Por último, se procede a describir las tecnologías renovables menos abundantes en el mix energético español, las cuales se conocen como generación terrestre y marina y

representan aproximadamente un 1% del total. Estas tecnologías de orígenes diversos incluyen la biomasa, biogás, residuos renovables, hidroeólica e hidráulica marina.

En comparación al resto de Europa, España aún tiene muchos avances que realizar para situarse al nivel de países como Islandia, en el que un 26% del total de la energía generada proviene de este tipo de tecnologías.

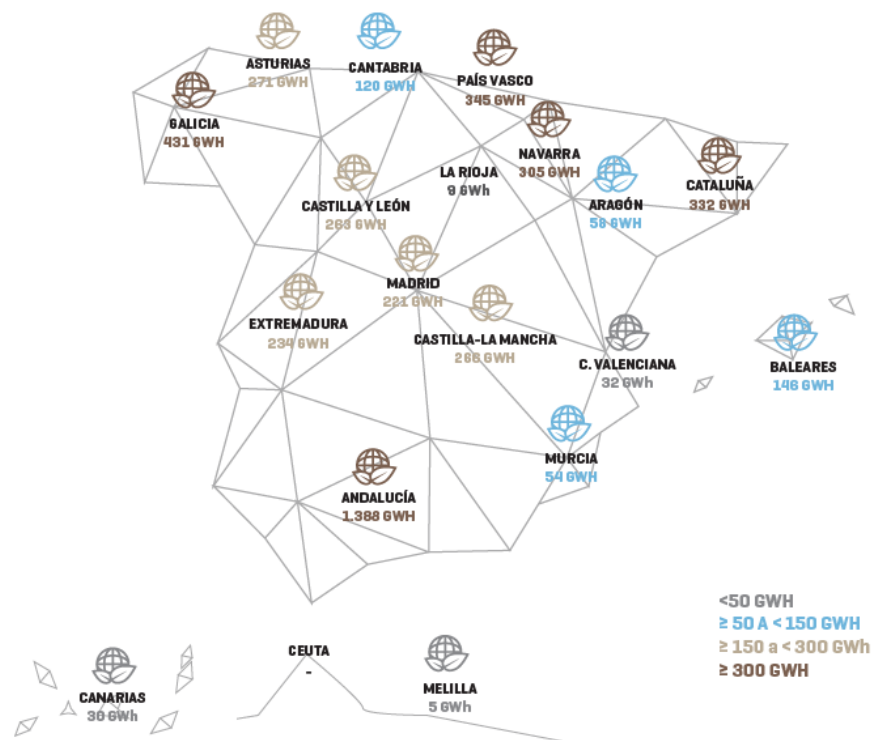


Ilustración 18. Generación de resto de renovables (biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables) en 2017 por CC.AA. (GWh) [2]

En este mapa se puede observar el aporte de cada una de las comunidades autónomas a las tecnologías renovables de origen terrestre y marino. En este caso Andalucía se sitúa como mayor contribuyente mientras que La Rioja y Melilla prácticamente no aportan nada.

4. Vehículos eléctricos en España

Tal y como se comentaba al inicio del documento, es importante considerar el estado del vehículo eléctrico en España, que a pesar de tener uno de los ratios más bajos de Europa se encuentra en constante crecimiento. Las ventas en febrero de 2019 vieron un aumento de un 107% con respecto al mismo mes en 2018, abarcando una cuota de mercado de 0,84%, una cifra muy inferior a la que se enfrentan el resto de países europeos. Una de las causas principales de contar con una cuota de mercado tan reducida es el elevado precio de los vehículos eléctricos. Además, el otro motivo principal es la falta de autonomía de estos, lo cual unido a la escasa cantidad de puntos de recarga con los que cuentan ciertas comunidades autónomas en el país, hace que comprar un vehículo eléctrico sea una tarea muy arriesgada.

Sin embargo, también se debe tener en cuenta el reciente posicionamiento de los gobiernos para combatir el cambio climático y las propuestas elaboradas por los mismos, tales como la prohibición de matriculación de vehículos diésel y gasolina a partir de 2040, lo cual incitará a la población a optar por los vehículos eléctricos en los próximos años [4].

4.1. Tipos de vehículos eléctricos

En este apartado se describirán los tipos de vehículos eléctricos y sus principales características.

4.1.1. Vehículos híbridos eléctricos (HEV)

Los vehículos híbridos eléctricos cuentan con un motor de combustión interna y un motor eléctrico de imán permanente que le permite autorecargarse recuperando energía cuando el coche frena, tal y como se muestra en la siguiente imagen. El motor eléctrico se utilizará como apoyo o a velocidad muy reducida.

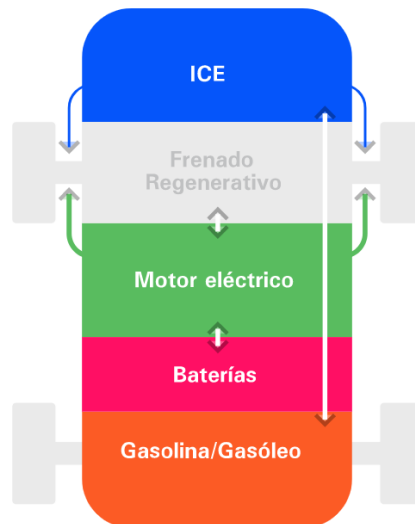


Ilustración 19. Esquema de funcionamiento HEV [3]

4.1.2. Vehículos híbridos enchufables (PHEV)

Los vehículos híbridos enchufables, como en el caso anterior, cuentan con un motor de combustión interna y con un motor eléctrico, cargando sus baterías a través de la red eléctrica, tal y como se muestra a continuación. A diferencia del caso anterior, los PHEV pueden utilizarse con conducción totalmente eléctrica, a pesar de contar con autonomía muy reducida.

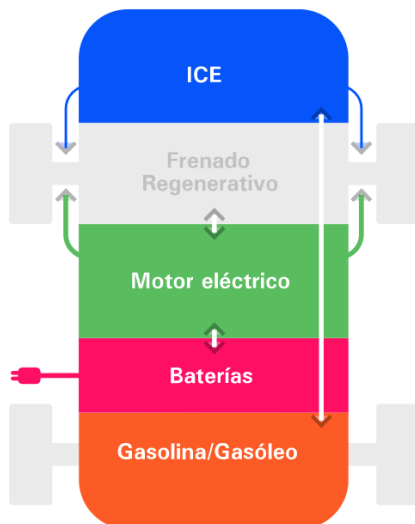


Ilustración 20. Esquema de funcionamiento PHEV [3]

4.1.3. Vehículos eléctricos (EV)

Por último, los vehículos eléctricos puros cuentan únicamente con motor eléctrico y batería recargable a partir de la red eléctrica. La autonomía de estos vehículos vendrá definida por el fabricante y puede variar en un amplio rango.

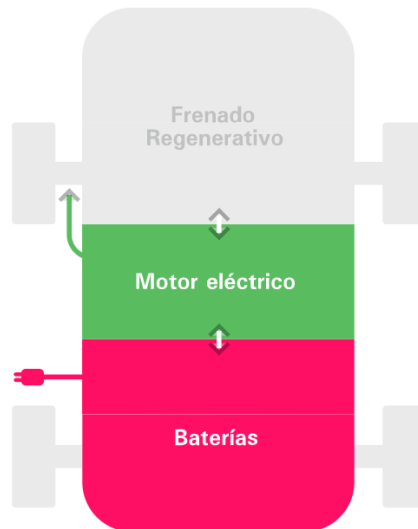


Ilustración 21. Esquema de funcionamiento EV puro [3]

4.2. Tipos de recarga

De acuerdo con el diseño de la instalación, cabe destacar la existencia de diferentes tipos de recarga de los vehículos. En este apartado se definirán los distintos tipos de recarga y sus características, así como describir aquel tipo más adecuado para la estación de carga a diseñar.

4.2.1. Recarga convencional

El tipo de recarga convencional se caracteriza por utilizar la intensidad y voltaje eléctricos del mismo nivel que una vivienda, es decir, 16 amperios y 230 voltios monofásicos [5]. El vehículo se cargará por completo en aproximadamente 8 horas. Por lo tanto, la potencia en el punto de recarga podría ser de unos 3,7 kW. Es por estos factores que la instalación de un punto de recarga convencional es frecuente en viviendas o garajes de estas [5].

4.2.2. Recarga semi-rápida

El tipo de recarga semi-rápida ofrece 32 amperios de intensidad y 230 voltios, obteniendo así 7,3 kW de potencia en el punto de recarga, y por tanto, reduciendo a 4 horas aproximadamente el tiempo de recarga del vehículo [5].

4.2.3. Recarga rápida

Por último, el tipo recarga rápida consigue completar un 80% de la carga en 30 minutos gracias a ofrecer 50 kW en el punto de recarga [5].

4.3. Tipos de conectores

Desafortunadamente no existe un modelo estándar en España para la recarga de todos los vehículos. Es la marca de estos la que decide el conector más conveniente para su vehículo. A continuación, se presentan los conectores más comunes.

4.3.1. Enchufe Schuko

Se corresponde con el enchufe convencional compatible con las tomas de corriente europeas con estándar CEE 7/4 Tipo 7. Además, cuenta con toma de tierra y dos bornes. Únicamente se puede utilizar en la recarga lenta o convencional [6].

4.3.2. Conector SAE J1772 (Tipo1)

Se corresponde con un estándar japonés utilizado para la recarga en corriente alterna. Al igual que el enchufe Schuko, cuenta con toma de tierra y dos bornes, pero además incluye otros dos bornes complementarios. Este conector puede usarse tanto para carga lenta como para rápida [6].

4.3.3. Conector MENNEKES (Tipo 2)

Es un conector alemán muy frecuente en la carga de vehículos eléctricos, a pesar de no estar diseñado específicamente para ello. Cuenta con siete bornes: toma de tierra, cuatro para la corriente trifásica y dos para comunicaciones [6].

4.3.4. Conector único combinado o CCS

Creada como solución estándar, cuenta con cinco bornes utilizados para corriente, toma de tierra y comunicaciones y permite la recarga lenta y rápida [6].

4.3.5. Conector ScaMe

Conector utilizado para la recarga semirápida, que permite la corriente monofásica (cinco bornes) o trifásica (siete bornes) [6].

4.3.6. Conector CHAdeMO

Solamente aplicable a recarga rápida y corriente continua, por lo que cuenta con diez bornes, toma de tierra y comunicación [6].

4.4. Modos de recarga

De la misma manera, se analizarán los modos de recarga considerando el tipo de comunicación y la fuente de alimentación.

4.4.1. Modo 1

El modo 1 de conexión, tal y como se muestra en el siguiente esquema, representa una conexión directa entre la infraestructura de carga y el vehículo. Además, la carga se realiza con conectores tipo Schuko.



Ilustración 22. Modo 1 de recarga de vehículos eléctricos [7]

4.4.2. Modo 2

De la misma manera, el modo 2 de conexión, tal y como se muestra en el siguiente esquema, se realizará también con conectores tipo Schuko, pero además incluye un piloto que controla que la conexión sea la correcta previo al comienzo de la recarga.



Ilustración 23. Modo 2 de recarga de vehículos eléctricos [7]

4.4.3. Modo 3

Por otro lado, el modo 3 de conexión, utiliza conectores tipo Mennekes y el control y protección que se comentaba en el modo 2, se realiza de manera integrada en la infraestructura de recarga del vehículo.



Ilustración 24. Modo 3 de recarga de vehículos eléctricos [7]

4.4.4. Modo 4

El siguiente esquema muestra el modo 4 de conexión para la recarga de un vehículo eléctrico, y al contrario que los casos anteriores, cuenta con un conversor a corriente continua. Este modo de conexión será utilizado únicamente para la recarga rápida definida anteriormente.



Ilustración 25. Modo 4 de recarga de vehículos eléctricos [7]

5. Alternativas existentes

Existen distintas alternativas de acuerdo al tipo de instalación fotovoltaica a diseñar. La principal diferencia entre las alternativas se basa en si la instalación se encuentra conectada a la red eléctrica o si, por el contrario, es independiente de esta. Además, en caso de estar conectada a la red se diferenciará entre aquellas instalaciones que vierten electricidad a la red o aquellas que no lo hacen.

En este apartado se analizarán los tipos de instalaciones fotovoltaicas y las principales características de cada una.

5.1. Instalaciones conectadas a la red eléctrica sin vertido

Este tipo de instalación es la más común cuando se habla de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, ya que el objetivo es consumir la producción eléctrica que se obtiene de las placas solares y cuando esta se agote usar electricidad de la red. Esto no quiere decir que estas instalaciones no cuenten con baterías, pero si cuentan con ellas, cuando la electricidad almacenada en estas se agote, se podrá contar con el apoyo eléctrico de la red.

5.2. Instalaciones conectadas a la red eléctrica con vertido

Al igual que el caso anterior, este tipo de instalación cuenta con el apoyo de la red eléctrica cuando la demanda de la instalación supere la producción instantánea de los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, en este caso, cuando la producción supere la demanda, existirá la posibilidad de verter esa electricidad “sobrante” a la red y recibir una compensación económica por ello. Esta energía se vende a las compañías eléctricas y es necesario que cumpla con una normativa.

5.3. Instalaciones aisladas de la red eléctrica

Este tipo de instalaciones son independientes de la red eléctrica y obtienen la electricidad de la producción eléctrica de las placas fotovoltaicas. Normalmente, requieren de un sistema de almacenamiento potente que permita aprovechar la electricidad producida en horas de sol durante las horas de escasez, ya sea de noche o cualquier otro momento.

Este tipo de instalaciones son comunes en zonas rurales alejadas donde la instalación de la conexión de la red eléctrica no es posible o es más complicada debido a los altos costes de desarrollo de las líneas eléctricas.

6. Las “electrolineras” y en España

Una vez comprendida la situación energética, el vehículo eléctrico y el tipo de instalación que se busca y las alternativas existentes, es necesario conocer la situación en España acerca de la cantidad, distribución y diversidad de estaciones de carga de vehículos eléctricos. Se conoce con el término de “electrolineras” a estas estaciones de carga de vehículos eléctricos y “fotolineras” a aquellas estaciones de carga de vehículos eléctricos que funcionan con paneles solares, y que por tanto refleja lo que se pretende conseguir en este proyecto. Se abarcará la situación más general y que abarca las “electrolineras” sin definir de dónde proviene la electricidad que se utiliza para cargar los vehículos.

En España, la situación ha dado un vuelco recientemente, ya que como publicaba Expansión el pasado octubre (2018): “La nueva normativa liberaliza la carga de vehículos eléctricos hasta el extremo de permitir a cualquier consumidor prestar este servicio. En juego inversiones por hasta 1.050 millones”. Esto quiere decir que se abren las puertas a un sector que tal y como indican las previsiones del Ministerio de Transición Ecológica tendrá que abastecer a aproximadamente 5 millones de vehículos eléctricos en España en 2030, contando en las carreteras con 45.000 actualmente. Para ello, la infraestructura española debe estar preparada, y por tanto contar con el número necesario de puntos de recarga y de estaciones públicas donde instalar estos, además de aquellos puntos de recarga en viviendas privadas. De hecho, la Unión Europea prevee que España necesitará al menos 220.000 puntos de recarga para cubrir el incremento de vehículos eléctricos previsto para 2030.

Quién está y dónde

Número de electrolineras por operador.

Ibil	91
Barcelona Serveis Municipals	42
EDP	33
Iberdrola	25
Saba	21
Tesla	20
GIC	18
Sfera One	11
Endesa	7
Naturgy	7
Acciona	4
EMT	4

Ilustración 26. Número de “electrolineras” por operador en España [8]

La situación actual refleja que existen una serie de operadores que abarcan la distribución de “electrolineras” en España, y además estas se encuentran acumuladas en las ciudades más desarrolladas, dejando a la población de muchas provincias españolas sin opción a adquirir un vehículo eléctrico por falta de puntos de recarga.

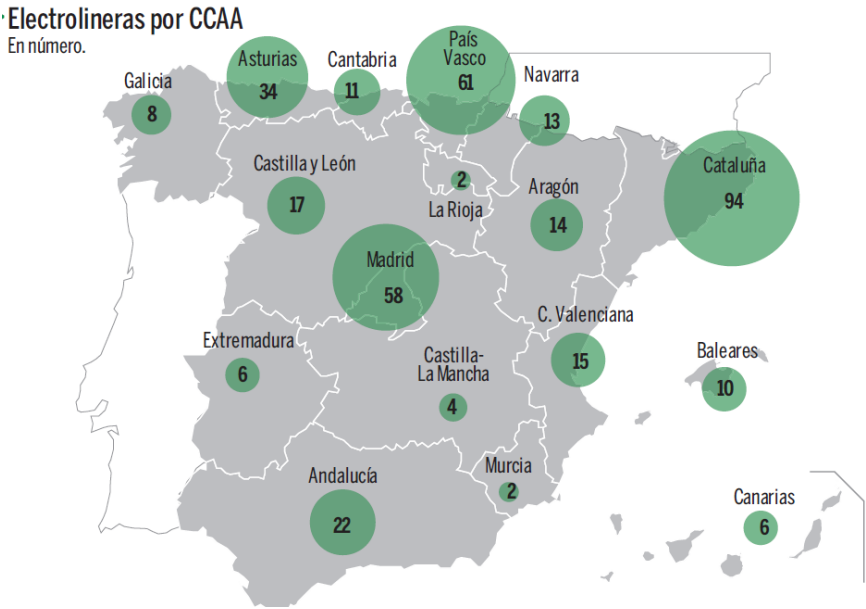


Ilustración 27. Número de “electrolineras” por Comunidad Autónoma en España [8]

Tal y como se comentaba en apartados anteriores, España es uno de los países europeos menos desarrollados en número y facilidades para vehículos eléctricos. La siguiente imagen representa el posicionamiento de España frente a otros países europeos

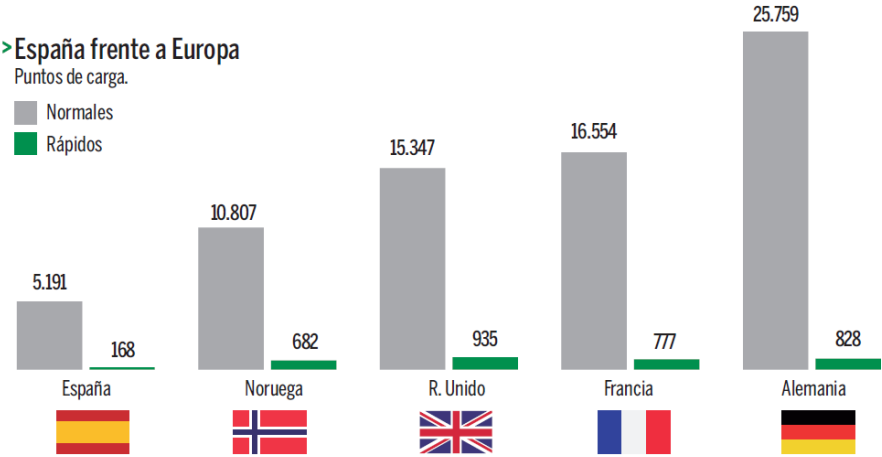


Ilustración 28. Puntos de recarga normales y rápidos España frente a Europa [8]

Además, 2019 está siendo un año decisivo en la evolución del vehículo eléctrico en España. Iberdrola y Endesa, empresas energéticas más importantes del país, se retan para abarcar el mundo de las “electrolineras”. Iberdrola afirma que contará con más de 200 puntos de recarga de vehículos eléctricos a finales de 2019, invirtiendo aproximadamente 10 millones de euros para su instalación. Ambas empresas se encuentran comprometidas en un plan de movilidad sostenible, y harán todo lo que esté en sus manos para contrubuir al desarrollo del vehículo eléctrico en España [9].

7. Optimización de la instalación

Este apartado irá orientado a la optimización de la instalación a través de un código realizado con MATLAB. En los siguientes subapartados se describirán desde los datos de entrada utilizados y la manera de obtenerlos como los datos de salida obtenidos y el análisis de cada uno de ellos. Además, se adjunta como Anexo I al final de este documento el código utilizado con los scripts definidos en el mismo. El objetivo es diseñar una instalación fotovoltaica que permita aprovechar el máximo de la energía recibida en los paneles, optimizando el coste de la instalación, y contando con el apoyo de la red eléctrica.

7.1. Elección de emplazamiento y lugar de instalación

En primer lugar, se ha elegido como emplazamiento para la instalación la ciudad de Sevilla, con latitud = $37,38^\circ$ y longitud = $-5,97^\circ$, debido a la cantidad de horas de sol de las que disfruta la ciudad y teniendo en cuenta también la unión personal de la ciudad con el autor de este Trabajo de Fin de Máster. Además, según descrita la situación en cuanto a la falta de puntos de recarga en ciertas provincias, entre las que se encuentra Andalucía, se ha considerado importante colaborar a la distribución de los mismos para así incitar al uso de vehículos eléctricos.

Se ha optado por tomar como ejemplo la “fotolinera” del polideportivo municipal de Molins de rei en Barcelona y simular la instalación de esta en el aparcamiento del estadio Benito Villamarín en Sevilla tal y como se muestra en la siguiente imagen. Este emplazamiento tiene muchas ventajas ya que no se ve afectado por sombras y por tanto sirve de referencia para cualquier lugar con estas características.



Ilustración 29. Estadio Benito Villamarín en Sevilla

Como se comentaba, Andalucía, y entre sus provincias, Sevilla, cuenta con pocos puntos de recarga, por lo que la elección del lugar de instalación se debe a la búsqueda de una distribución óptima de puntos de recarga en la ciudad. El siguiente mapa de la ciudad muestra la distribución de los puntos de recarga.

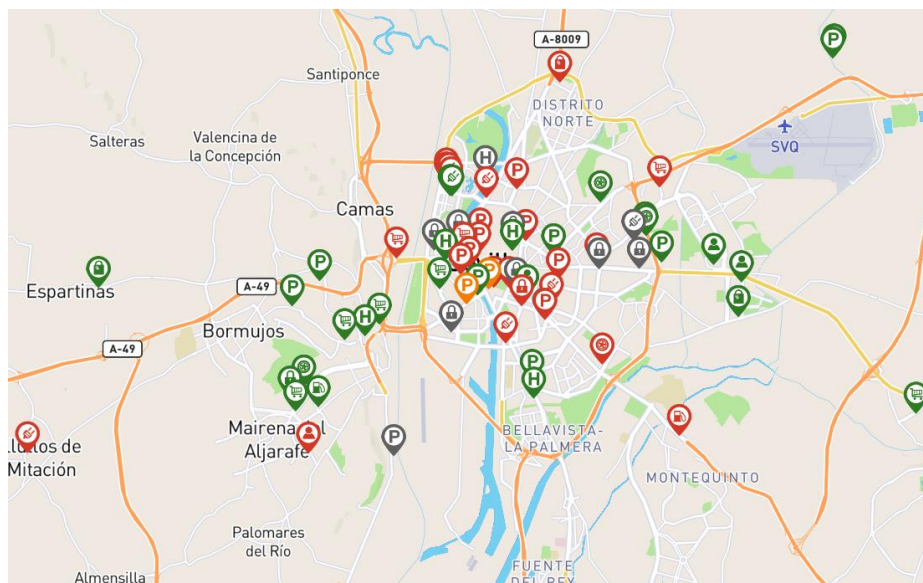


Ilustración 30. Mapa de puntos de recarga en Sevilla [10]

Sin embargo, si se analiza por zonas, el barrio de Heliópolis tan sólo cuenta con un punto de recarga, teniendo en cuenta además el espacio del que se cuenta en el lugar elegido para la instalación tal y como se muestra en el siguiente mapa.

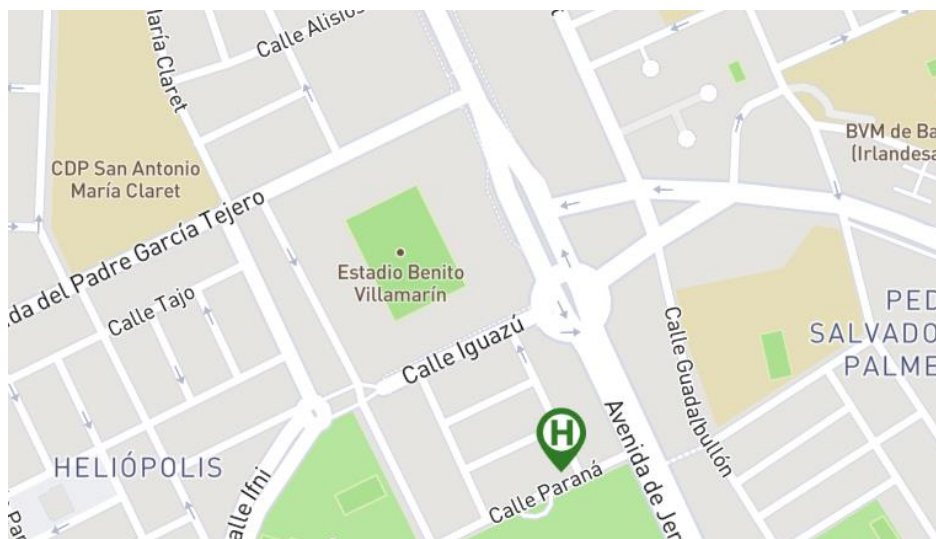


Ilustración 31. Mapa de puntos de recarga en el barrio de Heliópolis en Sevilla

Por lo que elegir el aparcamiento del Benito Villamarín, además de ser un emplazamiento óptimo por el espacio disponible y por la ausencia de sombras, colabora también con el objetivo de distribuir puntos de recarga por toda la ciudad.

Los puntos de recarga se definen según el tipo de conector, y será un dato a tener en cuenta a la hora de diseñar la estación. En Sevilla, la distribución de tipo de conectores muestra que la mayor parte de ellos son tipo Schuko.



Ilustración 32. Distribución de tipo de conectores en los puntos de recarga en Sevilla

Tal y como se ha comentado inicialmente, la idea es simular la instalación de la “fotolinera” que se ha llevado a cabo en Molins de Rei. La siguiente imagen muestra la apariencia de esta “fotolinera” y por tanto, a lo que se aspira en este proyecto.



Ilustración 33. “Fotolinera” del polideportivo municipal de Molins de Rei

Google maps, debido a la reciente instalación de esta “fotolinera”, no tiene integrada aún la imagen de la misma, y por tanto, se ha estimado el área disponible de manera aproximada de acuerdo al espacio de aparcamiento que aparenta cubrir la “fotolinera” en las imágenes.

La siguiente imagen muestra la estimación de área realizada con Calcmeps [11] y que supone un espacio disponible de 80 m^2 , que por tanto será el punto de partida que se tomará para el diseño de la instalación más óptima en el aparcamiento del estadio Benito Villamarín.



Ilustración 34. Área disponible para la “fotolinera” en Molins de Rei [11]

Es importante mencionar que la estación se situará con orientación sur y tendrá una inclinación de 30° . La siguiente imagen refleja el área que ocupará la instalación de la misma.

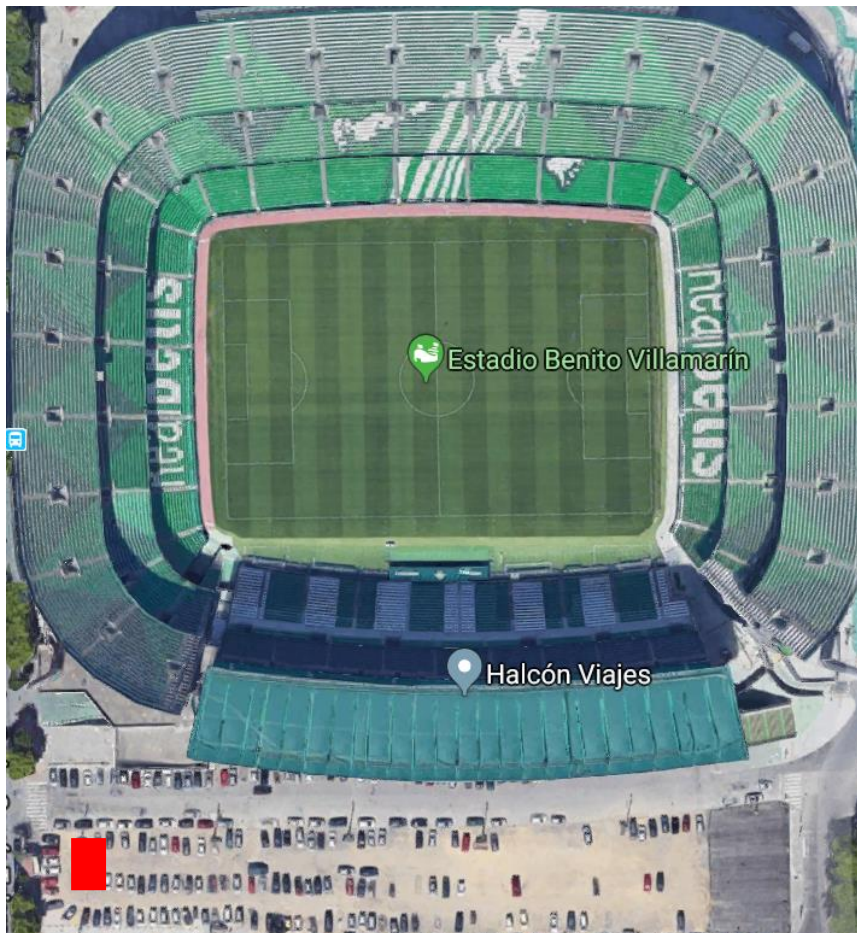


Ilustración 35. Installación “fotolinera” en el Benito Villamarín

El área señalada en la imagen anterior en color rojo cuenta con unas dimensiones de 16×5 metros, dando lugar a un área disponible de 80 m^2 para la instalación de paneles solares. Se elige así ya que las “fotolineras” suelen disponer de un largo mayor que el ancho, y teniendo en cuenta las dimensiones de los paneles candidatos tiene sentido utilizar un espacio rectangular. Si en cualquier caso esta suposición no cumpliera con lo calculado, se cambiarán las dimensiones para que la “fotolinera” cumpla el objetivo y sea óptima.

7.2. Datos de entrada

En este apartado se resumen todos los aspectos a definir para poder calcular la irradiancia y la electricidad obtenida a raíz de la misma. Todos estos cálculos dependerán de una

serie de parámetros que se definen a continuación y que determinarán las características de la instalación.

7.2.1. Características de la instalación

El sistema a diseñar será una instalación fotovoltaica conectada a la red con placas fijadas sobre la superficie del tejado de la estación con los paneles orientados hacia el sur. La orientación sur se ha tomado como punto de partida ya que es lo más común, pero se analizará en los próximos apartados si esta es la más óptima o sería adecuado cambiar de orientación.

En primer lugar, será necesario introducir los datos del área disponible para la instalación descrito en el apartado anterior, así como la inclinación del tejado. De la misma manera, esto se tomará como un parámetro definido e entrada, pero se analizará cómo afectaría un cambio en la inclinación del tejado a la producción útil obtenida.

Además, es imprescindible recordar la latitud y longitud de la instalación, situada en Sevilla, lo cual será crucial en los cálculos de la irradiación en los paneles. Tanto el área disponible como la inclinación se han elegido en función a otra “fotolinera” de manera aleatoria para poder optimizar el resto de parámetros de la instalación.

La siguiente tabla resume estos datos:

ÁREA	80 m^2
DIMENSIONES	16X5 m
INCLINACIÓN	30º
LATITUD	37,38º
LONGITUD	-5,97º

7.2.2. Estimación de la demanda

Además, debe definirse el perfil de demanda de la estación basada en la estimación prevista. El perfil de demanda deberá definirse cada 15 minutos, ya que el código calculará la producción de electricidad en este rango de tiempo y será interesante poder comparar producción y demanda con la misma frecuencia y precisión, permitiendo así una optimización mejor de la instalación.

Teniendo en cuenta que no se han encontrado datos exactos de la demanda de una estación de carga de vehículos eléctricos con paneles solares (o “fotolinera”) en España, la demanda se estimará de acuerdo al número de clientes que se preveen al día, es decir, al consumo de estos clientes, teniendo en cuenta el número de puntos de recarga y el consumo medio de los vehículos.

Como se especificaba al inicio, la idea es comparar la producción y la demanda cada 15 minutos, y para ello, las estimaciones de demanda se basarán en las siguientes suposiciones:

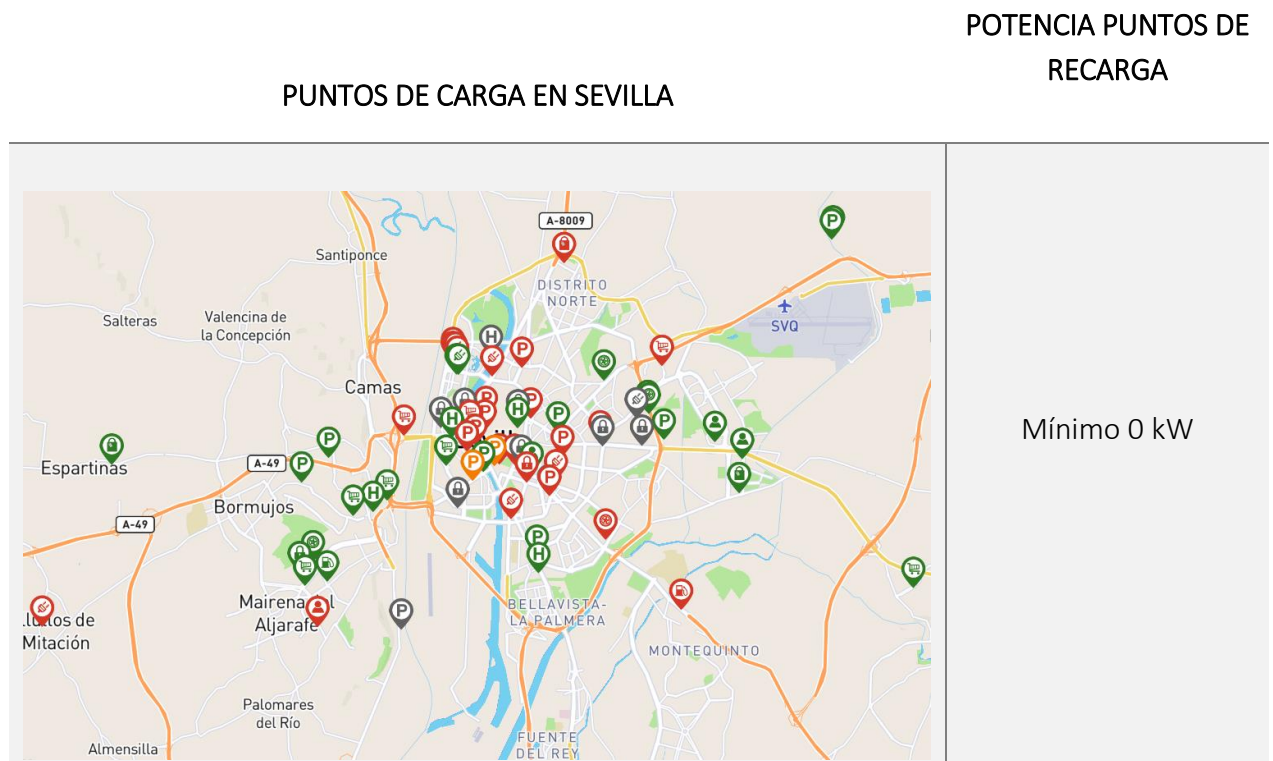
SUPOSICIONES :

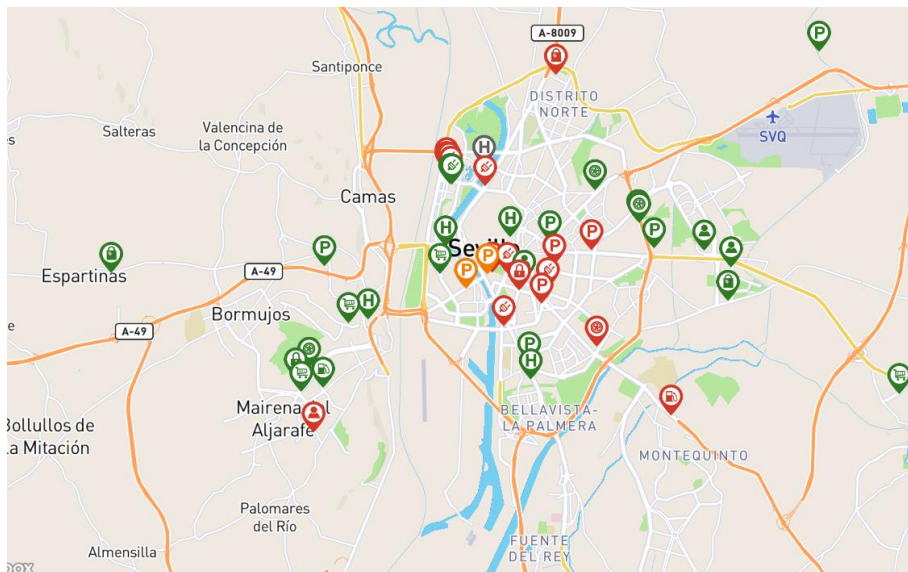
- No habrá diferencia entre los meses del año, únicamente durante los meses de julio y agosto en los que la demanda de recarga bajará teniendo en cuenta que la ciudad de Sevilla queda notablemente más despoblada durante los meses de verano. Es decir, todos los meses, excepto julio y agosto, tendrán el mismo perfil de demanda.
- Durante un mismo día laboral (de lunes a viernes), se considerarán horas punta de demanda las horas previas a la entrada al trabajo y las horas posteriores a la salida, asumiendo que la mayoría de personas que tengan un vehículo eléctrico aprovecharán para cargarlo en este momento. Las horas no punta durante el día tendrán un perfil inferior y más estable.
- Durante los fines de semana la demanda seguirá un perfil igual al descrito para los días laborables aunque se sabe que los estos tendrían una demanda más estable. En principio esto no debe afectar al estudio ya que lo que finalmente se tendrá en cuenta es la demanda media durante un día de verano/invierno o la demanda diaria desde el punto de vista anual.
- Durante la noche, de lunes a domingo, la demanda se considerará nula.

- Para el cálculo de la demanda durante las distintas horas del día, se considerará los siguientes datos:
 - Habrá 1 punto de recarga.
 - Cada punto de carga será de 22 kW, debido a la distribución de puntos de recarga existente en Sevilla que se detalla en el siguiente punto.
 - El modo de recarga de los puntos es semi-rápida de corriente alterna trifásica.
 - El tiempo medio de recarga por vehículo será de 30 minutos, tratándose de un punto de recarga público para facilitar la recarga a los usuarios.

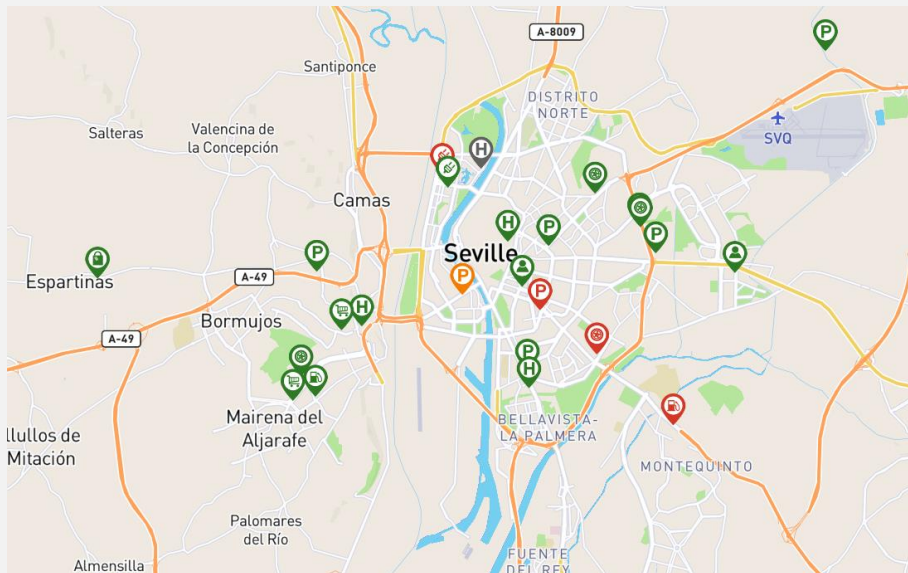
Teniendo en cuenta los puntos más arriba planteados, se procede a explicar el porqué de las elecciones tomadas en la potencia de los puntos de carga.

En Sevilla hay un total de 59 puntos de recarga distribuidos de la siguiente manera:

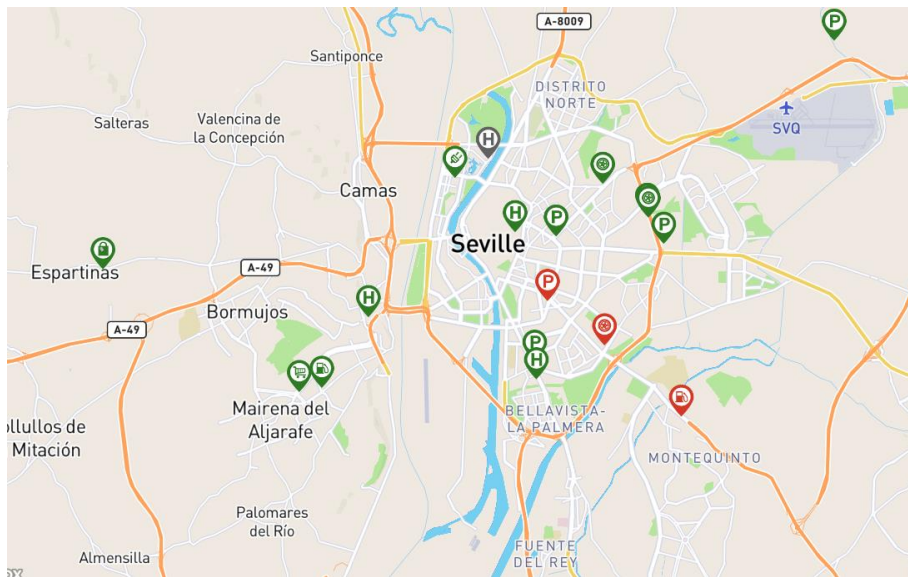




Mínimo 3 kW
Lento



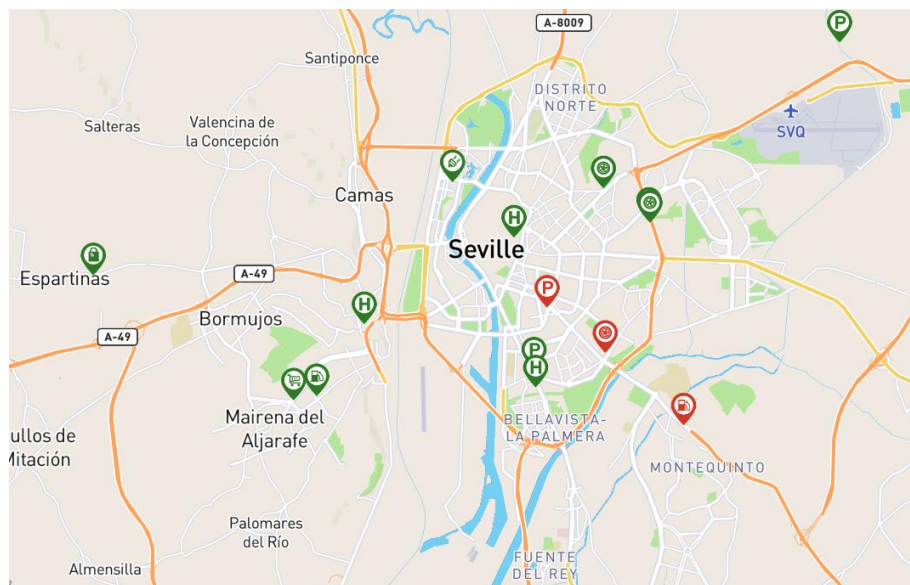
Mínimo 7 kW
Lento



Mínimo 11 kW
Semirápido



Mínimo 22 kW
Semirápido



Mínimo 43 kW
Rápido

Tabla 2. Distribución de puntos de recarga según potencia en Sevilla

Como se puede observar en los mapas, la mayoría de los puntos de recarga son lentos, por lo que se ha decidido que, dada la distribución, lo que más sentido tiene sería instalar puntos de recarga de 22 kW, que pertenece a un tipo de recarga semirápida y contribuye a aumentar la proporción de estos frente a los puntos de recarga entre 0 Kw y 22 kW, que son la mayoría en el caso de Sevilla.

La recarga sería con corriente alterna trifásica que permite completar la recarga del vehículo en apenas 30 minutos, facilitando así el proceso a los usuarios. En caso de ser monofásica, como se ha visto en el apartado de recarga semi-rápida, la recarga podría durar 3-4 horas, lo cual tiene sentido para uso doméstico pero no para uso público. El tipo de recarga entre 22 kW y 43 kW es frecuente en vías públicas [12].

Una vez indicadas las suposiciones que han servido como base para la estimación de demanda, se procede a analizar el número de usuarios que tendrá esta “fotolinera” a lo largo del día.

Existen 6,424 vehículos eléctricos en Andalucía, cuya distribución se supondrá proporcional al número de puntos de recarga en cada provincia:

PROVINCIA	PUNTOS DE RECARGA	% DEL TOTAL
Huelva	21	6,6%
Sevilla	59	18,5%
Córdoba	16	5%
Jaén	22	6,9%
Cádiz	41	12,9%
Málaga	95	29,8%
Granada	35	11%
Almería	30	9,3%
TOTAL	319	100

Tabla 3. Puntos de recarga según la provincia [4]

Teniendo en cuenta los porcentajes anteriores, Sevilla contará con un 18,5% de los 6,424 vehículos eléctricos de la comunidad, lo cual equivale a aproximadamente 1,200 vehículos. De la misma manera, se supondrá una distribución equivalente de vehículos eléctricos por punto de recarga, por lo que contando con 59 puntos de recarga más el

que se está diseñando, los 1,200 vehículos se dividirían en 60 puntos de recarga. Esto quiere decir que la “fotolinera” a diseñar abastecería a 20 vehículos.

Sin embargo, a estos 20 vehículos habría que restarles un porcentaje de aquellos que cuenten con punto de recarga doméstico y habría que sumarle otro porcentaje a definir que considere aquellos vehículos que se encuentren de paso y que decidan recargar en esta estación a pesar de no tratarse de su punto de recarga habitual. Para facilitar esto, se supondrá que debe abastecer 35 vehículos en total, ya que se supondrá que el porcentaje de vehículos que recarga en su paso por la ciudad es muy elevado.

Una vez determinado el número de vehículos a los que debe abastecer la “fotolinera” se procede a estimar el consumo de estos que determinará el perfil de demanda.

Teniendo en cuenta que se ha optado por un punto de recarga de 22kW, se tomará como ejemplo la batería de un BMW i3, con una autonomía aproximada de 300 km, que se recargará en apenas 30 minutos [13].

Teniendo estos datos, y suponiendo que los usuarios tendrán que cargar su vehículos aproximadamente 1.6 veces por semana, se cargarán 56 vehículos a la semana, es decir, 8 al día. Para analizar la demanda en cada hora se tendrán en cuenta la distribución comentada anteriormente respecto al día de la semana y la hora del día. Teniendo en cuenta que solo existe un punto de recarga, que este es de 22 kW, y que tarda 30 minutos en cargar un vehículo, en caso de estar en proceso de carga, la potencia alcanzada será de 11 kWh.

Por tanto, en las horas punta se mantendrá la potencia máxima comentada, mientras que en el resto de horas del día existirán momentos con 0 potencia alcanzada y ciertas horas en las que la media sea entre 0 y el máximo alcanzado, simulando la posibilidad de que exista o no un vehículo cargando. La siguiente gráfica muestra el perfil de demanda para una semana teniendo en cuenta todos los aspectos comentados anteriormente. Este perfil será igual semanalmente en el periodo mensual excepto para los meses de julio y agosto como se comentaba en este apartado.

7.2.3. Tipos de placas solares

En este apartado se analizarán 3 tipos de placas solares diferentes con características físicas y con precios diferentes. Los 3 tipos serán introducidos en el código, y será la componente de ahorro a medio-largo plazo en electricidad la que ayude a determinar el tipo de placa adecuado para la instalación. Entre las características más importantes que

definen una placa solar se encuentra el rendimiento eléctrico, que establece qué proporción de la radiación solar que llega al panel podrá ser convertido a electricidad. También, se debe tener en cuenta la tensión a la que opera cada placa, ya que, al conectar los módulos en paralelo, y por tanto sumar tensiones, se podría alcanzar un valor demasiado alto. También se considerará el coeficiente de temperatura de los modelos elegidos, ya que la temperatura juega un papel fundamental en el funcionamiento de la placa e incluso en su rendimiento. Por último, se tendrá en cuenta el tamaño de estos paneles, ya que este factor determinará el número de paneles necesarios para optimizar la instalación.

Los 3 candidatos han sido elegidos por su popularidad en el mercado en base a distintas potencias máximas de operación y sus precios. Es importante comentar que el coste del panel es una cifra representativa y podría variar según la fuente.

Los 3 tipos de placas elegidos se presentan en la tabla a continuación:

	327W SUNPOWER E20 MONOCRISTALINO	320W AMERISOLAR POLICRISTALINO	305W CYNETIC TITÁN POLICRISTALINO
P_{MAX} [W]	327	320	305
η [%]	20,1	16,5	15,8
V_{CA} [V]	64,9	45,7	43,7
T_{NOCT} [°C]	45	45	46
$\Delta P_{MAX}/\Delta^{\circ}C$ [%/K]	-0.38	-0.43	-0.44

$\Delta V_{CA}/\Delta^{\circ}C$ [%/K]	-0.272	-0.33	-0.34
$\Delta I_{CC}/\Delta^{\circ}C$ [%/K]	0.054	0.056	0.06
TIPO DE PANEL	Monocristalino	Policristalino	Policristalino
DIMENSIONES DEL PANEL [m^2]	1.63 (1.559*1.046)	1.94 (1.956*0.992)	1.93 (1.950x0.990)
COSTE DEL PANEL [€]	304€	245€	188€

Tabla 4. Características principales de los paneles fotovoltaicos considerados para la instalación [14] [15] [16] [17]

Una vez descritos los principales parámetros que definen los 3 tipos de placas considerados, se procede a resumir las principales características de cada uno de estos paneles solares.

7.2.3.1. 327W SunPower E20

Los paneles fotovoltaicos 327W SunPower E20 se caracterizan por ser paneles monocristalinos de alta eficiencia y por tanto de precio elevado más elevado. Se ha elegido como candidato para esta instalación ya que, además de ser uno de los más eficientes del mercado, sus parámetros críticos son los menos afectados de manera porcentual por la temperatura.

7.2.3.2. 320W AMERISOLAR Policristalino

Este panel cuenta con una eficiencia más elevada que el resto de paneles de la misma gama. A diferencia de los anteriores, estos son paneles policristalinos, cuyo proceso de

fabricación es menos costoso. Sin embargo, los paneles policristalinos tienen un comportamiento menos tolerante al calor en comparación con los monocristalinos.

7.2.3.3. 305W CYNETIC TITÁN Policristalino

Por último, este panel es el más económico y al igual que el caso anterior está formado por paneles policristalinos. A pesar de tener una potencia nominal inferior a los paneles 320W AMERISOLAR, su eficiencia es similar por lo que el comportamiento es de alta eficiencia.

7.2.4. Inversor

El inversor es el responsable de convertir la potencia generada en continua en potencia alterna compatible con la red eléctrica y es por tanto un elemento fundamental en la instalación.

Una vez elegido el tipo de placa y la cantidad que hacen falta, se podrá determinar el tamaño de inversor necesario que pueda cubrir la potencia instalada de la instalación. Se propondrá el inversor INGECON SUN Smart cuya potencia nominal se determinará a raíz de la potencia instalada necesaria. Se ha elegido este inversor, debido a que presentan un montaje rápido y sencillo y máxima fiabilidad en el funcionamiento. Además, cuenta con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) eficiente y un diseño robusto con envoltorio de acero inoxidable para instalaciones exteriores cuyo mantenimiento es sencillo.

7.2.5. Zona horaria y perfil de temperaturas

En cuanto al emplazamiento donde se situará la estación de carga, será necesario conocer la zona horaria, y el perfil de temperaturas medias, máximas y mínimas en el mismo, lo cual será fundamental a la hora de realizar cálculos para conocer la irradiancia que llega a los paneles y la eficiencia de los mismos debida a la temperatura.

En cuanto a la zona horaria, se ha establecido UGT +2 como zona horaria oficial de España a pesar de variar según la estación. Esto se ha establecido así para facilitar los cálculos del código y teniendo en cuenta que ahora mismo es la hora vigente, CEST (Central European Summer Time).

En cuanto a los perfiles de temperatura que se comentaban, se introducirá en el código el perfil de temperaturas medias mensuales en Sevilla, lo cual, junto con las características de los paneles, permitirá simular y obtener la irradiancia útil en la instalación.

Los perfiles de temperatura son los siguientes:

MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
TEMPERATURA MEDIA (°C)	10.3	11.9	14.3	16.9	19.9	24.3	27.8	27.6	24.7	19.5	14.6	11
TEMPERATURA MÍNIMA (°C)	5.7	6.8	9	10.9	13.7	17.1	19.4	19.6	17.6	13.7	9.9	6.6
TEMPERATURA MÁXIMA (°C)	14.9	17	19.6	22.9	26.1	31.5	36.2	35.7	31.8	25.4	19.3	15.4

Tabla 5. Perfil de temperatura media, mínima y máxima mensual en Sevilla [18]

7.2.6. Tarifa eléctrica

Por último, de acuerdo a los criterios utilizados en el dimensionamiento de la instalación, se ha decidido calcular los costes teniendo en cuenta la modalidad de tarifa basada en la discriminación horaria, donde se establece un precio diferente de acuerdo a la hora del día y la proporción de oferta-demanda, diferenciando así entre horas punta, valle y supervalle. La franja supervalle es la más económica y se corresponde a las horas de menor demanda, la franja valle es la siguiente más económica y corresponde a una demanda intermedia, y finalmente la franja de horas punta, en las que la demanda es más alta y el precio de la electricidad es más caro. El tipo de tarifa, las franjas horarias y el precio los establece la empresa comercializadora de electricidad, siendo Endesa en este caso por su presencia nacional y por ofrecer este tipo de tarifa. Por último, se considerará una tarifa base de vertido a la red eléctrica que contará como ingreso cuando la producción eléctrica de la instalación supere la demanda de la misma.

La siguiente tabla define la división horaria así como la tarifa que corresponde pagar por consumir electricidad de la red en cada uno de estos rangos. Además de consumir electricidad de la mred cuando la demanda supere a la producción de los paneles, se define una tarifa para aquella electricidad que se vierte a la red cuando la producción supera a la demanda.

RANGO HORARIO	TARIFA	PRECIO DE TARIFA
10 – 14	Punta	0.161765 €/kWh
18 – 22		
14 – 18	Valle	0.092585 €/kWh
22 – 24		
24 – 10	Supervalle	0.071459 €/kWh
PRODUCCIÓN > DEMANDA	Vertido	0.06 €/kWh

Tabla 6. Resumen tarifas eléctricas aplicadas según el criterio de discriminación horaria [19]

7.3. Cálculos a realizar

Antes de comenzar con los cálculos a realizar, es importante conocer la diferencia entre radiación, irradiación e irradiancia.

La radiación solar hace referencia al espectro emitido por el sol. Por otro lado la irradiancia es la magnitud que describe la parte de la radiación solar que llega a la superficie terrestre y se mide en W/m^2 , por lo que esta será la variable más tratada durante este proyecto. Por último, la irradiación es la magnitud que mide la irradiancia en un determinado espacio de tiempo, por lo que se mide en Wh/m^2 , y tendrá también relevancia a lo largo del proyecto.

En este apartado se definen los cálculos a realizar para la correcta optimización de la instalación. Las variables calculadas que dependan del día y la hora se calcularán cada quince minutos por lo que se guardarán en matrices de 365x96, lo cual equivale a 365 días del año por 96 rangos de 15 minutos al día (24x4).

En primer lugar, para calcular la electricidad que es capaz de producir un conjunto de paneles solares, será necesario calcular la irradiancia solar total que reciben los paneles. Para ello, es importante tener en cuenta que la irradiancia total que llega a los paneles está compuesta por la componente directa y la componente difusa. Todos los cálculos se presentan a continuación [20]:

Masa de aire (MA)

La componente directa se mide en función de la masa de aire que debe atravesar hasta llegar a la superficie del panel. Cuanto mayor es esta masa de aire menor radiación alcanzará la superficie, ya que una mayor parte de esta radiación será absorbida por el camino. La masa de aire será máxima cuando el sol se encuentre en la horizontal y mínimo al mediodía solar. Esto quiere decir que la radiación solar en un panel irá variando a lo largo del día.

$$\text{Masa de aire (MA)} = \frac{1}{\cos(\theta) + 0,5057 * (96,07995 - \theta)^{-1,6364}}$$

Ángulo cenital (θ)

$$\theta = 90^\circ - \alpha$$

Siendo α el ángulo de elevación, que se explicará más adelante.

Donde el ángulo θ es el ángulo cenital que representa la inclinación del sol con la vertical tal y como se muestra en el siguiente diagrama y por tanto, la masa de aire es inversamente proporcional al coseno del ángulo.

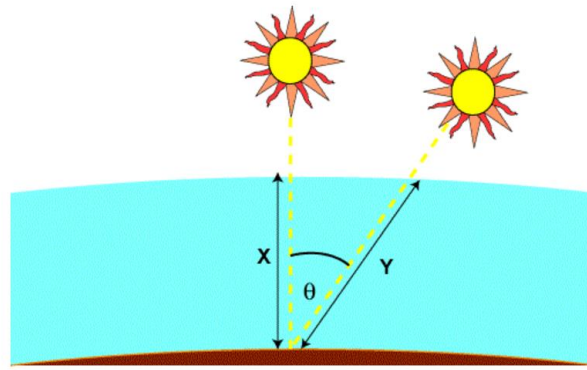


Ilustración 36. Diagrama del ángulo cenital

Sin embargo, esto supondría que la tierra no es curva, por lo que se debe tener en cuenta también la curvatura de la superficie terrestre, lo cual implica que la altura solar no es uniforme en todos los puntos ni será uniforme a lo largo de los días. Esto se ve reflejado en el término que suma al coseno en el denominador que corrige la ecuación de acuerdo a la curvatura de la atmósfera.

Por otro lado, la radiación difusa se genera cuando la radiación directa se dispersa en diferentes partículas cuando atraviesa la atmósfera. Ambos términos serán definidos más adelante a raíz de diferentes parámetros de cálculo.

Hora local solar (LST)

La hora local solar se diferencia de la hora local (LT), ya que el mediodía solar indica cuando el sol está más elevado, lo cual tiene una corrección respecto a lo que conocemos como mediodía.

$$LST = LT + \frac{TC}{60}$$

Factor de corrección de tiempo (TC)

Como se ha comentado anteriormente, es necesario corregir la hora local para obtener la hora local solar.

Esta corrección se basa en 3 términos importantes:

- La longitud del emplazamiento, que en este caso se corresponde a la longitud geográfica de Sevilla.

- La hora local estándar meridiana, que toma como referencia el meridiano
- La ecuación de tiempo, que corrige la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación axial de la misma.

$$TC = 4 * (Longitud - LSTM) + EoT$$

Ángulo de hora (HRA)

Una vez calculada la hora local solar, en ángulo de hora la convierte en los grados que se mueve el sol realmente. Teniendo en cuenta que el sol se mueve 15º cada hora, y que se empieza a medir al mediodía solar, HRA será negativo por las mañanas y positivo por las tardes.

$$HRA = 15^\circ * (LST - 12)$$

Hora local estándar meridiana (LSTM)

$$LSTM = 15^\circ * (LT - GMT)$$

Donde GMT se corresponde a la hora en el Meridiano de Greenwich. Es por esto que en este caso la zona horaria definida en los datos de entrada se corresponderá con la diferencia entre la hora local y la hora en el Meridiano de Greenwich.

Ecuación de tiempo (EoT)

$$EoT = 9,87 * \text{sen}(2 * B) - 7,53 * \text{cos}(B) - 1,5 * \text{sen}(B)$$

$$B = \left(\frac{360}{365} \right) * (d - 81)$$

Donde d es el número de días que han transcurrido desde el inicio.

Ángulo de declinación (δ)

El ángulo de declinación varía estacionalmente debido a la inclinación de la Tierra con respecto a su eje de rotación y la rotación de esta alrededor del sol. De hecho, la Tierra

está inclinada $23,45^\circ$ y es por ello por lo que la siguiente fórmula muestra que el ángulo de declinación varía acorde a esta inclinación.

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

Ángulo de elevación (α)

$$\alpha = \text{sen}^{-1}[\text{sen}(\delta) * \text{sen}(\text{lat}) + \cos(\delta) * \cos(\text{lat}) * \cos(\text{HRA})]$$

Siendo α el ángulo de elevación.

Ángulo acimut (Az)

El ángulo acimut define dónde está el sol respecto a la dirección norte tal y como se muestra en el siguiente diagrama:

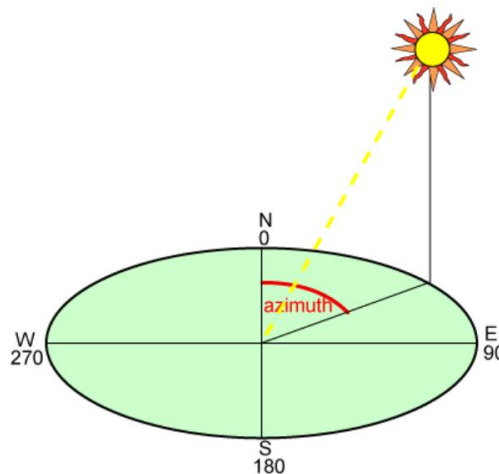


Ilustración 37. Diagrama del ángulo acimut

El ángulo acimut varía con la latitud, la elevación, la declinación y el ángulo de la hora del día tal y como demuestra la siguiente fórmula.

$$Az_{sol} = \cos^{-1}\left[\frac{\text{sen}(\delta) * \cos(\text{lat}) - \cos(\delta) * \text{sen}(\text{lat}) * \cos(\text{HRA})}{\cos(\alpha)}\right]$$

Una vez descrito el ángulo acimut con el sol, es importante mencionar la existencia del ángulo acimut de la orientación sur, que se corresponde con la orientación de la estación

a diseñar, y será necesario para calcular la irradiancia que llega a los paneles. Se define en el código el ángulo acimut de la orientación sur como 180°.

$$Az_{sur} = 180^\circ$$

Irradiancia directa y difusa sobre el panel ($I_B, I_{B\ sur}, I_{D\ sur}, I_{G\ sur}$)

La irradiancia directa sobre una superficie horizontal se calcula de la siguiente manera, teniendo en cuenta la masa de aire y la cantidad de nubes:

$$I_B = 1,353 * 0,7^{MA^{0,678}} * (1 - Nubes)$$

Si se tiene en cuenta la inclinación de los paneles y la orientación de la instalación y del sol, la irradiancia que se percibe en los paneles es la siguiente:

$$I_{B\ sur} = I_B * [\cos(\alpha) * \sin(\beta) * \cos(Az_{sur} - Az_{sol})] + [\sin(\alpha) * \cos(\beta)]$$

Siendo β la inclinación de los paneles respecto a la horizontal, en este definido en 30°.

Por otro lado, la irradiancia difusa en los paneles se calculará como un 1% de la irradiancia directa en una superficie horizontal, y afectado por la inclinación de los paneles.

$$I_{D\ sur} = I_B * 0,1 * [0,5 * (1 + \cos(\beta))]$$

Finalmente, la irradiancia total en los paneles es la suma de la directa y la difusa.

$$I_{G\ sur} = I_{B\ sur} + I_{D\ sur}$$

Temperatura del panel ($Temp_{panel}$)

$$Temp_{panel} = TempAmb + I_{G\ sur} * \left[\frac{(TONC - T_{NOCT})}{G_{NOCT}} \right]$$

Donde $NOCT$ (temperatura de operación nominal de la célula), T_{NOCT} y G_{NOCT} vienen dados por las características del panel y $TempAmb$ se calcula a partir de los perfiles de temperatura medios, máximos y mínimos en Sevilla interpolando los datos de estas temperaturas.

Rendimiento de la instalación (η_{total})

El rendimiento de la instalación, que permitirá calcular la electricidad útil obtenida de los paneles, se calculará teniendo en cuenta el rendimiento característico de los paneles y el inversor, pero afectado también por la diferencia de temperatura entre el panel y condiciones estándar, multiplicado por el coeficiente de temperatura dado por el panel tal y como se presenta en la siguiente ecuación:

$$\eta_{total} = \eta * (1 - (Temp_{panel} - T_{stc}) * Coef_{temp})$$

Potencia generada (P_{gen})

Una vez calculado el rendimiento de la instalación y la irradiancia en los paneles de la estación, se procede a calcular la potencia generada que se obtiene para la recarga de vehículos o bien para su vertido en la red:

$$P_{gen} = I_{G\ sur} * \text{Área} * \eta_{total}$$

Una vez calculada la potencia generada, se comparará con la potencia demandada por la instalación, pudiendo así establecer los rangos de tiempo que corresponden a cada tarifa y calcular el coste y el ahorro.

7.4. Elección del tipo de placa

Una vez descritos los tres tipos de placas que se consideran como opción en los datos de entrada, se describirá la manera de proceder para elegir el modelo de placa que optimice más el sistema. Para ello se hará un análisis de ahorro a cinco, diez y veinticinco años (teniendo en cuenta que ningún modelo ofrece una garantía superior), y aquel modelo que presenta más ahorro en estos plazos se elegirá como modelo más óptimo.

Para el cálculo del ahorro, se ha procedido con las siguientes fórmulas:

$$Coste_{Inicial} = Coste_{placa} * N^{\circ}Placas + Coste_{Inversor}$$

Se puede observar en la fórmula del coste que no se tienen en cuenta el coste de cableado, protecciones, instalación de puntos de carga y otros elementos clave de la instalación. Esto se debe a que estos costes son comunes a los 3 tipos de placas por lo que no repercutirá en las diferencias entre las gráficas de ahorro para determinar la

elección. Una vez optimizada la instalación se realizará un análisis económico que incluya los costes de todos los elementos.

El término *Coste* se calcula teniendo en cuenta la diferencia entre la potencia generada y demandada de acuerdo a la discriminación horaria y sus tarifas correspondientes descritas anteriormente.

Por otro lado, el término *Coste_{PotDemanda}* únicamente tiene en cuenta la potencia demandada y el precio acorde a la discriminación horaria, como en el caso anterior.

Ambos términos dan lugar al *Coste_{Anual}*, que es el coste real de la instalación teniendo en cuenta la contribución en generación de los paneles solares, y el *Coste_{Demanda}*, que únicamente refleja el coste que supone la demanda de la estación, como si no existiese el aporte por parte de la instalación fotovoltaica.

$$\mathbf{Coste_{Anual} = suma(suma(Coste))}$$

$$\mathbf{Coste_{Demanda} = suma(suma(Coste_{PotDemanda}))}$$

Por tanto, el ahorro anual se ve reflejado en la diferencia entre los dos términos descritos anteriormente:

$$\mathbf{Ahorro_{Anual} = Coste_{Demanda} - Coste_{Anual}}$$

De la misma manera, el ahorro a 5, 10 y 25 años se calcularía multiplicando el *Ahorro_{Anual}* multiplicado por el número de años que se quieren analizar y restando la inversión inicial tal y como se muestra a continuación:

$$\mathbf{Ahorro_{5\ años} = (Ahorro_{Anual}) * 5 - Coste_{Inicial}}$$

$$\mathbf{Ahorro_{10\ años} = (Ahorro_{Anual}) * 10 - Coste_{Inicial}}$$

$$\mathbf{Ahorro_{25\ años} = (Ahorro_{Anual}) * 25 - Coste_{Inicial}}$$

Finalmente, se puede calcular en cuanto tiempo se amortizaría el coste inicial de la instalación viendo cuánto se tarda en cubrir la inversión inicial con el ahorro anual:

$$\mathbf{Amortización = (Coste_{Inicial})/(Ahorro_{Anual})}$$

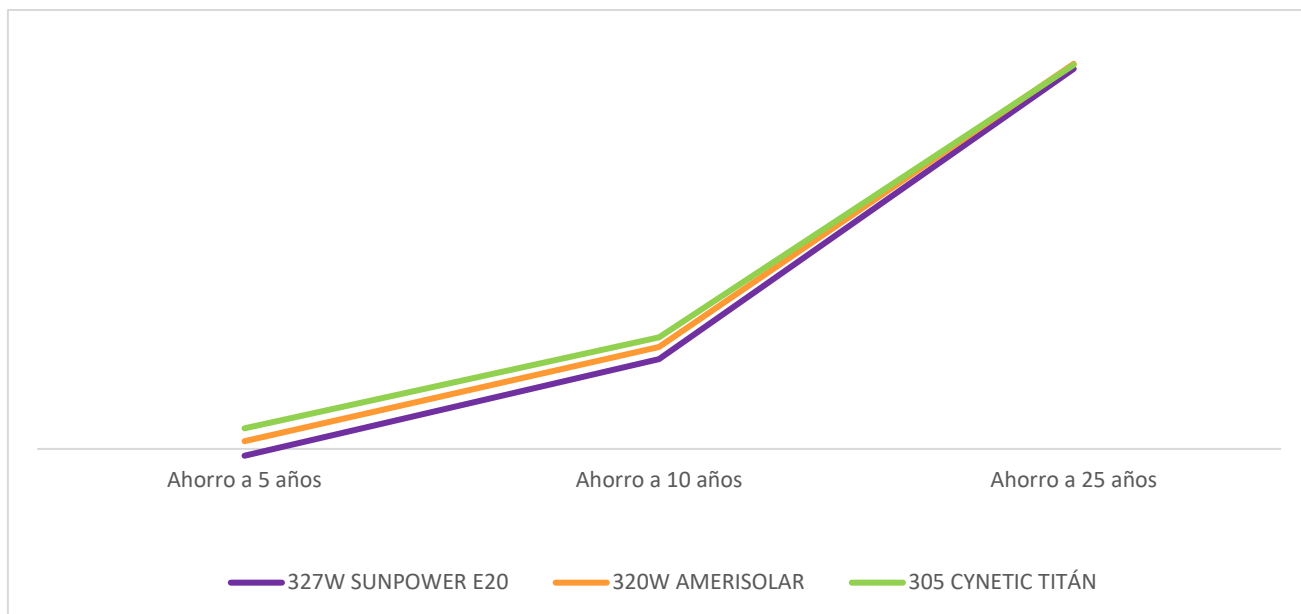


Ilustración 38. Gráfica de ahorro a 5, 10 y 15 años

TIPO DE PANEL	AMORTIZACIÓN	AHORRO 5 AÑOS	AHORRO 10 AÑOS	AHORRO 25 AÑOS
327W SUNPOWER E20 MONO	5.35 años	-832.02€	10,976€	46,400€
320W AMERISOLAR POLI	4.59 años	942.68€	12,460€	47,013€
305W CYNETIC TITÁN POLI	3.87 años	2,512.1€	13,604€	46,881€

Tabla 7. Ahorro a los cinco, diez y quince años para los distintos tipos de placas fotovoltaicas

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para un número aleatorio de paneles, el modelo de panel solar más óptimo resulta ser el modelo 305W CYNETIC TITÁN Policristalino, debido a su desempeño en términos de ahorro hasta cerca de los 25 años y teniendo en cuenta que la inversión inicial se amortiza rápidamente.

Como se puede observar en el gráfico planteado, el modelo 320W AMERISOLAR Policristalino alcanza en términos de ahorro al modelo más económico cerca de los 25 años. Sin embargo, siendo razonable se descarta este modelo teniendo en cuenta que la vida útil de estos paneles se situará más entorno a los 10-20 años.

7.5. Elección del número de placas necesarias

Una vez elegido el tipo de panel para la instalación, el siguiente paso será calcular el número óptimo de paneles para cubrir la demanda de la “fotolinera”. La idea es cubrir la demanda total anual, teniendo en cuenta que habrá parte de esta demanda que no podrá ser cubierta por la producción de los paneles y lo hará la red, y otra parte de la producción que será sobrante y que podrá verterse en la red para sacarle partido a la producción. Para ello, se contará con el apoyo de un documento de Excel, el cual, dadas las características del panel elegido, el inversor y los datos de la radiación en el emplazamiento de la instalación, permite obtener la producción eléctrica dada por diferentes combinaciones de paneles en serie y en paralelo. Teniendo en cuenta las dimensiones de la estación, se probarán diferentes combinaciones hasta que una de ellas proporcione la potencia necesaria para abastecer de manera óptima la demanda anual de la estación. Una vez hallado el número de paneles se podrá comparar a diario la demanda con la producción para analizar cuándo será posible verter potencia a la red y cuándo hará falta cubrir la demanda con electricidad de la misma. Además se buscará el número mínimo de paneles que puedan abastecer la demanda anual para conseguir la instalación más óptima. La siguiente tabla presenta la producción anual para las diferentes combinaciones de paneles en serie y en paralelo.

DEMANDA ANUAL	PRODUCCIÓN ANUAL	PANELES EN PARALELO	PANELES EN SERIE
16,000 KWH	17,426 kWh	6	7
	14,936 kWh	6	6
	14,521 kWh	7	5

16,596 kWh

5

8

Tabla 8. Producción acorde a las distintas combinaciones de paneles

Se puede observar que la combinación más óptima sería la de 8 paneles en serie y 5 paneles en paralelo.

La siguiente tabla muestra la producción diaria y mensual de la combinación seleccionada a raíz de los cálculos obtenidos.

MES	Nº DÍAS	KWH/M²DÍA	PRODUCCIÓN KWH/MES
ENERO	31	3.50	1,065.84
FEBRERO	28	4.15	1,132.69
MARZO	31	4.76	1,360.98
ABRIL	30	5.62	1,557.09
MAYO	31	5.98	1,698.49
JUNIO	30	6.19	1,626.66
JULIO	31	6.46	1,717.55
AGOSTO	31	6.47	1,730.00
SEPTIEMBRE	30	5.69	1,497.35
OCTUBRE	31	4.43	1,276.67
NOVIEMBRE	30	3.59	1,040.64
DICIEMBRE	31	2.93	892.04
PROMEDIO	365	4.98	16,596

Tabla 9. Producción mensual acorde a la combinación de 8 paneles en serie y 5 en paralelo

Como se comentaba anteriormente, es necesario comprobar que estos caben en la estación elegida y que el inversor elegido es apto para cubrir esta potencia. Teniendo en cuenta las dimensiones del modelo de panel obtenido, se comprueba que los 40 paneles caben con una tolerancia determinada y en la combinación adecuada.

Esto podrá observarse también los planos de los Anexos.

7.6. Elección del inversor

A raíz de los resultados obtenidos y de la potencia instalada, se ha elegido INGECON SUN Smart 15U con potencia nominal de 15kW. La siguiente tabla resume las características principales del inversor.

INVERSOR INGECON SUN SMART 15U	VALORES
VALORES DE ENTRADA (DC)	
Rango pot. Campo FV recomendado [kWp]	16-20
Rango de tensión MPP [V]	300-550
Rango de tensión DC [V]	600
Corriente máxima DC [A]	52
VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia nominal AC [kW]	15
Tensión máxima AC [A]	47
Tensión nominal AC [V]	208
RENDIMIENTO [%]	94.3
COSTE [€]	2000€

Tabla 10. Características del inversor INGECON SUN Smart 15 U [21]

En un primer lugar, se ha elegido este inversor por la potencia nominal, que cubre la potencia de la instalación. Sin embargo, es necesario chequear que este cumple con los requisitos de tensión e intensidad. Para ello, se ha utilizado el documento Excel de nuevo y se han realizado las comprobaciones pertinentes. La siguiente tabla muestra la configuración eléctrica y la potencia del campo fotovoltaico:

Configuración eléctrica:

I _{cc}	43.90	A	O.K.
I _{pmp}	41.45	A	O.K.

Voc	349.60	V	O.K.
Vpmp	294.40	V	O.K.
Voc (-10 °C)	349.72	V	O.K.

Potencia del campo fotovoltaico:

Potencia Instalada	12,200	Wp	O.K.
Potencia Inversores	15,000	W	

Tª mínima módulo (°C)	19		
Voc módulo	43.70	V	
Voc generador	349.62	V	O.K.

Tª máxima módulo (°C)	70		
Voc módulo	43.68	V	
Voc generador	349.44	V	O.K.

Superficie módulos	77	m2
Peso total	920	kg
Tª amb media sup	26.8	°C
Tª amb media inf	10.7	°C
TONC (Tª amb media sup)	59	°C

7.7. Gráficas escenario base

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos tras la realización del código utilizando varias gráficas para ilustrarlo. De hecho, estas gráficas se planterán o bien de manera anual o bien la evolución de distintas variables a lo largo de las horas del día. Para este último caso, se comparará la evolución durante un día de invierno, en este caso 2 de enero, con un día de verano, 29 de junio. De esta manera, se podrá analizar de manera más completa cómo evoluciona la variable y las diferencias entre el verano y el invierno cuando se tratan temas fotovoltaicos.

Para seguir, es importante conocer el perfil de temperatura ambiente en Sevilla que se utilizará para el cálculo del rendimiento y para conocer la irradiancia y la temperatura del panel. Como se ha comentado en el anterior apartado, el perfil de temperaturas a usar durante el año se obtiene de la interpolación entre las temperaturas máximas, mínimas y medias mensuales.

Estas temperaturas se presentan en la siguiente gráfica:

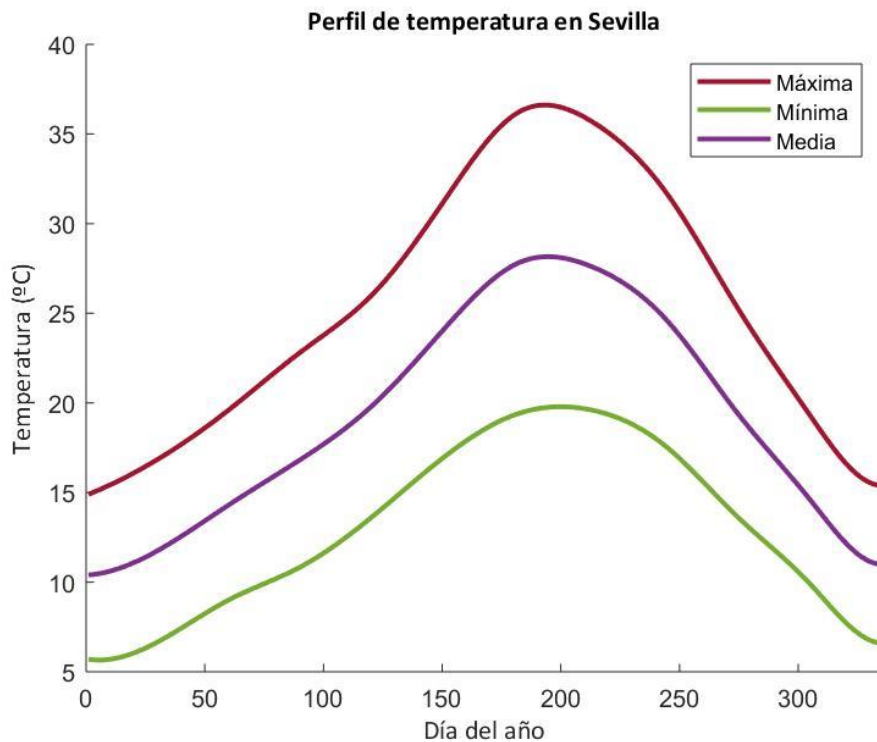


Ilustración 39. Perfil de temperatura máxima, mínima y media en Sevilla durante el año

Como se puede observar, el perfil es similar para las máximas y mínimas por lo que el perfil de temperatura medio se encuentra entre ambos. Los meses de verano son notablemente más calurosos y se puede identificar que Sevilla tiene las estaciones diferenciadas, identificando la primavera y el otoño como transición entre el verano y el invierno.

De esta manera, se obtiene el perfil de temperatura ambiente en la ciudad de Sevilla:

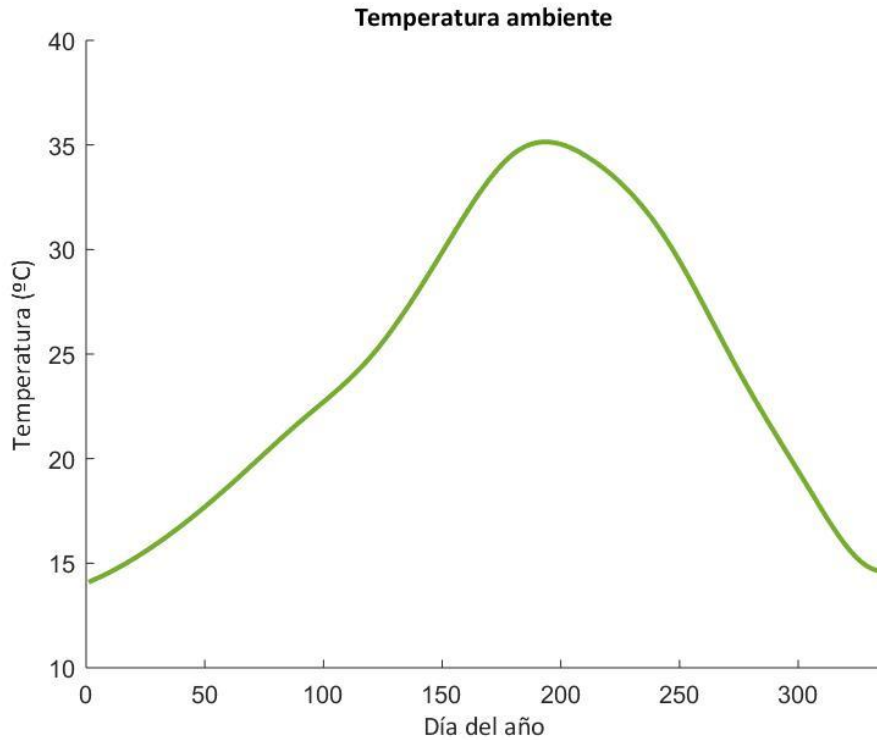


Ilustración 40. Perfil de temperatura ambiente en Sevilla durante el año

Teniendo en cuenta la temperatura ambiente y las características del panel, se obtiene el perfil de temperatura del panel durante un día de invierno y de verano. Tal y como se verá más adelante con la irradiancia, la temperatura del panel será superior en verano durante todo el día y sufrirá un pico durante las horas punta de más radiación solar. Además, el rango de horas para estas horas punta será más amplio en verano. La siguiente gráfica muestra la comparativa de temperatura del panel durante días aleatorios de invierno y de verano.

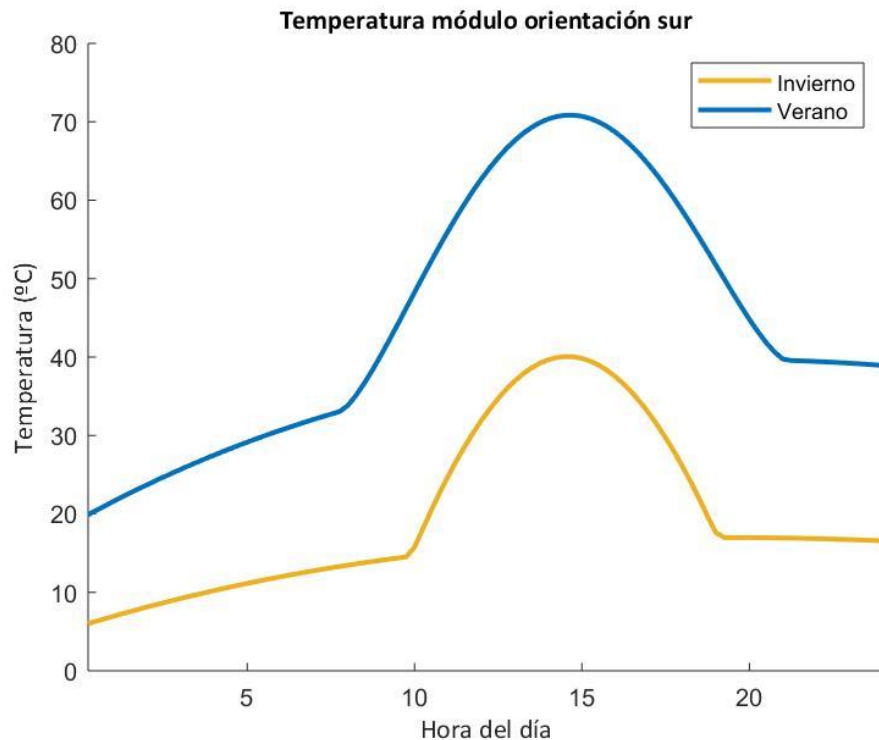


Ilustración 41. Temperatura del panel durante un día de verano y de invierno

Uno de los objetivos más interesantes de la obtención de estas gráficas diarias y anuales es el de analizar las diferencias entre los meses o las horas del día y poder comprender si los resultados obtenidos son coherentes y tienen sentido de acuerdo al código diseñado.

Es por esto que resulta muy interesante poder comparar la irradiancia recibida en los paneles durante un día de verano y un día de invierno, analizando los valores máximos a los que se llega, las horas en las que se producen estos picos y la amplitud de rango horario en la que los paneles reciben la irradiancia.

Para empezar, se puede comentar que, durante el invierno, los paneles reciben la radiación solar en un rango más reducido, de 10 de la mañana a 8 de la tarde aproximadamente, resultando un rango horario coherente. En cambio, en verano este rango abarca de 8 de la mañana a 9 de la noche aproximadamente, llegando además a valores de irradiancia cercanos a 1 kW/m^2 (máximo) durante las horas punta del día, mientras que en invierno, los valores que se alcanzan son de $0,4 \text{ kW/m}^2$. Por último, las horas punta de más irradiancia se dan sobre las 2-3 de la tarde en invierno mientras que en verano son alrededor de las 12, siguiendo un perfil más suave.

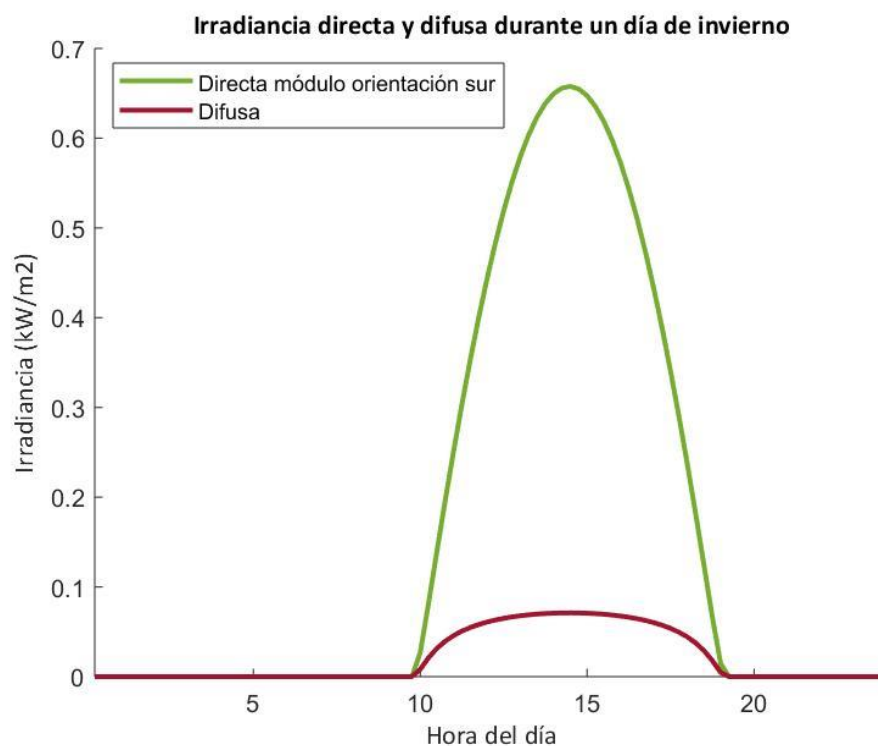


Ilustración 42. Irradiancia directa y difusa durante un día de invierno

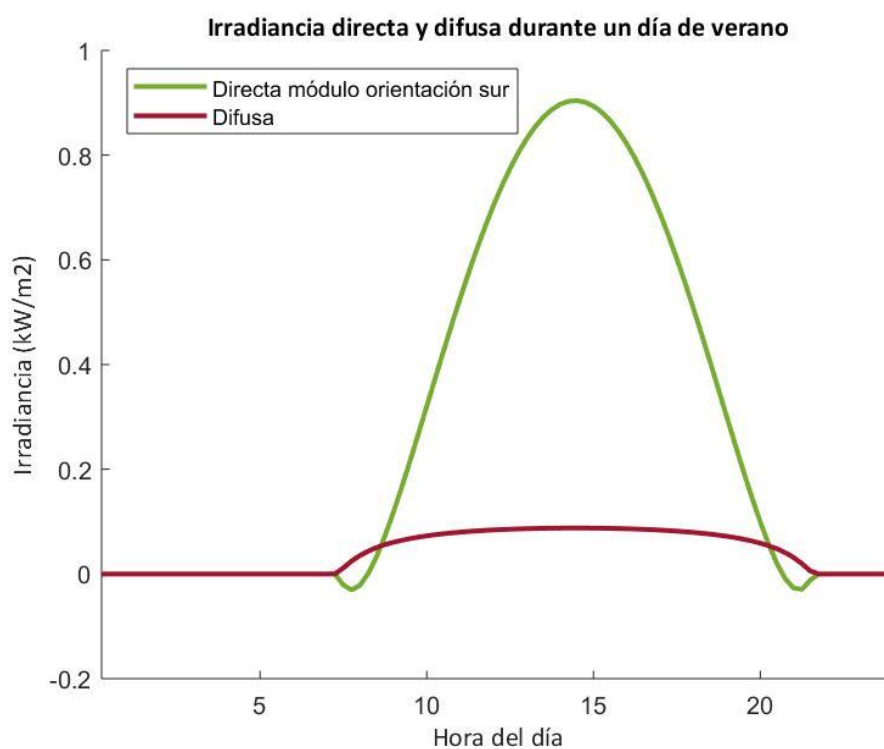


Ilustración 43. Irradiancia directa y difusa durante un día de verano

De esta manera, tal y como se expone en el apartado de los cálculos, puede obtenerse la potencia generada a través irradiancia total en los paneles, el área de estos y el rendimiento de la instalación. Las siguientes gráficas muestran el perfil de generación y demanda enfrentados para un día aleatorio del verano y del invierno, así como el perfil de generación y demanda medio para todos los días del año y el total anual, que presentará el mismo perfil que el medio.

De nuevo se puede destacar la diferencia en la amplitud del rango y los valores obtenidos entre el verano y el invierno. Además, se puede observar perfectamente y analizar cuándo la producción fotovoltaica podrá cubrir la demanda, cuando la excederá y podrá verter la electricidad en la red en las horas de más producción, y cuándo la producción será inferior a la demanda y por tanto tendrá que usar la electricidad de la red.

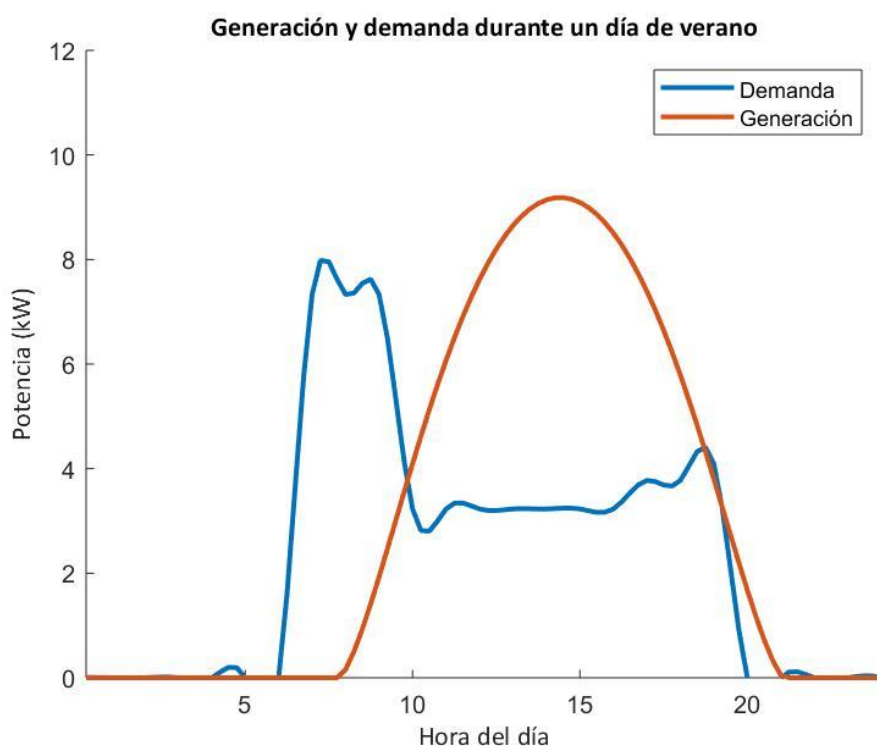


Ilustración 44. Generación y demanda durante un día de verano

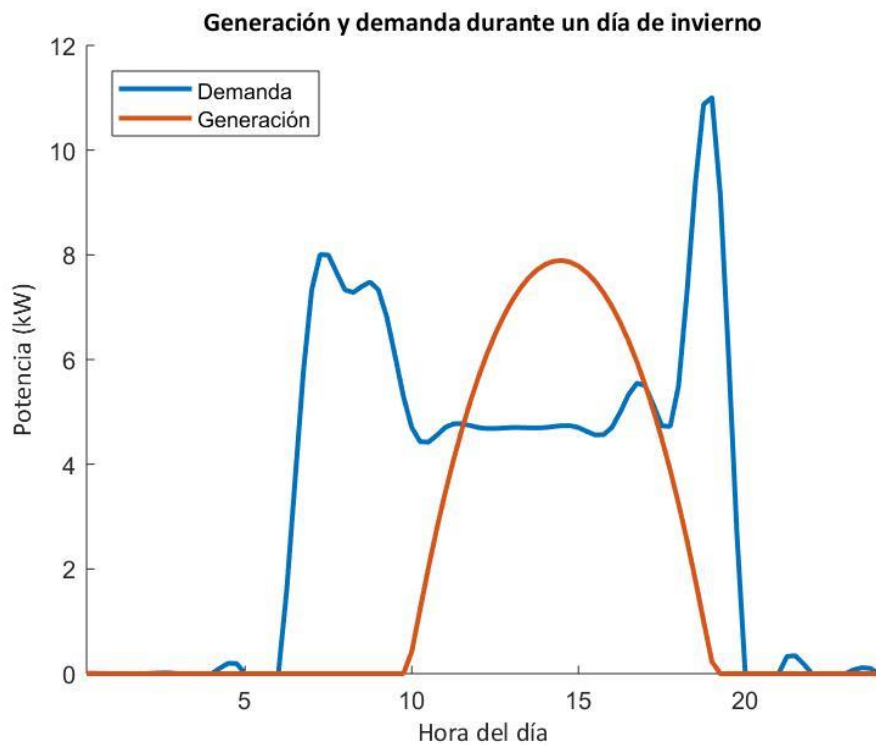


Ilustración 45. Generación y demanda durante un día de invierno

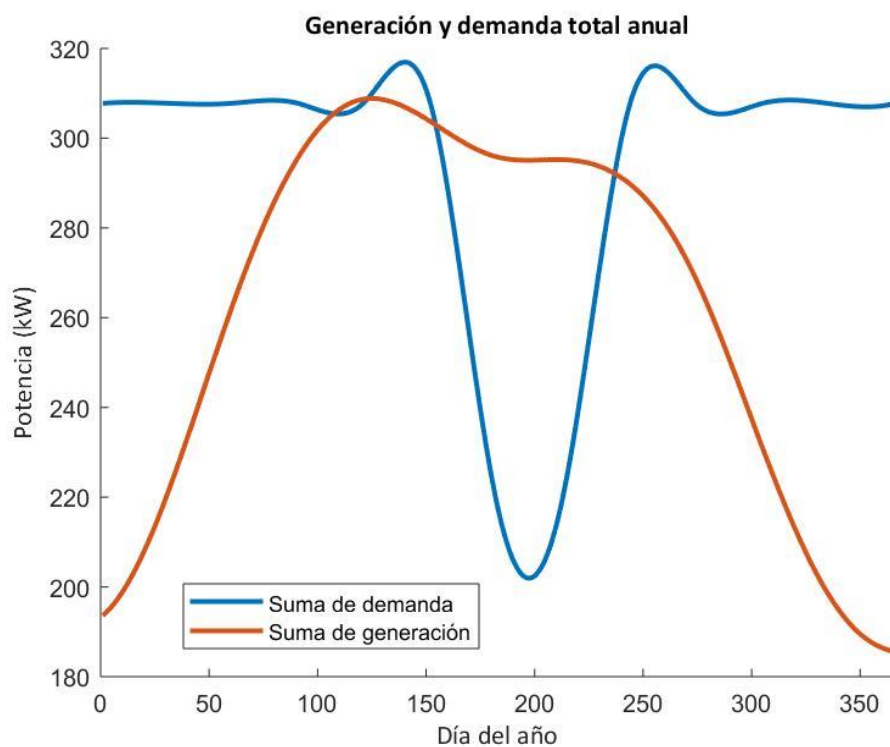


Ilustración 46. Generación y demanda total anual

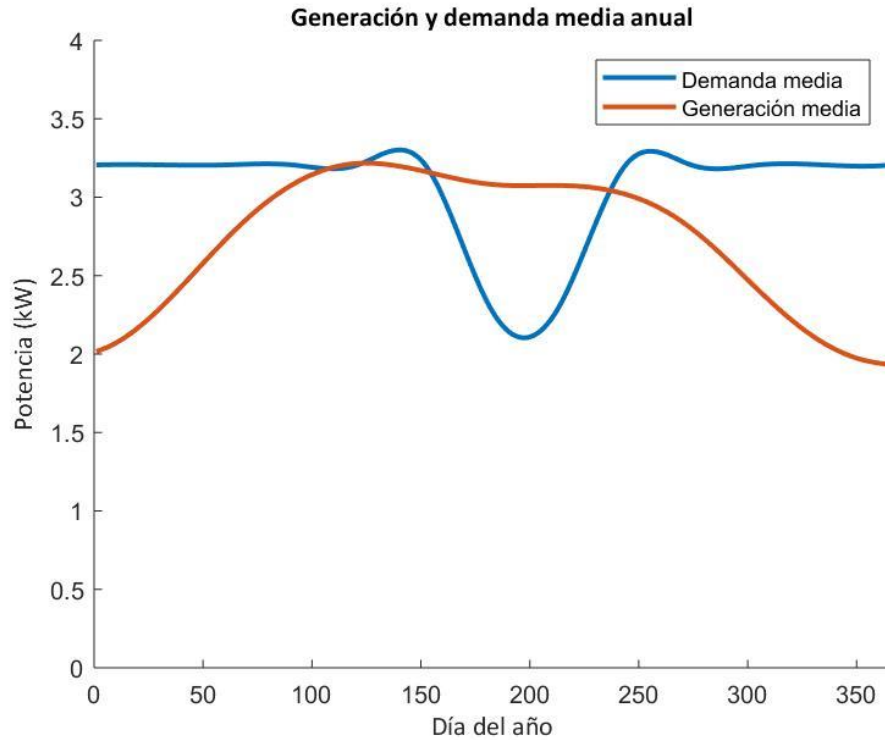


Ilustración 47. Generación y demanda media anual

Otro factor clave en el análisis de resultados es el ahorro y la comparación en los costes asociados a la aportación de los paneles fotovoltaicos frente a si estos no existiesen y se tuviese que obtener toda electricidad demandada de la red. Como se ha explicado en apartados anteriores, se llama *Coste* al término que tiene en cuenta la aportación de la generación de los paneles fotovoltaicos, frente al *Coste_{PotDemanda}* que no tiene en cuenta esta aportación. A continuación, se presenta una comparativa de estos términos en un día de verano y un día de invierno. Se puede observar que el *Coste* es inferior en un día de verano, ya que la aportación de los paneles es mayor y por tanto el ahorro en electricidad de la red también lo es. Por otro lado, el *Coste_{PotDemanda}* seguirá un perfil parecido al de la demanda, afectado por el rango de tarifas, que ahí que los picos en este coste sean muy parecidos a los del perfil de la demanda.

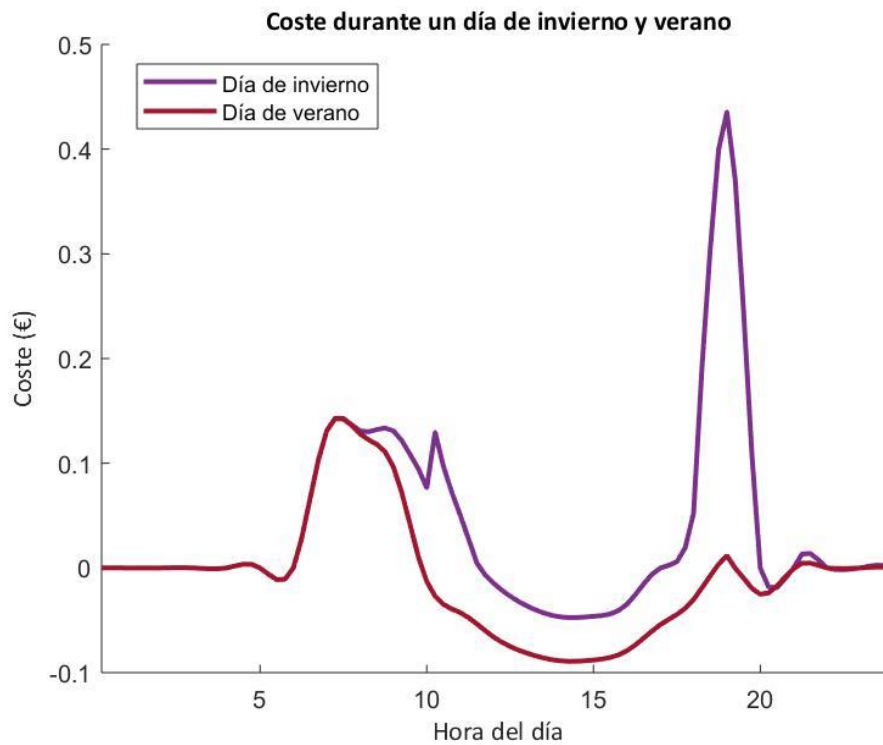


Ilustración 48. Comparativa en el coste durante un día de invierno y un día de verano

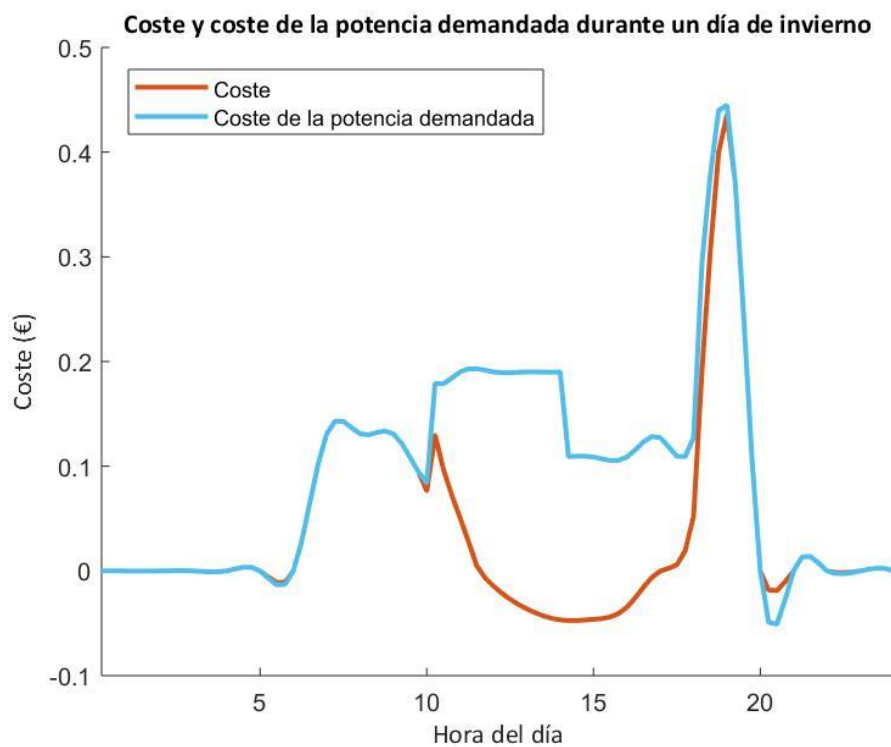


Ilustración 49. Comparativa entre el coste y el coste de la potencia demandada durante un día de invierno

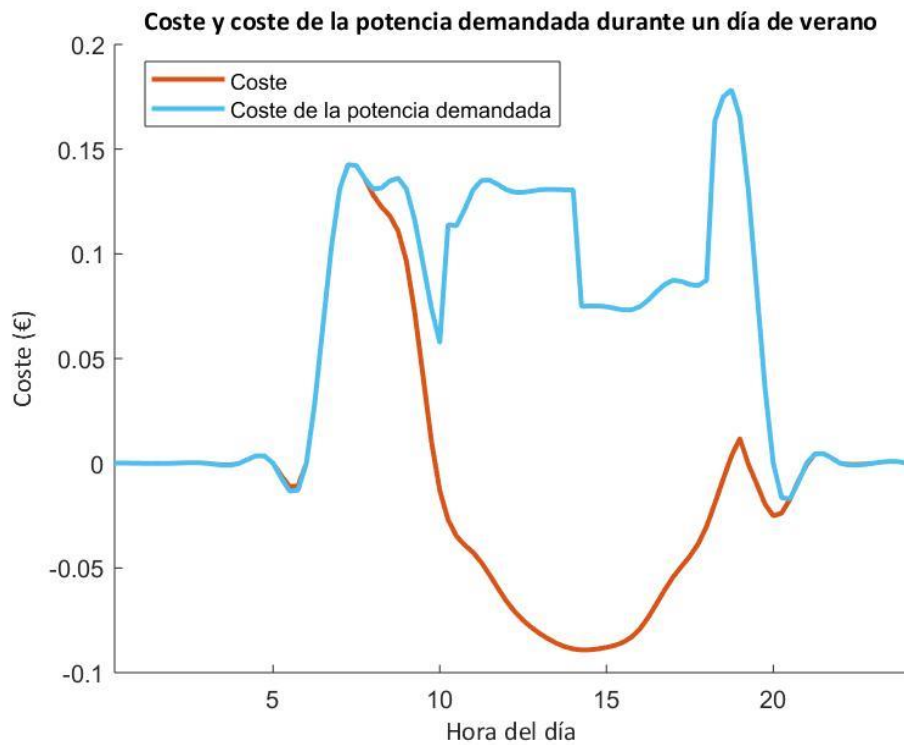


Ilustración 50. Comparativa entre el coste y el coste de la potencia demandada durante un día de verano

Por último, el ángulo de declinación varía desde $-23,5^\circ$ a $+23,5^\circ$ tal y como se muestra a continuación a lo largo de los días del año. Se ha elegido plasmar este ángulo ya que es el que más sentido ver cómo varía durante el año respecto a lo explicado anteriormente.

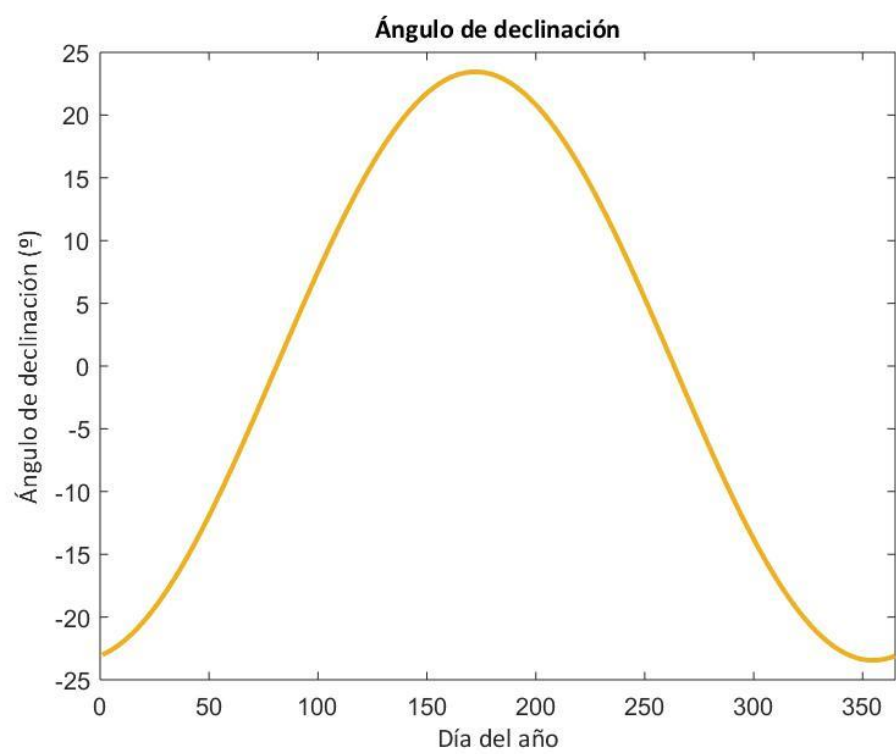


Ilustración 51. Ángulo de declinación anual

8. Pliego de condiciones técnicas

En este apartado se definirá la normativa que deberá cumplir la instalación de acuerdo al pliego de condiciones técnicas fijadas por el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” publicado en julio de 2011 por el IDAE para las instalaciones de energía solar fotovoltaica [22].

Todas las condiciones que se plasman en este apartado las cumple la instalación y se demostrará en aquellos puntos que sea necesario.

8.1. Condiciones generales de diseño

- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla que se adjunta. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

- Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al apartado 8.5.
- Se incluirán los equipos de medida y monitorización estipulados (los detalles concretos quedan fuera del interés de este proyecto).

8.2. Componentes y materiales

8.2.1. Generalidades

- Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

8.2.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

- Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión (este apartado queda fuera del estudio de este proyecto pero debe tenerse en cuenta).
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Será deseable una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

8.2.3. Estructura soporte

En este apartado se hará referencia a las estructuras de soporte y los puntos de sujeción para los módulos fotovoltaicos. Este apartado de nuevo queda fuera del estudio de este proyecto por lo que se asumirá que se cumplen las siguientes condiciones:

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se

produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

8.2.4. Inversores

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado. La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
 - UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc. Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
 - Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
 - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
 - El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos.

Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años

8.2.5. Cableado

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

8.2.6. Conexión a red

- Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

8.2.7. Protecciones y PAT (puesta a tierra)

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.
- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

8.3. Cálculo de la producción anual esperada

En este apartado se procederá a calcular la producción anual esperada de acuerdo al Pliego de Condiciones para analizar si los documentos de soporte generados cumplen con las especificaciones o si por el contrario habría modificaciones que realizar.

Teniendo en cuenta que los datos de estimación de energía inyectada y el rendimiento energético vienen dado para una orientación sur y una inclinación de 35º, se considerará directamente comparable al caso descrito durante el informe para realizar las comparaciones pertinentes, y por tanto, podrá utilizarse la siguiente tabla:

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

Ilustración 52. Valores mensuales de la irradiación diaria en superficie horizontal e inclinada y energía inyectada [22]

Donde, $G_{dm}(0)$ será el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal y donde $G_{dm}(\alpha, \beta)$ representan esta irradiación para una orientación y una inclinación determinadas respectivamente, en este caso sur $\alpha = 0$ y $\beta = 35^\circ$.

De acuerdo a lo comentado, y teniendo en cuenta la potencia pico, y el número de paneles utilizados para la “fotolinera”, se procede a calcular la energía inyectada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \left(\frac{kWh}{día} \right)$$

Siendo P_{mp} la potencia pico, PR la eficiencia de la instalación y $G_{CEM} = 1 kWh/m^2$.

Y obteniendo así los valores para la energía inyectada al día de acuerdo a los diferentes meses que muestra la tabla anterior.

Una vez obtenida la energía inyectada de acuerdo al procedimiento descrito por el IDAE, se comprobará que este no difiera mucho del calculado durante el documento, teniendo

en cuenta que existe una deferencia en la inclinación y que los cálculos realizados durante este documento difieren entre provincias.

	Nº DÍAS	KWH/M²DÍA
ENERO	31	3.50
FEBRERO	28	4.15
MARZO	31	4.76
ABRIL	30	5.62
MAYO	31	5.98
JUNIO	30	6.19
JULIO	31	6.46
AGOSTO	31	6.47
SEPTIEMBRE	30	5.69
OCTUBRE	31	4.43
NOVIEMBRE	30	3.59
DICIEMBRE	31	2.93
PROMEDIO	365	4.98

Tabla 11. Producción diaria por mes de la instalación

8.4. Cálculo de pérdidas de orientación e inclinación

Como se comentaba en el pliego de condiciones, es necesario comprobar que las pérdidas no superan los límites establecidos por el IDAE. En este apartado se calcularán las pérdidas por inclinación y orientación y las pérdidas por sombras, comprobando que estas no superen los límites que se reflejan en la siguiente tabla:

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

Ilustración 53. Pérdidas máximas admisibles [22]

Pérdidas por inclinación y orientación

Se utilizará la siguiente figura para determinar el % de pérdidas de acuerdo al ángulo acimut, 0° para orientación sur, y el ángulo de inclinación de los paneles en el tejado de la estación, 30° en este caso. Se marca con un círculo en rojo el ángulo de inclinación, y con una cruz el cruce con el ángulo acimut 0°.

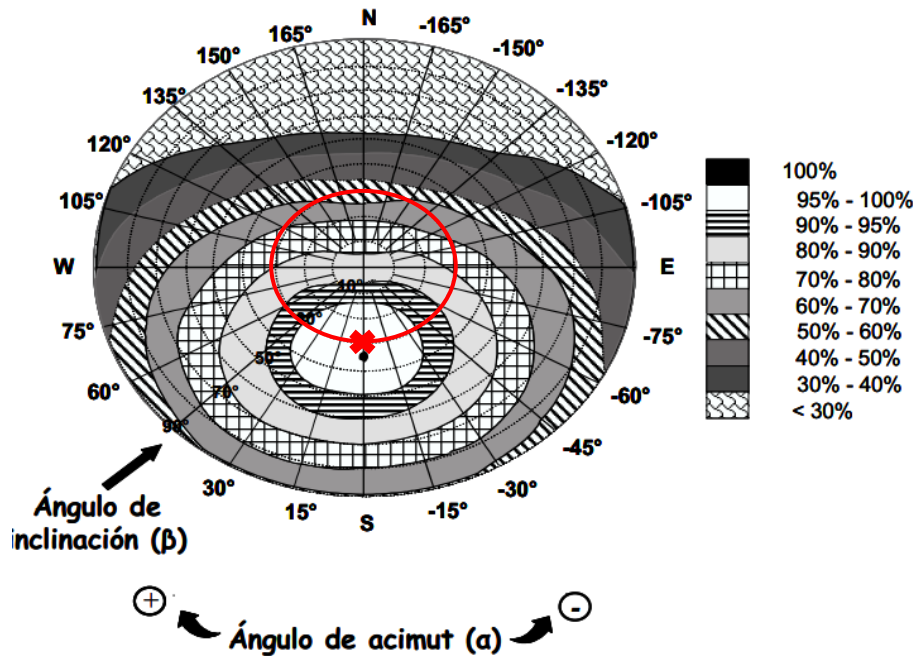


Ilustración 54. % de energía respecto al máximo posible como consecuencia de pérdidas por orientación e inclinación [22]

En primer lugar, se corregirá la inclinación máxima y mínima teniendo en cuenta los límites de pérdidas para el acimut dado:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 37.38) = 56.38^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 37.38) = 3.38^\circ$$

Por tanto, se puede comprobar que esta instalación cumple con los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

Como se puede observar, se buscan límites de inclinación a partir del acimut de la instalación, situándose para este caso entre un 5-10% de pérdidas, lo cual se sitúa dentro de límites. Se utilizarán las siguientes fórmulas para realizar comprobaciones, corrigiendo de acuerdo a la latitud del emplazamiento.

8.5. Cálculo de distancia mínima entre filas de módulos

Según e pliego de condiciones, la distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

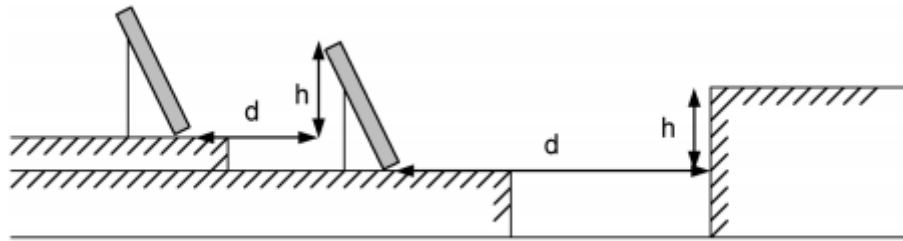


Ilustración 55. Distancia mínima entre filas de módulos [22]

En este caso, no será necesario realizar los cálculos de distancia mínima ya que la superficie donde apoyan los paneles cuentan con la misma inclinación óptima y por tanto, no se dan sombra unos paneles y otros.

9. Diseño e implantación de la instalación solar

En este proyecto se diseñará una instalación conectada a la red eléctrica y que además vierte electricidad a la misma, por lo que el principal objetivo será, dada una estación determinada, conseguir optimizar al máximo que toda la electricidad posible sea aportada a partir de la instalación fotovoltaica.

Las instalaciones conectadas a la red suelen ser frecuentes en la venta de energía eléctrica y para el autoconsumo por lo que se ha considerado la opción más adecuada para el diseño de una “fotolinera”.

En este apartado se definirán los componentes de la instalación, así como el porqué de su elección y la utilidad de cada uno de ellos.

9.1. Paneles solares

Tal y como se describe en el modelo utilizado, los paneles a utilizar serán del modelo CYNETIC Titan de 305 W, que cuentan con todas las garantías y los aspectos de fabricación que se presentan en la normativa

9.2. Baterías y regulador

Además, al dimensionar una instalación fotovoltaica, ya sea conectada a la red, como en este caso, o aislada, el hecho de considerar la instalación de baterías que permitan el almacenamiento de energía que pueda ser utilizada durante las horas que no hay sol es fundamental. En este caso, al tener una instalación conectada a la red eléctrica, es importante analizar la energía que se consumiría de la red eléctrica, teniendo en cuenta que estas estaciones tienen poca demanda nocturna, y concluir si sería rentable la instalación de baterías o si el consumo de la red es suficientemente reducido como para no disponer de ellas.

Para el caso base, conectado a la red, se ignorará por tanto la posibilidad de incluir una batería, ignorando su coste para el cálculo de la rentabilidad e ignorando también la posibilidad de esta en el cálculo del cableado y el sistema de protecciones. Sin embargo, será algo a tener en cuenta para análisis futuros.

9.3. Inversor

El inversor elegido será el INGECON SUN Smart 15U con una potencia nominal de 15 kW que permite cubrir toda la potencia instalada de los módulos.



Ilustración 56. Inversor INGECON SUN Smart 15 kW

9.4. Sistema de refrigeración

En el caso de instalar baterías, se debe tener en cuenta que la capacidad de estas se ve afectada por el efecto de la temperatura. Es por esto por lo que para proteger los módulos y las baterías del deterioro por alcanzar altas temperaturas, se suele instalar un intercambiador de calor que mantenga la temperatura en un rango que permita evitar el deterioro de los componentes.

9.5. Puntos de carga

Como se comentaba anteriormente, esta estación de recarga contará con un único punto de recarga de 22 kW. Este punto de recarga será Raption 22kW, presentado por la empresa tecnológica Circontrol y que cuenta con la versión TRIO de conectores (CHAdemo, CCS Combo 2 y Tipo 2). Además, la recarga será en DC por lo que se corresponde a modo 4 de recarga [23].



Ilustración 57. Estación de recarga Raption 22 kW DC [23]

Este tipo de estación de recarga, son ideales para zonas donde el conductor puede estar alrededor de media hora. El emplazamiento seleccionado está en una zona muy concurrida de Sevilla, con bares, tiendas y el campo del Real Betis Balompié.

9.6. Cableado

Una vez definidos todos los elementos fundamentales de la instalación, se definirá el sistema de cableado necesario, de acuerdo al RBT y cumpliendo con las condiciones de aislamiento y protección que se comentaban en el pliego de condiciones [24].

El hecho de dimensionar de manera incorrecta la sección del cableado puede provocar una caída de tensión demasiado elevada, que a su vez provoque una subida de temperatura que puede llegar a dañar o incluso a romper la instalación.

Es por esto que a pesar de no considerarse elemento clave, su función es elemental y se dimensionará el cableado de tal manera que se pueda asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, realizando todas las comprobaciones necesarias para ello.

Para el dimensionamiento del cableado se tendrán en cuenta el criterio de caída de tensión, el criterio de calentamiento y la sección mínima.

Al tratarse de una instalación fotovoltaica conectada a la red, el IDAE considera que la caída de tensión no podrá ser mayor a 1.5% en ningún caso. En el caso de las instalaciones aisladas, la caída de tensión máxima va variando en las conexiones entre los diferentes elementos de la instalación.

A continuación, se presenta el cálculo de la intensidad en amperios que tendrá que utilizarse para calcular la intensidad máxima en cada tramo del cableado:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos(\vartheta)} \text{ en trifásica}$$

$$I = \frac{P}{U * \cos(\vartheta)} \text{ en monofásica}$$

$$I = \frac{P}{U} \text{ en corriente continua (CC)}$$

Siendo para todos los casos:

- P : la potencia en Watios [W].
- U : la tensión en Voltios [V] - 440 V en CC y 400 en CA.
- $\cos(\vartheta)$: el factor de potencia, que se considerará 1 durante todos los cálculos.

Una vez calculada la intensidad, se procede al cálculo de la caída de tensión, diferenciando de nuevo entre trifásica, monofásica y CC.

$$e = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\vartheta)}{C * s} \text{ en trifásica}$$

$$e = \frac{2 * L * I * \cos(\vartheta)}{C * s} \text{ en monofásica}$$

$$e = \frac{2 * L * I}{C * s} \text{ en corriente continua (CC)}$$

Siendo para todos los casos:

- L : la longitud de la línea en metros [m].

- s : la sección del conductor en $[mm^2]$.
- C : la conductividad del material del conductor siendo $Cu(25^\circ C) = 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ y $Al(25^\circ C) = 35 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$
- I : la intensidad en Amperios [A].
- $\cos(\vartheta)$: el factor de potencia.

A continuación, se adjuntará una tabla resumen con los resultados obtenidos del cableado para los distintos tramos.

TRAMO	SECCIÓN	I ADMISIBLE DEL CABLE	I DEL CALIBRE DEL FUSIBLE	I DEL CALIBRE DEL IA	I DEL CALIBRE DEL DIFERENCIAL
MÓDULOS - INVERSOR	16 mm^2 (B1 – 6)	66 A	50 A	-	-
INVERSOR – CAJA DE PROTECC. AC	10 mm^2 (B1 – 8)	54 A	40 A	45 A	45 A
CAJA DE PROTECC. AC – ESTACIÓN DE RECARGA	10 mm^2 (B1 – 8)	54 A	40 A	45 A	45 A

Tabla 12. Tabla resumen de cableado y protecciones por tramos de la instalación

Tramo módulos fotovoltaicos – inversor

Para empezar, se calculará la sección del cableado entre los módulos fotovoltaicos CYNETIC Titan y el inversor INGECON SUN Smart. Este tramo será diferente del siguiente ya que la sección se calculará de acuerdo a la fórmula presentada para corriente continua.

Se elegirán de la siguiente tabla los conductores de tipo B1 columna 6, es decir, conductores aislados en un conducto sobre una pared con 2 conductores y aislamiento PVC.

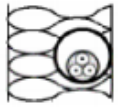
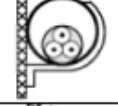
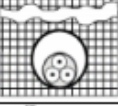
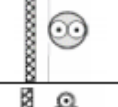
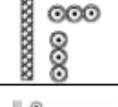
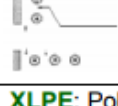
Instalación de referencia			Tabla y columna			
			Intensidad admisible para los circuitos simples			
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE-EPR	
			Número de conductores			
			2	3	2	3
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	columna 4	columna 3	columna 7	columna 6
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	columna 3	columna 2	columna 6	columna 5
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	B1	columna 6	columna 5	columna 10	columna 8
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera/map.	B2	columna 5	columna 4	columna 8	columna 7
	Cables unipolares; o multipolares sobre una pared de madera/manp.	C	columna 8	columna 6	columna 11	columna 9
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	columna 3	columna 4	columna 5	columna 6
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro ≥ a 0,3 veces ϕ del cable	E	columna 9	columna 7	columna 12	columna 10
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro ≥ ϕ del cable	F	columna 10	columna 8	columna 13	columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos ≥ el ϕ del cable	G	—	Ver UNE 20460-5-523	—	Ver UNE 20460-5-523
XLPE: Polietileno reticulado (90 °) • EPR: Etileno-propileno (90 °) • PVC: Policloruro de vinilo (70 °)						

Ilustración 58. Intensidades admisibles al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento [24]

Para el cálculo de la sección será necesario calcular la intensidad máxima a partir de la intensidad de corto circuito por el número de paneles en paralelo que conforman la instalación:

$$I_{\text{máx}} = I_{\text{cc}} * N_p = 8.78 * 5 = 43.9 \text{ A}$$

$$e = 1.5\% * U = 6.6 \text{ V}$$

$$s = \frac{2 * L * I_{\text{máx}}}{C * e} = 4.75 \text{ mm}^2$$

Se ha optado por una longitud de línea de 20 metros. Una vez calculada la sección, la sección normalizada inmediatamente superior al valor obtenido sería de 6 mm^2 . Sin embargo, la sección mínima para los conductores de acuerdo a la ITC-BT-06 es de 10 mm^2 para los conductores de cobre y 16 mm^2 para los de aluminio. Por tanto, la sección elegida para este tramo de la instalación será de 10 mm^2 .

Por último, teniendo en cuenta la ITC-BT-18, se utilizará un conductor de protección de sección 10 mm^2 de acuerdo a lo estipulado en la siguiente tabla:

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

Ilustración 59. Secciones mínimas para los conductores de protección [24]

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
AI		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S (mm ²)												
Cobre												
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
Aluminio												
2.5	11.5	12	13.5	14	16	17	18	20	20	22	25	
4	15	16	18.5	19	22	24	24	26.5	27.5	29	35	
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	-	-	-	162	171	193	196.5	213	228	239	269	293
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461
Cu: $\rho_{20^\circ} = 1/56$	Al: $\rho_{20^\circ} = 1/35$			$\rho_{70^\circ} = 1,2 \cdot \rho_{20^\circ}$					$\rho_{90^\circ} = 1,28 \cdot \rho_{20^\circ}$			
B: $5 \cdot I_n$	C: $10 \cdot I_n$	D: $20 \cdot I_n$	K: $I \cdot \sqrt{t/S}$		Cu: 115 / 103		Al: 76 / 68		Cu: 143		Al: 94	

Ilustración 60. Intensidades admisibles, secciones y naturaleza de los conductores de fase de acuerdo al ITC-BT-19 [24]

Tramo inversor – caja de protecciones AC

En este tramo se dimensionará el cableado entre el inversor y la caja de protecciones AC. Esta parte de la instalación será de corriente alterna y por tanto, la tensión será de 400

V. Se definirá el cableado de la misma manera que el caso anterior, según lo estipulado en las tablas anteriores, pertenecientes al ITC-BT-19. En este caso, los cables pertenecerán al tramo B1, con 3 conductores y aislamiento XLPE, empotrados en tubos de obra (columna 8).

La intensidad máxima que circula entre el inversor y la caja de protecciones AC:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos(\phi)} = \frac{15,000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 21.65 \text{ A}$$

En este tramo, se tomarán 10 metros de longitud de línea, por lo que:

$$s = \frac{\sqrt{3} * L * I_{m\acute{a}x}}{C * e} = 0.56 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta el criterio de caída de tensión, habría que elegir 1.5 mm^2 , sin embargo, esta sección no admitiría la corriente que circula en el tramo. Es por esto que teniendo en cuenta ambos criterios, se elige una sección de 2.5 mm^2 . De nuevo, como en el caso anterior, se debe elegir la sección mínima para los conductores de acuerdo a la ITC-BT-06 que es de 10 mm^2 para los conductores de cobre. Además, teniendo en cuenta la ITC-BT-18, se utilizará de nuevo un conductor de protección de sección 10 mm^2 .

Finalmente, se elegirá el neutro de acuerdo a la ITC-BT-07 de acuerdo a la siguiente tabla:

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Ilustración 61. Secciones de neutro en función de la sección de los conductores fase [24]

Por tanto, el neutro será de 10 mm^2 .

Tramo caja de protecciones AC – estación de recarga

En este tramo se diseñará el cableado para la unión entre la caja de protecciones y la estación de recarga. Este tramo también trabajará en corriente continua por lo que se tendrá en cuenta a la hora de calcular la intensidad máxima que circula por el tramo.

$$I_{\text{máx}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos(\phi)} = \frac{22,000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 31.75 \text{ A}$$

En este caso, los cables pertenecerán al tramo B1, con 3 conductores y aislamiento XLPE, empotrados en tubos de obra (columna 8).

Además, se tomarán 10 metros de longitud de línea, por lo que:

$$s = \frac{\sqrt{3} * L * I_{\text{máx}}}{C * e} = 1.64 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta el criterio de caída de tensión, habría que elegir 2.5 mm^2 , sin embargo, esta sección no admitiría la corriente que circula en el tramo. Es por esto que teniendo en cuenta ambos criterios, se elige una sección de 6 mm^2 . De nuevo, como en el caso anterior, se debe elegir la sección mínima para los conductores de acuerdo a la

ITC-BT-06 que es de 10 mm^2 para los conductores de cobre que admite una corriente de hasta 54 A. Además, teniendo en cuenta la ITC-BT-18, se utilizará de nuevo un conductor de protección de sección 10 mm^2 .

De la misma manera el neutro será de 10 mm^2 .

9.7. Protecciones

Este apartado irá destinado a diseñar el sistema de seguridad y protección tanto para la instalación como de cara al personal de mantenimiento y los usuarios.

9.7.1. Cálculo de fusibles

En este apartado se diseñarán los calibres de los fusibles para los diferentes tramos del circuito. Los fusibles tienen el objetivo de interrumpir el circuito eléctrico en caso de que la corriente supere un valor determinado durante un tiempo establecido. Esto se conseguirá, mediante la fusión de uno o varios de sus elementos y están formados por un hilo fino de conductor con resorte y arena en el interior. Los fusibles sirven, por ejemplo, para proteger la instalación de un cortocircuito.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 * I_z$$

Donde $I_f = 1.6 * I_n$

Siendo:

- I_b : intensidad con la que se ha diseñado el circuito.
- I_n : calibre del fusible.
- I_z : corriente admisible del cable.
- I_f : intensidad de fusión del fusible ($I_f = 1.6 * I_n$).

Los calibres normalizados para a selección de fusibles se presentan en la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Ilustración 62. Calibres normalizados de fusibles

De acuerdo a estas condiciones, se presenta la siguiente tabla con los fusibles:

TRAMO	I DE DISEÑO	I DEL CALIBRE DEL FUSIBLE	I ADMISIBLE DEL CABLE	COMPROBACIÓN
MÓDULOS - INVERSOR	43.9 A	50 A	50 A	$1.6*50 < 1.45*50$ NO OK
INVERSOR – CAJA DE PROTECC. AC	21.65 A	40 A	54 A	$1.6*40 < 1.45*54$ $64 < 78.3$ OK
CAJA DE PROTECC. AC – ESTACIÓN DE RECARGA	31.75 A	40 A	54 A	$1.6*40 < 1.45*54$ $64 < 78.3$ OK

Tabla 13. Tabla resumen de calibre de fusibles por tramos

Por lo que que cambiamos la sección del tramo módulos-inversor a 16 mm^2 que admite una intensidad de 66 A y su neutro pasará a ser de 16 mm^2 también.

TRAMO	I DE DISEÑO	I DEL CALIBRE DEL FUSIBLE	I ADMISIBLE DEL CABLE	COMPROBACIÓN
MÓDULOS - INVERSOR	43.9 A	50 A	66 A	$1.6 \cdot 50 < 1.45 \cdot 66$ $80 < 95.7$ OK

Además, para determinar el poder de corte de los fusibles se calculará la intensidad de cortocircuito:

Tramo 1:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot 0.018 \cdot 20}{16} = 0.09 \, \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{440}{0.09} = 4.8 \, kA$$

El poder de corte del fusible será de 10 kA.

Tramo 2:

$$R_{cc} = \frac{2 \cdot 0.018 \cdot 10}{10} = 0.036 \, \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{400}{0.036} = 11.11 \, kA$$

El poder de corte del fusible será de 50 kA.

Tramo 3:

$$R_{cc} = \frac{2 * 0.018 * 10}{10} = 0.036 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{400}{0.036} = 11.11 \text{ kA}$$

El poder de corte del fusible será de 50 kA.

9.7.2. Cálculo de interruptores magnetotérmicos

De la misma manera, se procede al diseño de los interruptores automáticos que forman parte de las protecciones del circuito. En este caso, el calibre de los interruptores deben cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 * I_z$$

Donde $I_f = 1.45 * I_n$

Siendo:

- I_b : intensidad con la que se ha diseñado el circuito.
- I_n : calibre del fusible.
- I_z : corriente admisible del cable.
- I_f : intensidad de fusión del fusible (normalmente $I_f = 1.45 * I_n$).

La elección del tipo de curva se realizará de acuerdo a la siguiente tabla:

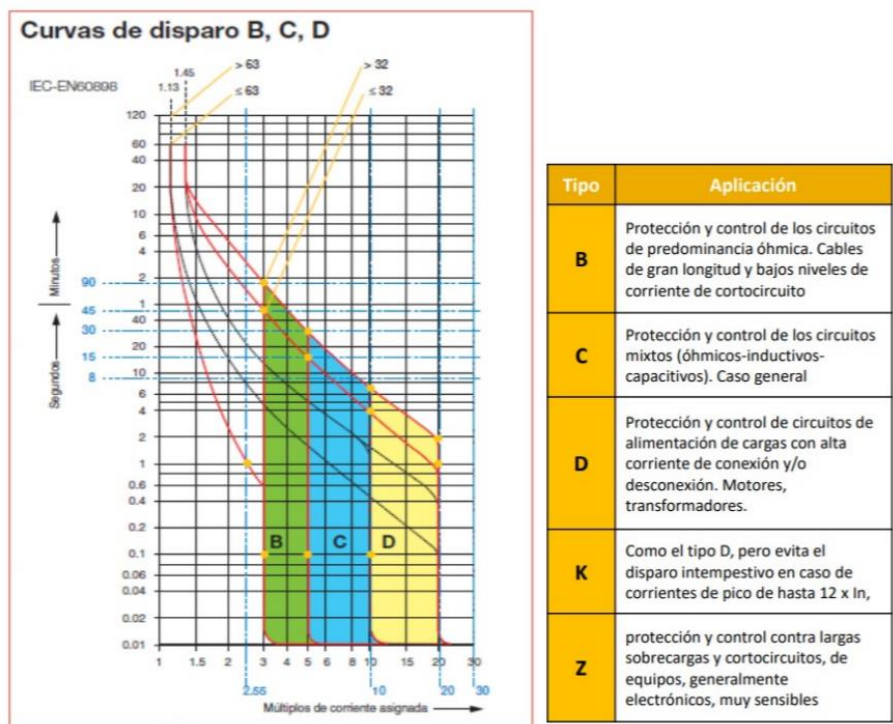


Ilustración 63. Curvas de disparo de interruptores automáticos magnetotérmicos.

Curva	Tipo	Disparo térmico		Disparo magnético	
		Intensidad de No disparo (I_{nd})	Intensidad de disparo (I_d)	Intensidad de No disparo	Intensidad de disparo
	B	1,13 In	1,45 In	3 In	5 In
	C	1,13 In	1,45 In	5 In	10 In
	D	1,13 In	1,45 In	10 In	20 In
	K	1,05 In	1,2 In	8 In	12 In
		1,05 In	1,5 In	8 In	12 In
		1,05 In	6 In	8 In	12 In
	Z	1,05 In	1,2 In	2 In	3 In
		1,05 In	1,5 In	2 In	3 In
		1,05 In	6 In	2 In	3 In

Ilustración 64. Valores de disparo térmico y magnético para interruptores automáticos magnetotérmicos.

Estas tablas se utilizarán para comprobar la selectividad de los interruptores.

Si la selectividad se cumple, el interruptor automático, en caso de haber un problema, saltaría antes que el interruptor en el tramo anterior. Esto permite que la parte del circuito que no corresponde a la avería pueda seguir funcionando sin problema. En este, siendo un único circuito, no tendría sentido comprobar la selectividad, pero es algo a tener en cuenta en circuitos mayores que se van ampliando en diferentes direcciones.

TRAMO	I DE DISEÑO	I DEL CALIBRE DEL IA	I ADMISIBLE DEL CABLE	COMPROBACIÓN
INVERSOR – CAJA DE PROTECC. AC	21.65 A	45 A	54 A	OK
CAJA DE PROTECC. AC – ESTACIÓN DE RECARGA	31.75 A	45 A	54 A	OK

9.7.3. Cálculo de diferenciales

Los diferenciales se instalan en instalaciones de corriente alterna para proteger a los individuos de accidentes causados por contactos directos o indirectos. El circuito TT proporcionará medios para que este dispositivo desconecte el sistema en caso de haber una falta y pueda derivar la corriente de falta a tierra, para que el circuito funcione de manera normal.

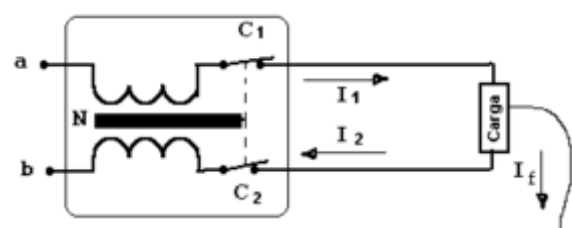


Ilustración 65. Esquema de funcionamiento de un interruptor diferencial

TRAMO	I DE DISEÑO	I DEL CALIBRE DEL DIFERENCIAL	I ADMISIBLE DEL CABLE	COMPROBACIÓN
INVERSOR – CAJA DE PROTECC. AC	21.65 A	45 A	54 A	OK
CAJA DE PROTECC. AC – ESTACIÓN DE RECARGA	31.75 A	45 A	54 A	OK

9.8. Puesta a tierra

Este apartado tiene como objetivo la protección ante contactos indirectos de las personas frente a corrientes de defecto, dando una vía de escape a las corrientes y procurando la seguridad del individuo.

En este apartado se diseñará la conexión directa entre una parte del circuito y la tierra. Esto es una medida de protección definida de nuevo en el pliego de condiciones del IDAE y que debe llevarse a cabo en este tipo de instalaciones. La ITC-BT-18 recomienda que la profundidad de los electrodos nunca sea menor a 0.5 m.

Se diseñará un esquema de puesta a tierra tipo TT como se muestra en la siguiente imagen. Tanto el neutro como las masas de la instalación receptora se conectarán directamente a tierra pero en tomas diferentes.

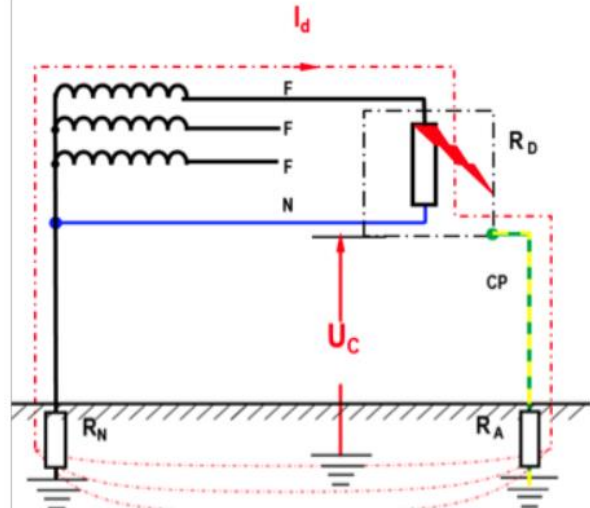
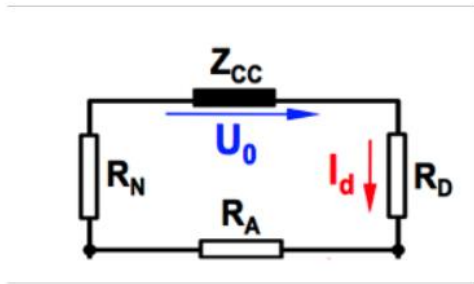


Ilustración 66. Esquema TT de puesta a tierra

Los datos utilizados para el cálculo del circuito de puesta a tierra se presentan en la siguiente tabla:

DATOS

TENSIÓN DE SEGURIDAD U_S [V]	50
CAÍDA DE TENSIÓN DEL TRAFIO U_O [V]	230
R_N [Ω]	10
R_D [Ω]	0
RESISTENCIA DEL ELECTRODO R_A [Ω]	2.78

Se ha tomado una tensión de seguridad (U_s) de 50V ya que es la indicada para locales secos. De la misma manera, R_n y R_d son 10Ω y 0Ω respectivamente para esquemas de puesta a tierra TT.

La intensidad de defecto se calcula:

$$I_d = \frac{U_o}{R_D + R_A + R_N}$$

$$R_A \leq \frac{U_s * R_N}{U_o - U_s}$$

Para el cálculo del electrodo se utilizará un cable desnudo de 50 mm² de cobre, según se indica en la tabla siguiente:

BS 7430. Código práctico para los sistemas de tomas de tierra.

Tipo de electrodo	Material	Dimensión mínima
Pica	Acero cobrizado (250 μ)	Ø14 mm x 1,2 m
Pica	Cobre electrolítico	Ø14 mm x 1,2 m
Pica	Acero inoxidable	Ø16 mm x 1,2 m
Pica	Acero galvanizado	Ø14 mm x 1,2 m
Pletina	Cobre electrolítico	25 x 3 mm
Redondo	Cobre electrolítico	Ø8 mm
Conductor desnudo	Cobre electrolítico	50 mm ²

El conductor de cobre desnudo o electrodo se encuentre enterrado a una profundidad de 0.5 metros. El perímetro de la nave son 42 metros, distancia que tendrá que rodear el electrodo de puesta a tierra. El número de picas que se colocarán serán 10, que cumple con las especificaciones de las restricciones establecidas según reglamento. La altura y sección de las picas se detallan en la siguiente tabla, al igual que los datos y resultados del cálculo del electrodo de puesta a tierra. Teniendo en consideración la naturaleza del terreno que resulta ser granito muy alterado, se tendrá una resistividad de 600 [Ω m], que se indica también en la tabla.

DATOS

SECCIÓN DEL CABLE [MM2]	50	Conductor desnudo de cobre electrolítico
PROFUNDIDAD [M]	0.5	
PERÍMETRO [M]	42	
Nº DE PICAS	2	OK
Nº MÁX DE PICAS	42	
ALTURA PICAS [M]	1	
SECCIÓN PICAS [MM2]	25	
ρ DEL TERRENO [$\Omega \cdot M$]	600	Granito
RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA R_t [Ω]	10	

10. Estudio viabilidad económica

En este apartado se procederá a estudiar la viabilidad económica de la instalación solar descrita teniendo en cuenta todos los elementos que contribuyen a los ingresos y costes de la misma. Además, se calculará la rentabilidad y la amortización, es decir, el periodo de recuperación de la inversión.

En apartados anteriores, se ha calculado el ahorro y el periodo de recuperación pero únicamente teniendo en cuenta los factores del coste que diferenciaban a los distintos tipos de paneles para poder elegir el más óptimo. Es por esto que en este apartado se reúnen todos los factores involucrados y se calculan los valores reales para hallar la rentabilidad del proyecto.

10.1. Ingresos

Los únicos ingresos a tener en cuenta serán los ingresos por verter electricidad a la red y los ingresos que provienen de las cargas de los vehículos. Las tarifas asociadas a las cargas se presentan a continuación:

	Precio kWh	20 kWh	40 kWh	60 kWh
Tarifa 2.0 DHS P1*	0,15 euros	3 euros	6 euros	9 euros
Tarifa 2.0 DHS P2*	0,078 euros	1,56 euros	3,12 euros	4,68 euros
Tarifa 2.0 DHS P3*	0,068 euros	1,36 euros	2,72 euros	4,08 euros
Tarifa 2.0A*	0,13 euros	2,60 euros	5,20 euros	13,52 euros
Ionity**	8 euros	8 euros	8 euros	8 euros
Tesla	0,29 euros	5,80 euros	11,6 euros	17 euros
Electrolinera***	0,50 euros	10 euros	20 euros	30 euros

Ilustración 67. Tarifas para recargar un vehículo eléctrico

En este caso se aplicarán las tarifas acorde a los precios en electrolinera, sabiendo que estas tarifas se corresponden con una media de precios en este tipo de establecimientos. Es por esto que se supondrá este precio algo mayor teniendo en cuenta que se trata de una fotolinera y que cuenta con la última tecnología en cuanto a punto de recarga y calidad de los equipos principales [26].

Demanda anual	Precio/kWh	TOTAL
16,000 kWh	0.90 €/kWh	14,400 €

Además, es importante tener en cuenta la inflación armonizada de España (IPCA) [27] que afectará al cálculo de los ingresos durante los n años. En este caso, se ha utilizado el IPCA de 2018 que se corresponde a un 1.73% [27]. Es por esto que los ingresos se calcularían de la siguiente manera:

$$I = E_{dem} * 0.9 * (1 + \text{inflación})^n$$

Siendo:

- I = ingresos totales generados después de n años.
- E_{vert} = la energía total vertida a la red eléctrica
- T = los distintos tipos de tarifas: de vertido, A, B y C tal y como se explica en la tabla anterior.
- *inflación* = la inflación armonizada de España en 2018 (IPCA) que se establece en 1.73%.
- n = el número de años sobre los que se calcula la rentabilidad de la instalación.

10.2. Costes

En este apartado se desglosarán los costes que contribuyen a los gastos de la instalación. Formarán parte de estos costes: los costes de la instalación y los costes de mantenimiento. Los costes se han calculado de manera aproximada influenciados por diferentes fuentes y obteniendo un valor que tuviese sentido.

Costes fijos de la instalación

	COSTE/UNIDAD	UNIDADES	COSTE TOTAL
PANELES	188 €	40	7,520 €
INVERSOR	2,000 €	1	2,000 €
CAJA DE PROTECCIONES AC	100	1	100 €
CABLEADO	-	-	152 €
FUSIBLES	45 €	3	135 €
INTERRUPTORES	10 €	2	20 €
DIFERENCIALES	88 €	2	176 €
PUESTA A TIERRA	7 €	2	30 €
ESTACIÓN DE RECARGA	31,000 €	1	31,000 €
MANO DE OBRA INSTALACIÓN	70 €	20 horas (3 trabajadores)	1,400 €
INVERSIÓN INICIAL TOTAL			42,533 €

Tabla 14. Tabla resumen de inversión inicial de la instalación [25]

TRAMO CABLEADO	METROS	SECCIÓN	CC/CA?	€/METRO	COSTE TOTAL
1	20 m	16 mm ²	Cc	3.50 €	70 €
2	10 m	10 mm ²	CA	1.50 €	15 €
3	10 m	10 mm ²	CA	1.50 €	15 €
PROTECCIÓN	40 m	-	-	1.30 €	52 €
TOTAL					152 €

Tabla 15. Tabla resumen de costes del cableado

Costes variables de la instalación:

	COSTE/UNIDAD	UNIDADES	COSTE TOTAL
MANTENIMIENTO ANUAL	50 €	10 horas	500 €
CONSUMO DE RED	-	-	602 €
COSTES ANUALES TOTALES			1,102 €

Tabla 16. Tabla resumen de costes variables de la instalación

En el coste de consumo de red anual, se tiene en cuenta el ahorro por verter electricidad a la red en los tramos en los que la producción es mayor que la demanda, por lo que este coste podría llegar a ser negativo en algún punto

10.3. Rentabilidad

Una vez obtenidos los ingresos y los costes totales de la instalación, sus elementos y su mantenimiento, se procede a calcular el VAN, que permite calcular si la instalación será rentable, si no produce ni pérdidas ni ganancias, o si es un proyecto con una rentabilidad negativa y por tanto debe considerarse si es óptimo llevarlo a cabo.

Para ello, se estimará que el coste total de la instalación se pagará a través de un préstamo con un 5% de interés.

$$VAN = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{FC_i}{(1 - \text{interés})^i} - Inversión_0$$

AÑO	INVERSIÓN INICIAL	INGRESOS ANUALES	COSTES ANUALES	FCF	VAN
0	€ 42,533.00				€ (42,533.00)
1		€ 14,649.12	€ 1,102.00	€ 13,547.12	€ (28,272.87)
2		€ 14,902.55	€ 1,102.00	€ 13,800.55	€ (27,241.53)
3		€ 15,160.36	€ 1,102.00	€ 14,058.36	€ (26,136.02)
4		€ 15,422.64	€ 1,102.00	€ 14,320.64	€ (24,951.01)
5		€ 15,689.45	€ 1,102.00	€ 14,587.45	€ (23,680.83)
6		€ 15,960.88	€ 1,102.00	€ 14,858.88	€ (22,319.37)
7		€ 16,237.00	€ 1,102.00	€ 15,135.00	€ (20,860.09)
8		€ 16,517.90	€ 1,102.00	€ 15,415.90	€ (19,296.00)
9		€ 16,803.66	€ 1,102.00	€ 15,701.66	€ (17,619.59)
10		€ 17,094.36	€ 1,102.00	€ 15,992.36	€ (15,822.83)
11		€ 17,390.10	€ 1,102.00	€ 16,288.10	€ (13,897.11)
12		€ 17,690.94	€ 1,102.00	€ 16,588.94	€ (11,833.20)
13		€ 17,997.00	€ 1,102.00	€ 16,895.00	€ (9,621.23)
14		€ 18,308.35	€ 1,102.00	€ 17,206.35	€ (7,250.59)
15		€ 18,625.08	€ 1,102.00	€ 17,523.08	€ (4,709.96)
16		€ 18,947.29	€ 1,102.00	€ 17,845.29	€ (1,987.19)
17		€ 19,275.08	€ 1,102.00	€ 18,173.08	€ 930.76
18		€ 19,608.54	€ 1,102.00	€ 18,506.54	€ 4,057.82
19		€ 19,947.77	€ 1,102.00	€ 18,845.77	€ 7,408.94
20		€ 20,292.87	€ 1,102.00	€ 19,190.87	€ 11,000.11
21		€ 20,643.93	€ 1,102.00	€ 19,541.93	€ 14,848.49
22		€ 21,001.07	€ 1,102.00	€ 19,899.07	€ 18,972.44
23		€ 21,364.39	€ 1,102.00	€ 20,262.39	€ 23,391.64
24		€ 21,733.99	€ 1,102.00	€ 20,631.99	€ 28,127.17
25		€ 22,109.99	€ 1,102.00	€ 21,007.99	€ 33,201.62
26		€ 22,492.50	€ 1,102.00	€ 21,390.50	€ 38,639.16

Tabla 17. Tabla resumen del cálculo de la rentabilidad de la instalación

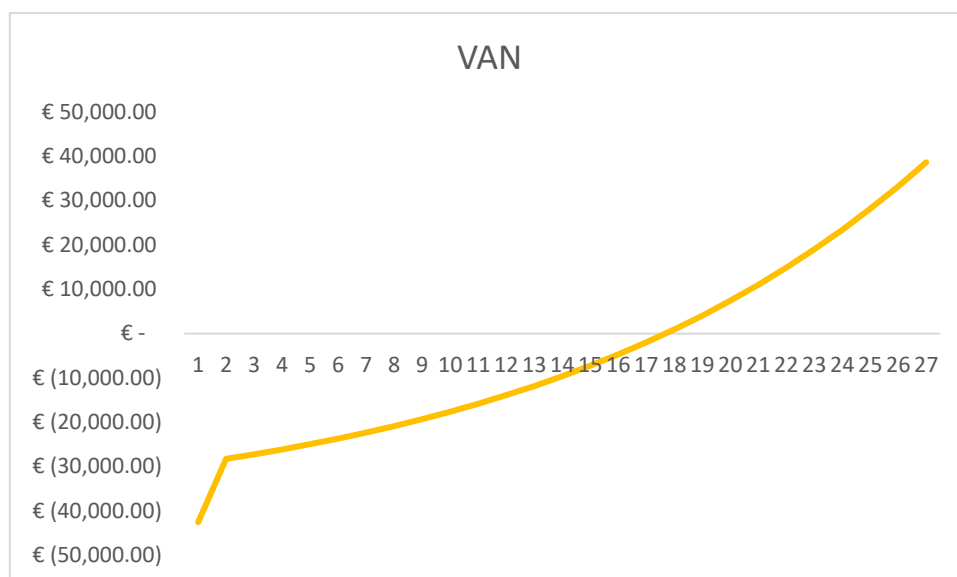


Ilustración 68. Cálculo del VAN durante 27 años

11. Impacto ambiental

En este apartado se analizará el impacto ambiental que supone la instalación de una “fotolinera”, es decir, se analizará cómo contribuye el diseño de esta a la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero. Tal y como se comentaba en los objetivos del proyecto, esta es la motivación principal y por tanto es fundamental analizar el impacto que conlleva la instalación de paneles solares para cubrir una determinada demanda eléctrica. Para ello, se utilizará el excel utilizado en el apartado de cálculo de números de paneles necesarios. Este excel, además de calcular la producción mensual y anual de acuerdo a diferentes combinaciones de paneles en serie y paralelo, permite calcular las emisiones de gases contaminantes evitados en función de la tecnología utilizada. Estos gases son: CO₂, SO₂ y Nox.

	CARBÓN	CICLO COMBINADO
CO ₂ (g/kWh)	952	345
SO ₂ (g/kWh)	21.0c	0.0
NOX (g/kWh)	3.2	0.1

Tabla 18. Características de los gases de efecto invernadero

	CARBÓN	CICLO COMBINADO
CO ₂ (Kg)	15,799.4	5,725.6
SO ₂ (Kg)	348.5	0.0
NOX (Kg)	53.1	1.7
ENERGÍA	6.6	Hogares

Tabla 19. Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas

12. Viesgo solar

Una vez diseñada y optimizada la estación de carga de vehículos eléctricos y todos sus componentes, es interesante analizar herramientas que proporcionan información relacionada con cálculo de irradiación o incluso de rentabilidad de instalación de paneles fotovoltaicos.

Una de estas herramientas es Viesgo Solar, herramienta que de manera gratuita calcula el espacio disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos, identificando zonas de sol y sombra y ofreciendo el potencial fotovoltaico estimado en kWh que conllevaría la instalación de paneles en el área seleccionada.



Ilustración 69. Análisis de potencial fotovoltaico en Viesgo Solar [28]

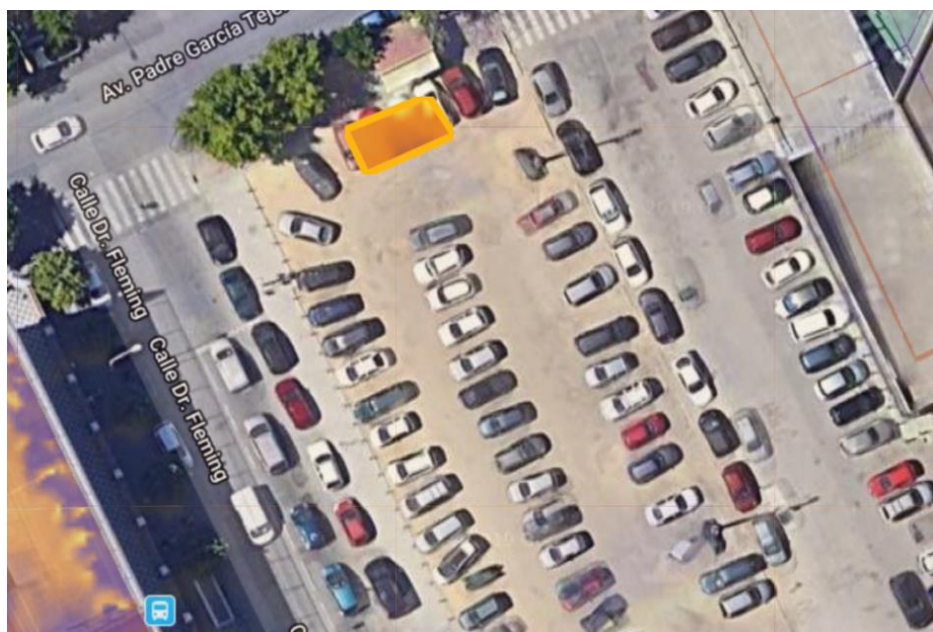


Ilustración 70. Ilustración de potencial fotovoltaico en Viesgo Solar [28]

13. Conclusiones

En conclusión, el objetivo principal de este proyecto es contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero provocado por el sector transporte y el sector de la generación eléctrica a través del diseño y optimización de una instalación fotovoltaica en una estación de carga de vehículos eléctricos. Para ello, se parte de un análisis inicial acerca del sector, la situación energética, la tecnología a utilizar y las alternativas existentes, para posteriormente utilizar como soporte un código de MatLab y un documento Excel que han servido para reunir todos los cálculos que permiten optimizar y definir el diseño de la instalación.

Ambos documentos de soporte han contado con parámetros definidos previamente y parámetros que se han ido ajustando para optimizar la instalación en función de los de partida. Una vez estimados los parámetros, se llevarán a cabo diferentes escenarios que permitan realizar modificaciones en los parámetros de partida (Anexo II).

Básicamente, las deducciones más relevantes que pueden extraerse de este documento y los cálculos y análisis realizados en el mismo, son las siguientes:

1. Para empezar, a pesar de que es viable el diseño de una instalación fotovoltaica aislada que cubra la demanda de una estación de recarga, esta idea queda descartada desde el inicio tratándose de un punto de recarga de uso público en mitad de una ciudad por 2 motivos fundamentales:
 - a. No se podría verter la electricidad producida sobrante a la red eléctrica.
 - b. Poca fiabilidad del proyecto, teniendo en cuenta que depende de un recurso limitado e incontrolable y que está disponible únicamente a ciertas horas del día. Esto provocaría que la demanda fuera mucho menos predecible y que la instalación no tuviese la repercusión y el impacto esperado. Como ya se ha comentado en apartados anteriores, las instalaciones fotovoltaicas aisladas tienen sentido para abastecer zonas rurales en las cuales el objetivo principal sea cubrir una necesidad y el acceso a la red eléctrica sea dificultoso. Teniendo la posibilidad de tener el apoyo de la red eléctrica y además poder contribuir a “limpiar” su electricidad es un punto a favor en esta instalación hasta que se encuentre la manera de almacenar la electricidad de manera continuada en el tiempo y entonces sea factible desarrollar la implantación de esta instalación de manera aislada y fiable.
2. Además, se llega a la conclusión de que los puntos de recarga que existen a día de hoy en España son de muy baja potencia y por tanto tardan mucho en cargar

el vehículo. Esto, de nuevo, afecta a la previsión de la demanda, provocando que la población busque puntos de recarga alternativos en viviendas y que se convierta en una dificultad ser usuario de vehículo eléctrico. Esto lleva a la conclusión de que, siendo un tema que está en constante cambio y en constante mejora, es necesario encontrar una manera de homogeneizar para que todos los vehículos eléctricos puedan utilizar todos los tipos de conectores y cualquier punto de recarga dependiendo de lo que más convenga al usuario. De esta manera, los impedimentos serán cada vez menores para incentivar a la población al uso del vehículo eléctrico, pudiendo acceder a todas las facilidades que permitan confiar en el sistema.

3. El objetivo principal de este proyecto no es el de sacar una rentabilidad inmediata, pero sí se persigue diseñar un proyecto que en el largo plazo tenga sentido desde el punto de vista de la rentabilidad, teniendo en cuenta que es un servicio de pago. En concreto, se calcula que, teniendo en cuenta la inversión inicial, los costes variables anuales, los ingresos anuales afectados por la inflación, y la tasa de descuento aplicable, el proyecto será rentable pasados 16-17 años. Teniendo en cuenta la vida útil de la instalación, la rentabilidad se alcanzará antes de que la instalación tenga que ser sustituida, sin embargo, muy cerca de ese momento, por lo que no es hasta final de la vida útil de los paneles cuando la instalación podrá obtener cierta rentabilidad lo cual debería ser un punto de mejora.
4. En cuanto al impacto ambiental evitado gracias a la implantación de esta instalación, se debe comentar que se evitarían las emisiones siguientes de acuerdo a la electricidad producida en las siguientes centrales, teniendo en cuenta la electricidad total producida por los paneles:

	CARBÓN	CICLO COMBINADO
CO2 (Kg)	15,799.4	5,725.6
SO2 (Kg)	348.5	0.0
NOX (Kg)	53.1	1.7

5. La importancia de considerar diferentes escenarios que permitan definir correctamente la instalación más óptima. De hecho, es a raíz de la propuesta de diferentes escenarios y variaciones en los parámetros cuando se descubre que: la orientación más adecuada para colocar los paneles solares es tal y como se define al inicio la sur. De la misma manera, se comprueba que en términos de ahorro y en términos de generación útil, la inclinación elegida es la más óptima frente a inclinaciones mayores y menores.

Finalmente, en cuanto a futuros análisis que podrían realizarse a raíz de este proyecto, sería interesante considerar los siguientes temas:

- Considerar incorporar un sistema de almacenamiento que permita utilizar la energía producida para momentos en los que no se produzca en lugar de verter la electricidad a la red. Sería una alternativa a considerar para comprobar la rentabilidad y conseguir que la instalación sea más independiente. De esta manera se incrementaría los costes debido a la incorporación de baterías, pero se eliminarán los costes provenientes de la electricidad de la red.
- Incorporar más puntos de recarga que permitan la recarga de más de un vehículo a la vez. Para ello, incorporar un sistema de almacenamiento más potente que permita utilizar electricidad que no se utiliza de inmediato para utilizarlo en el otro punto de recarga.
- Desarrollo de una APP que permita la reserva de un punto de recarga durante un tiempo limitado y chequear la disponibilidad de los mismos y el tiempo restante hasta que estos se liberen. De esta manera, teniendo en cuenta que la recarga de un vehículo al 80% llega a tardar media hora, los usuarios pueden organizarse y encontrar el momento perfecto para realizar la recarga sin esperas ni sorpresas. Esto aportaría fiabilidad al proceso de recarga en puntos públicos. La APP estaría diseñada de manera similar a cómo se realiza la reserva de un vehículo de sharing. Es decir, se puede reservar con cierta antelación y el punto de recarga quedaría liberado una vez el usuario indique que ha terminado. De esta manera el usuario podrá pagar a través de la APP y optimizar el tiempo invertido en la recarga.
- Buscar maneras para conseguir que la instalación sea rentable antes del tramo final de la vida

14. Bibliografía

[1] Ministerio para la transición ecológica (2019). *Inventario nacional de emisiones a la atmósfera*.

Emisiones de gases de efecto invernadero. Edición 2019.

[2] REE (2017). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*.

[3] Endesa (sf). *Tipos de Vehículo Eléctrico* [online] con acceso en <<https://endesavehiculoelectrico.com/el-vehiculo-electrico/tipos-de-vehiculo-electrico/>>

[4] Guinaldo, S. (2019). *El mapa del pánico del coche eléctrico: los pocos puntos de carga provincia a provincia* [online] con acceso en <https://www.elespanol.com/reportajes/20190310/panico-coche-electrico-pocos-puntos-carga-provincia/381962287_0.html>

[5] Seintec (sf). *Tipos de vehículos eléctricos* [online] con acceso en <<https://www.seintec.es/es/servicios-que-ofrecemos/estaciones-de-carga-de-vehiculos-electricos>>

[6] Endesa (sf). *¿Con qué te enchufas? Tipos de conectores* [online] con acceso en <<https://endesavehiculoelectrico.com/con-que-enchufas-tu-coche-tipos-de-conectores/>>

[7] Endesa (sf). *Modos de recarga* [online] con acceso en <<https://endesavehiculoelectrico.com/recarga/modos-de-recarga/>>

[8] Patiño, M. A., Heras, I. (2018). *Comienza la gran batalla por las ‘electrolineras’* [online] con acceso en <<http://www.expansion.com/empresas/energia/2018/10/21/5bcca20aca4741707a8b45f5.html>>

[9] García, F. (2018). *Iberdrola reta a Endesa con 200 ‘electrolineras’* [online] con acceso en <<https://www.elmundo.es/motor/2018/09/13/5b9a42d9e2704e2eb78b45e8.html>>

[10] Electromaps (sf). *Borderless Charging* [online] con acceso en <<https://www.electromaps.com/mapa>>

- [11] Calcmaps (sf). *Calcular área en el mapa* [online] con acceso en <<https://www.calcmaps.com/es/map-area/>>
- [12] Electromovilidad (sf). *Tipos de recarga del vehículo eléctrico* [online] con acceso en <<http://electromovilidad.net/tipos-de-recarga-del-vehiculo-electrico/>>
- [13] Motor.es (2018). *Baterías, potencia y autonomía: una relación no proporcional en los coches eléctricos* [online] con acceso en <<https://www.motor.es/noticias/baterias-autonomia-potencia-electricos-201849520.html>>
- [14] Solar Online Australia (sf). 327W SunPower E20 Solar Panel [online] con acceso en <<https://www.solaronline.com.au/327w-sunpower-e20-solar-panel.html>>
- [15] AutoSolar (sf). *Panel Solar 320W 24V Amerisolar Policristalino* [online] con acceso en <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-320w-24v-amerisolar-policristalino?gclid=Cj0KCQjwl6LoBRDqARIsABlIMSaMojZSC8IJ_bAd3PkGzZA2jdmljEY18iY0W9UlaVmexPHmvMfQuYaAlg_EALw_wcB>
- [16] SoloStocks (sf). *Panel Solar 305W 72 células Cynetic Titán* [online] con acceso en <<https://www.solostocks.com/venta-productos/energia-solar/sistemas-energia-solar/panel-solar-305w-72-celulas-cynetic-titan-30606437>>
- [17] CLIMATE-DATA.ORG (sf). *Panel Solar 305w 72 Celulas Cynetic TITÁN* [online] con acceso en <<https://www.rebacas.com/paneles-solares-24-voltios/775-cynetic-titan-305w-24v-panel-solar-72-celdas.html>>
- [18] CLIMATE-DATA.ORG (sf). *Clima Sevilla* [online] con acceso en <<https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/sevilla-2933/>>
- [19] Tarifaluzhora by Selectra (sf). *¿Qué es la discriminación horaria?* [online] con acceso en <<https://tarifaluzhora.es/info/discriminacion-horaria>>
- [20] Fórmulas usadas:

<https://www.pveducation.org/>
- [21] Autosolar (sf). *Energía Solar: Inversiones Ingeteam*

<https://autosolar.es/inversores/ingeteam?gclid=CjwKCAjw44jrBRAHEiwAZ9igKGN45LjqUbcmXooE0b1wNW1aQdZnQcTSHvu5H_GSUEJqX9YG7gbIfxoC6fYQAvD_BwE>
- [22] IDAE (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.*

Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica.

[23] Híbridos y eléctricos (2019). *Circontrol presenta la nueva solución de recarga para vehículos eléctricos Raption 22 kW DC*.

<<https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/circontrol-presenta-nueva-solucion-recarga-vehiculos-electricos-raption-22kw-dc/20160408151939011654.html>>

[24] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (2016). *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*.

[25] The Wallbox (sf). <<http://wallbox.eu/en/manufacturer/circontrol-movilidad-electrica/>>

[26] Motorpasion (2019). *Cuánto cuesta cargar un coche eléctrico con las tarifas de la luz que hay en España* [online] con acceso en <<https://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/cuanto-cuesta-cargar-coche-electrico-tarifas-luz-que-hay-espana>>

[27] Inflation.eu (2019). *Inflación armonizada de España en 2018* [online] con acceso en <<https://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipca-inflacion-espana-2018.aspx>>

[28] Viesgo solar (sf). *Simulador de Viesgo Solar* [online] con acceso en <<https://www.viesgosolar.com/simulador>>

ANEXO I - MATLAB

Main Script

```
close
clear
clc

run('Read_In.m')
Latitude = 37.38; %Latitude for Seville
Longitude = -5.97; %Longitude for Seville
ModuleTilt = 30; %Roof Module Tilt
TimeZone = 2; %Time zone for Spain

ModuleType = ModuleC; %[ModuleA, ModuleB, ModuleC];
ModuleEast = 35; %Number of modules in the east roof
ModuleWest = 0; %Number of modules in the west roof

Itterations =
length(ModuleType)*length(ModuleEast)*length(ModuleWest);

ResultsSize = 8;
ResultsCell = cell(Itterations,ResultsSize);
SimulationIndex = 1;

disp('Run Loop')

for i = 1:length(ModuleType)
    for j = 1:length(ModuleEast)
        for k = 1:length(ModuleWest)
            if ModuleEast(j) + ModuleWest(k) ~= 35
                continue
            end
            Result =
SolarCalculator(Latitude,Longitude,TimeZone,ModuleTilt,ModuleEast(j),ModuleWest(k),ModuleType(i),PowerDemand,TempAmbient,CloudCover);

                ResultsCell{SimulationIndex,1} = Result{1};
                ResultsCell{SimulationIndex,2} = Result{2};
                ResultsCell{SimulationIndex,3} = Result{3};
                ResultsCell{SimulationIndex,4} = Result{4};
                ResultsCell{SimulationIndex,ResultsSize} =
Result{5};
                ResultsCell{SimulationIndex,ResultsSize-3} =
ModuleType(i).Name;
                ResultsCell{SimulationIndex,ResultsSize-2} =
ModuleEast(j);
                ResultsCell{SimulationIndex,ResultsSize-1} =
ModuleWest(k);

                disp(SimulationIndex/Itterations*100)
                SimulationIndex = SimulationIndex +1;
            end
        end
    end
end
```

```
end  
end  
end
```

Function SolarCalculator

```
function SimulationResults =  
SolarCalculator(Latitude,Longitude,TimeZone,ModuleTilt,NumberMod  
ulesEast,NumberModulesWest,Module,PowerDemand,TempAmbient,CloudC  
over)  
%Takes a series of inputs and returns the length of time it will  
take to  
%recoup costs associated with the install in years Inputs:  
(Latitude,  
%Longitude, Module Tile, Modules East, Modules West, Module  
Type,Demand  
%Table, Temperature Table, CloudCover Table)  
  
% Constants  
ModuleAzimuthEast = 180;  
ModuleAzimuthWest = 270;  
InverterEfficiency = 0.97;  
WiringEfficiency = 0.98;  
  
% MODULE CHARACTERISTICS  
Efficiency = Module.Efficiency;  
Width = Module.Width;  
Length = Module.Length;  
AreaEast = Width*Length*NumberModulesEast;  
AreaWest = Width*Length*NumberModulesWest;  
NOCT = Module.NOCT;  
T_NOCT = Module.T_NOCT;  
G_NOCT = Module.G_NOCT;  
T_stc = Module.T_stc;  
TempCoeff = Module.TempCoeff;  
ModuleCost = Module.Cost;  
InverterCost = 2000;  
  
% Energy Rates (hour discrimination)  
  
Peak = 0.161765; %€  
OffPeak = 0.071459; %€  
Shoulder = 0.092585; %€  
Feed = 0.06; %€  
%https://tarifaluzhora.es/info/discriminacion-horaria  
  
%Times  
Peak1 = 10;  
Shoulder1 = 14;  
Peak2 = 18;  
Shoulder2 = 22;  
OffPeak1 = 24;  
Time = [zeros(1,(Peak1)*4), ones(1,(Shoulder1-Peak1)*4),  
2*ones(1,(Peak2-Shoulder1)*4), ones(1,(Shoulder2-Peak2)*4),  
2*ones(1,(OffPeak1-Shoulder2)*4)];  
%https://www.ree.es/es/red21/eficiencia-energetica-y-consumo-  
inteligente/nuestros-habitos-de-consumo#
```

```

% Hour Angle, Declination angle, SunElevation & SunAzimuth
LSTM = 15*TimeZone;

% Initialise variables to save memory
Declination = zeros(1,365);
Preallocate = zeros(96,365);
LST = Preallocate;
HRA = Preallocate;
SunElevation = Preallocate;
SunZenith = Preallocate;
SunAzimuth = Preallocate;
AirMass = Preallocate;
I_B = Preallocate;
I_BModuleEast = Preallocate;
I_BModuleWest = Preallocate;
I_DModule = Preallocate;
I_GModuleEast = Preallocate;
I_GModuleWest = Preallocate;
TempModuleEast = Preallocate;
TempModuleWest = Preallocate;
EfficiencyModuleEast = Preallocate;
EfficiencyModuleWest = Preallocate;
PowerGeneratedEast = Preallocate;
PowerGeneratedWest = Preallocate;
PowerGenerated = Preallocate;
PowerDifference = Preallocate;
Cost = Preallocate;
PowerDemandCost = Preallocate;

for day = 1:365
    Declination(day) = 23.45*sind((360/365)*(284+day));
    B = (360/365)*(day-81);
    EoT = 9.87*sind(2*B)-7.53*cosd(B)-1.5*sind(B);
    TC = 4*(Longitude-LSTM)+EoT;

    for hour = 1:96
        LT = hour/4;
        LST(hour,day) = LT + TC/60;
        HRA(hour,day) = 15*(LST(hour,day)-12);
        SunElevation(hour,day) =
asind(sind(Declination(day))*sind(Latitude)+cosd(Declination(day)
))*cosd(Latitude)*cosd(HRA(hour,day)));
        if SunElevation(hour,day) < 0
            SunElevation(hour,day) = 0;
        end
        SunZenith(hour,day) = 90-SunElevation(hour,day);
        SunAzimuth(hour,day) =
acosd((((sind(Declination(day))*cosd(Latitude))-
(cosd(Declination(day))*sind(Latitude))*cosd(HRA(hour,day)))))/si
nd(SunZenith(hour,day)));
        if HRA(hour,day) > 0
            SunAzimuth(hour,day)= 360 - SunAzimuth(hour,day);

```

```

end
AirMass(hour, day) = (1/(cosd(SunZenith(hour, day)))));
I_B(hour, day) = 1.353*0.7^(AirMass(hour, day)^0.678)*(1-
CloudCover(hour, day));

I_BModuleEast(hour, day) =
I_B(hour, day)*(cosd(SunElevation(hour, day))*sind(ModuleTilt)*cos
d(ModuleAzimuthEast-
SunAzimuth(hour, day))+sind(SunElevation(hour, day))*cosd(ModuleTi
lt));
I_BModuleWest(hour, day) =
I_B(hour, day)*(cosd(SunElevation(hour, day))*sind(ModuleTilt)*cos
d(ModuleAzimuthWest-
SunAzimuth(hour, day))+sind(SunElevation(hour, day))*cosd(ModuleTi
lt));

I_DModule(hour, day) = I_B(hour, day)*0.1*(0.5*(1+cosd(ModuleTilt)))
;

I_GModuleEast(hour, day) = I_DModule(hour, day) + I_BModuleEast(hour, d
ay);
if I_GModuleEast(hour, day) < 0
I_GModuleEast(hour, day) = 0;
end
TempModuleEast(hour, day) =
TempAmbient(hour, day) + I_GModuleEast(hour, day)*((NOCT-
T_NOCT)/G_NOCT);
EfficiencyModuleEast(hour, day) = Efficiency*(1-
(TempModuleEast(hour, day)-T_stc)*TempCoeff);

I_GModuleWest(hour, day) = I_DModule(hour, day) + I_BModuleWest(hour, d
ay);
if I_GModuleWest(hour, day) < 0
I_GModuleWest(hour, day) = 0;
end
TempModuleWest(hour, day) =
TempAmbient(hour, day) + I_GModuleWest(hour, day)*((NOCT-
T_NOCT)/G_NOCT);
EfficiencyModuleWest(hour, day) = Efficiency*(1-
(TempModuleWest(hour, day)-T_stc)*TempCoeff);

PowerGeneratedEast(hour, day) =
I_GModuleEast(hour, day)*AreaEast.*EfficiencyModuleEast(hour, day)
;
PowerGeneratedWest(hour, day) =
I_GModuleWest(hour, day)*AreaWest.*EfficiencyModuleWest(hour, day)
;

PowerGenerated(hour, day) = (PowerGeneratedEast(hour, day)
+

```

```

PowerGeneratedWest(hour,day))*InverterEfficiency*WiringEfficiency;

    PowerDifference(hour,day) = PowerDemand(hour,day) -
PowerGenerated(hour,day);

    if PowerDifference(hour,day) >= 0
        if Time(hour) == 0 %Offpeak
            Cost(hour,day) =
OffPeak*PowerDifference(hour,day)*0.25;
        elseif Time(hour) == 1 %Peak
            Cost(hour,day) =
Peak*PowerDifference(hour,day)*0.25;
        elseif Time(hour) == 2 %Shoulder
            Cost(hour,day) =
Shoulder*PowerDifference(hour,day)*0.25;
        end
    else
        Cost(hour,day) =
Feed*PowerDifference(hour,day)*0.25;
    end

    if Time(hour) == 0 %Offpeak
        PowerDemandCost(hour,day) =
OffPeak*PowerDemand(hour,day)*0.25;
    elseif Time(hour) == 1 %Peak
        PowerDemandCost(hour,day) =
Peak*PowerDemand(hour,day)*0.25;
    elseif Time(hour) == 2 %Shoulder
        PowerDemandCost(hour,day) =
Shoulder*PowerDemand(hour,day)*0.25;
    end

end
end

InitialCost = ModuleCost*(NumberModulesEast + NumberModulesWest)
+ InverterCost;
AnnualCost = sum(sum(Cost));
DemandCost = sum(sum(PowerDemandCost));

AnnualSaving = DemandCost - AnnualCost;
PayBack = InitialCost/AnnualSaving;

Savings5 = AnnualSaving*5 - InitialCost;
Savings10 = AnnualSaving*10 - InitialCost;
Savings25 = AnnualSaving*25 - InitialCost;

SimulationData.Declination = Declination;
SimulationData.LST = LST;
SimulationData.HRA = HRA;
SimulationData.SunElevation = SunElevation;

```

```

SimulationData.SunZenith = SunZenith;
SimulationData.SunAzimuth = SunAzimuth;
SimulationData.AirMass = AirMass;
SimulationData.I_B = I_B;
SimulationData.I_BModuleEast = I_BModuleEast;
SimulationData.I_BModuleWest = I_BModuleWest;
SimulationData.I_DModule = I_DModule;
SimulationData.I_GModuleEast = I_GModuleEast;
SimulationData.I_GModuleWest = I_GModuleWest;
SimulationData.TempModuleEast = TempModuleEast;
SimulationData.TempModuleWest = TempModuleWest;
SimulationData.EfficiencyModuleEast = EfficiencyModuleEast;
SimulationData.EfficiencyModuleWest = EfficiencyModuleWest;
SimulationData.PowerGeneratedEast = PowerGeneratedEast;
SimulationData.PowerGeneratedWest = PowerGeneratedWest;
SimulationData.PowerGenerated = PowerGenerated;
SimulationData.PowerDifference = PowerDifference;
SimulationData.Cost = Cost;
SimulationData.PowerDemandCost = PowerDemandCost;

SimulationResults = {PayBack, Savings5, Savings10, Savings25,
SimulationData};

```

Read-In Script

```
% Months
% Days in each month
Jan = 31;
Feb = 28;
Mar = 31;
Apr = 30;
May = 31;
Jun = 30;
Jul = 31;
Aug = 31;
Sep = 30;
Oct = 31;
Nov = 30;
Dec = 31;
% Create list with days of each month, where the month number
can be used
% as index
DayList = [Jan, Feb, Mar, Apr, May, Jun, Jul, Aug, Sep, Oct,
Nov, Dec];

% Create vector where each entry is the starting day for each
month
Year = ones(13,1); %Innitialise
for i = 1:12
    Year(i+1) = sum(DayList(1:i))+1;
end

%% Demand Curve
DemandData = csvread('Demand.csv',1,1); %Read in csv data

PowerDemand = zeros(96,365); %Innitialise
DemandCurveMonthly = zeros(96,13);

for month = 1:13
    DemandCurveMonthly(:,month) =
spline(0:24,DemandData(:,month),0.25:0.25:24);
end

for hour = 1:96
    PowerDemand(hour,:) =
spline(Year,DemandCurveMonthly(hour,:),1:365);
end

%% Ambient Temperature
TempData = csvread('Temperature.csv',1,1);

DailyTempAvg = spline(Year,TempData(1,:),1:365);
DailyTempMin = spline(Year,TempData(2,:),1:365);
DailyTempMax = spline(Year,TempData(3,:),1:365);

TempAmbient = zeros(96,365);
% x = [-18,-9,6,15,30,39];
```

```

x = [0,30,60,90,120,150];
for day = 1:365
    MaxTemp = DailyTempMax(day);
    MinTemp = DailyTempMin(day);
    y = [MinTemp,MaxTemp,MinTemp,MaxTemp,MinTemp,MaxTemp];
    TempAmbient(:,day) = spline(x,y,0.25:0.25:24);
end

%% Cloud Cover
CloudCover = zeros(96,365);
%% Module Specifications
ModuleData = csvread('Module.csv',1,2);

% Expensive Module
Col = 1;
Module.Width = ModuleData(1,Col);
Module.Length = ModuleData(2,Col);
Module.NOCT = ModuleData(3,Col);
Module.T_NOCT = ModuleData(4,Col);
Module.G_NOCT = ModuleData(5,Col);
Module.T_stc = ModuleData(6,Col);
Module.Efficiency = ModuleData(7,Col)/100;
Module.TempCoeff = ModuleData(8,Col)/100;
Module.Cost = ModuleData(9,Col);
Module.Name = 'Expensive';
ModuleA = Module;

% Midrange Module
Col = 2;
Module.Width = ModuleData(1,Col);
Module.Length = ModuleData(2,Col);
Module.NOCT = ModuleData(3,Col);
Module.T_NOCT = ModuleData(4,Col);
Module.G_NOCT = ModuleData(5,Col);
Module.T_stc = ModuleData(6,Col);
Module.Efficiency = ModuleData(7,Col)/100;
Module.TempCoeff = ModuleData(8,Col)/100;
Module.Cost = ModuleData(9,Col);
Module.Name = 'Midrange';
ModuleB = Module;

% Cheap Module
Col = 3;
Module.Width = ModuleData(1,Col);
Module.Length = ModuleData(2,Col);
Module.NOCT = ModuleData(3,Col);
Module.T_NOCT = ModuleData(4,Col);
Module.G_NOCT = ModuleData(5,Col);
Module.T_stc = ModuleData(6,Col);
Module.Efficiency = ModuleData(7,Col)/100;
Module.TempCoeff = ModuleData(8,Col)/100;
Module.Cost = ModuleData(9,Col);
Module.Name = 'Cheap';

```

```
ModuleC = Module;  
%%  
clearvars -except DailyTempMax DailyTempMin DailyTempAvg  
PowerDemand TempAmbient CloudCover ModuleA ModuleB ModuleC  
disp('"Read_In" complete')
```

ANEXO II – Comparativa de cálculos (orientación e inclinación)

Dados los resultados obtenidos a partir de las condiciones iniciales de orientación e inclinación, se procede a realizar una comparativa realizando cambios en estos parámetros iniciales, observando las principales métricas y permitiendo así comprobar que las condiciones elegidas son las más óptimas. En caso de no serlo, se realizarán cambios en el diseño que permitan seguir adelante con la implantación de acuerdo a las mejores condiciones.

1. Orientación

En este apartado se observará cómo responde el sistema a un cambio total en la orientación de los paneles. Se dispondrán, en diferentes proporciones, paneles en orientación este y orientación oeste, cada lado con una inclinación de 30º, simulando así el tejado de una vivienda. De esta manera, el proyecto cambia totalmente y se analizarán los efectos a ambos lados del tejado. Como cabe esperar, la irradiancia que llegará a estos paneles será mayor en el este por la mañana y mayor al oeste por la tarde, por lo que la suma de ambos será lo que se comparará con lo obtenido con los paneles dispuestos en orientación sur.

En las siguientes gráficas se observará cómo afecta el cambio de orientación a la irradiancia y finalmente a la energía generada frente a la demandada, que se mantiene igual respecto al escenario principal.

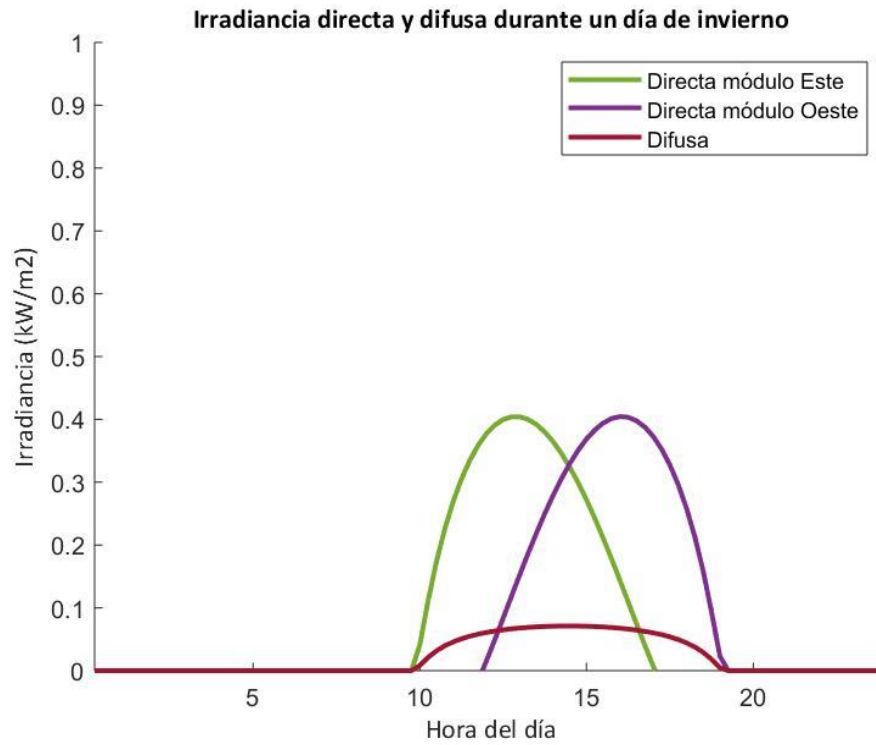


Ilustración 71. Irradiancia directa y difusa en un día de invierno con orientación este-oeste

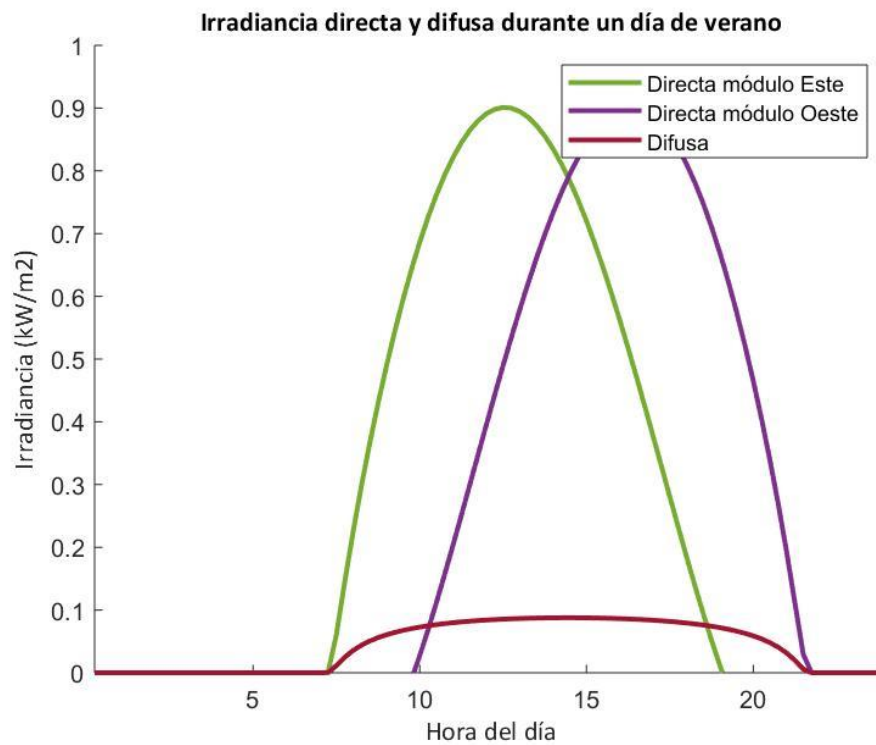


Ilustración 72. Irradiancia directa y difusa en un día de verano con orientación este-oeste

Tal y como se comentaba, se puede observar en las 2 primeras gráficas la distribución de la irradiancia en un día de verano y un día de invierno para los paneles orientados al este y los paneles orientados al oeste. El pico de irradiancia se dará en un horario diferentes para cada una de las orientaciones y el rango en el que se percibe la irradiancia durante el verano será más amplio, al igual que el escenario con todos los paneles orientados al sur. Destacar también, que el valor al que se asciende en verano es más alto. Sin embargo, el valor alcanzado en invierno en este escenario será inferior al alcanzado con la orientación sur, mientras que, durante un día de verano, ambos valores son muy parecidos.

En cuanto al análisis de generación total anual y durante días concretos que representan las estaciones más extremas, los valores alcanzados y por tanto el nivel de demanda cubierto, son mucho inferiores a los obtenidos colocando todos los paneles calculados con orientación sur.

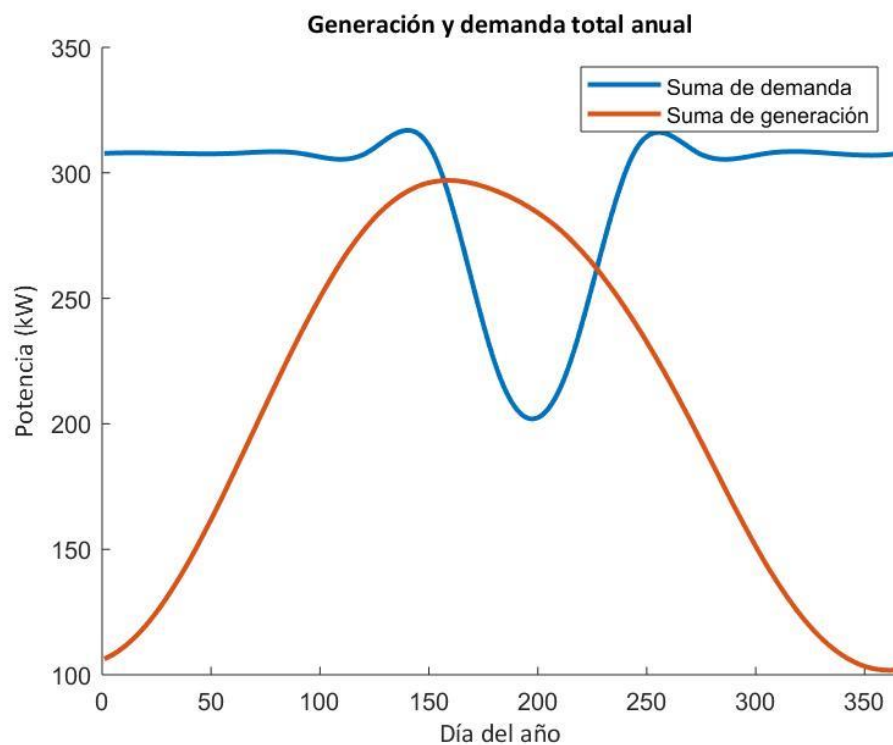


Ilustración 73. Generación y demanda total anual con orientación este-oeste

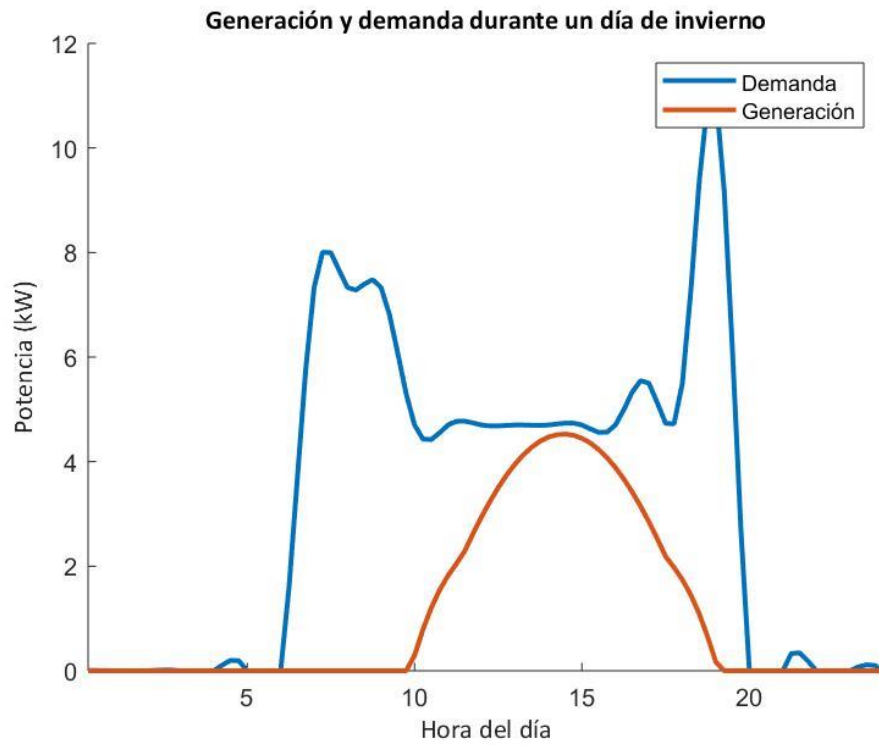


Ilustración 74. Generación y demanda en un día de invierno con orientación este-oeste

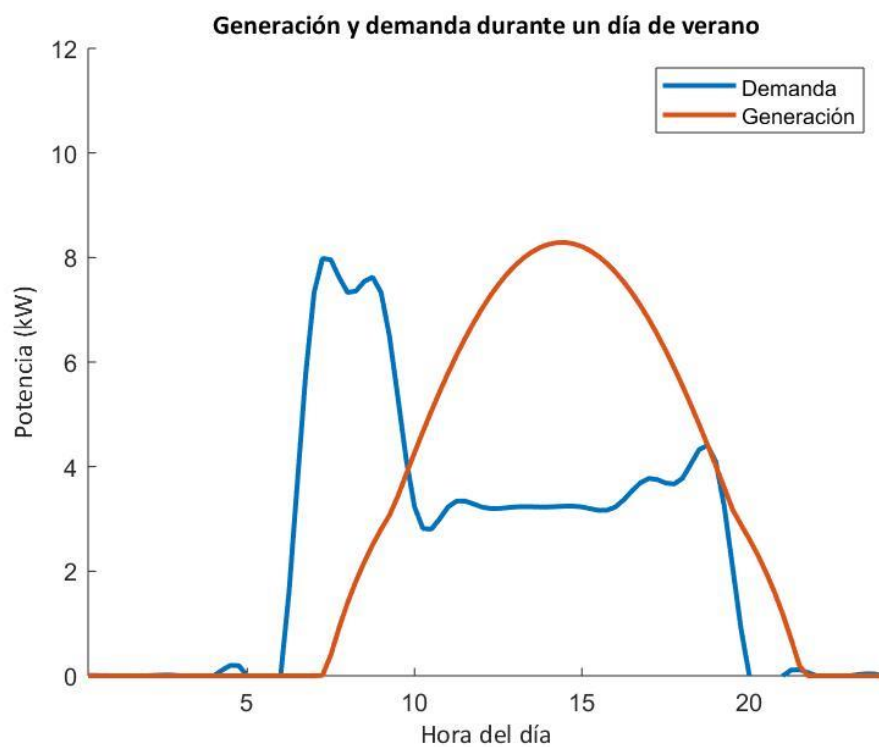


Ilustración 75. Generación y demanda en un día de verano con orientación este-oeste

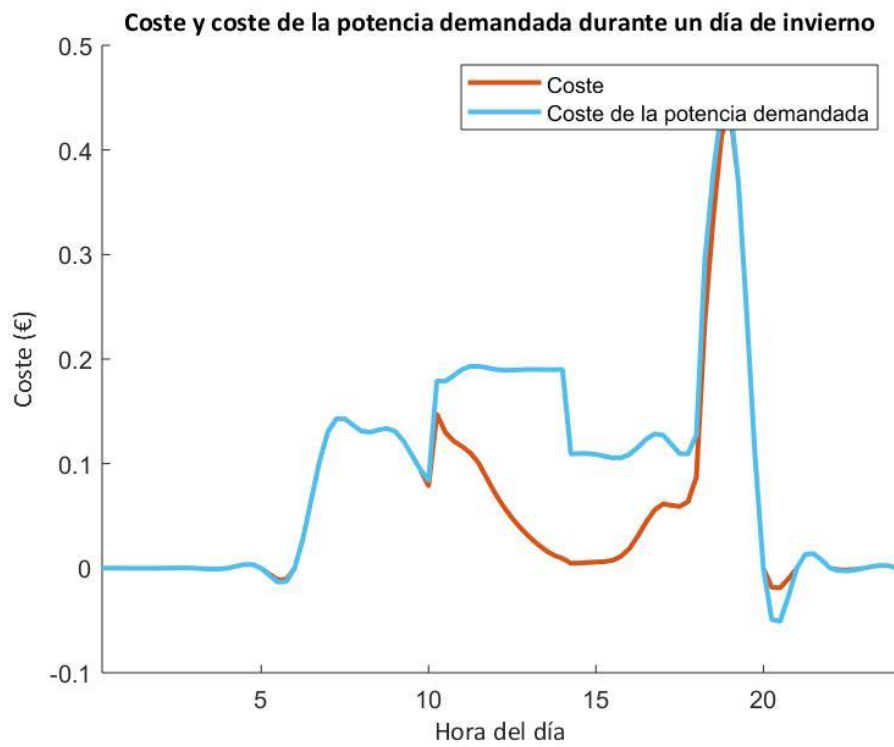


Ilustración 76. Coste y coste de la potencia demanda en un día de invierno con orientación este-oeste

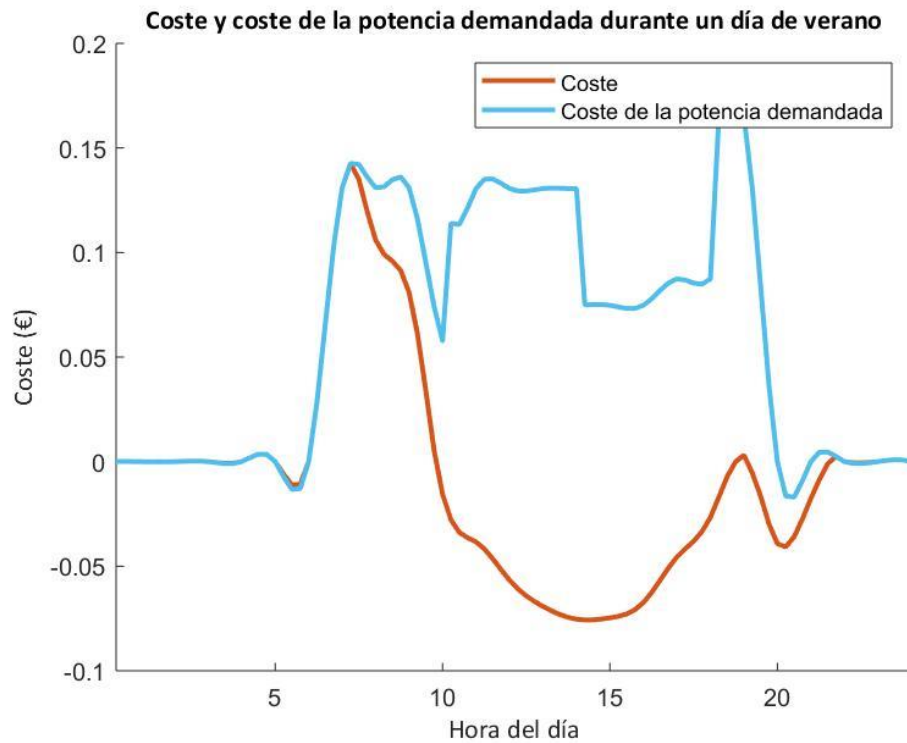


Ilustración 77. Coste y coste de la potencia demanda en un día de verano con orientación este-oeste

De la misma manera, la temperatura alcanzada por cada uno de los módulos, y que por tanto afectará al rendimiento de la instalación se ven afectados por la intensidad de la irradiancia. Es por esto que los picos de temperatura se dan antes o después en este y oeste respectivamente.

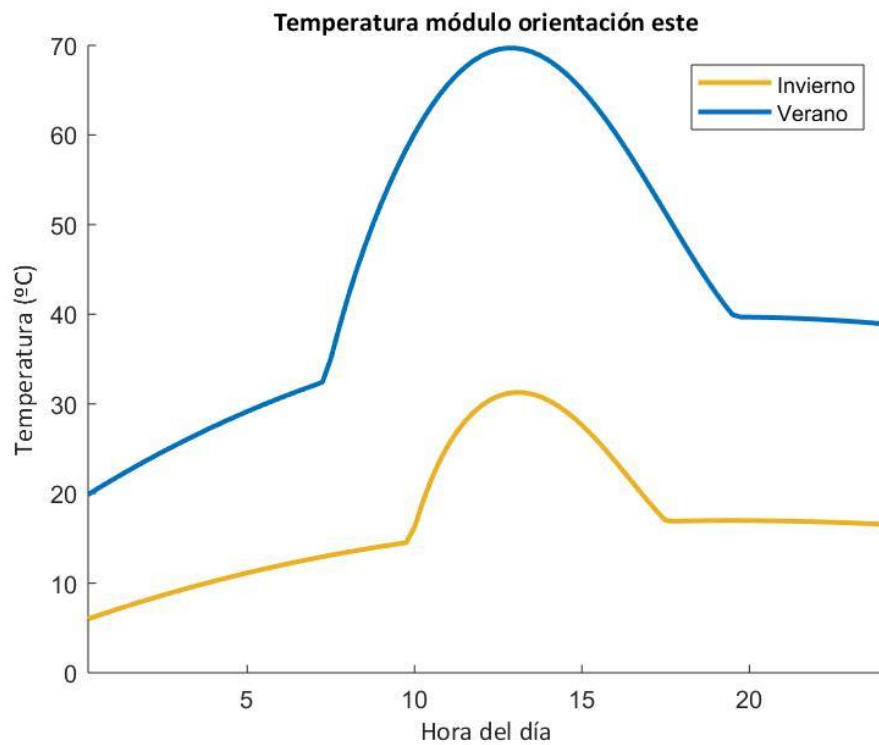


Ilustración 78. Temperatura módulo este en invierno y verano

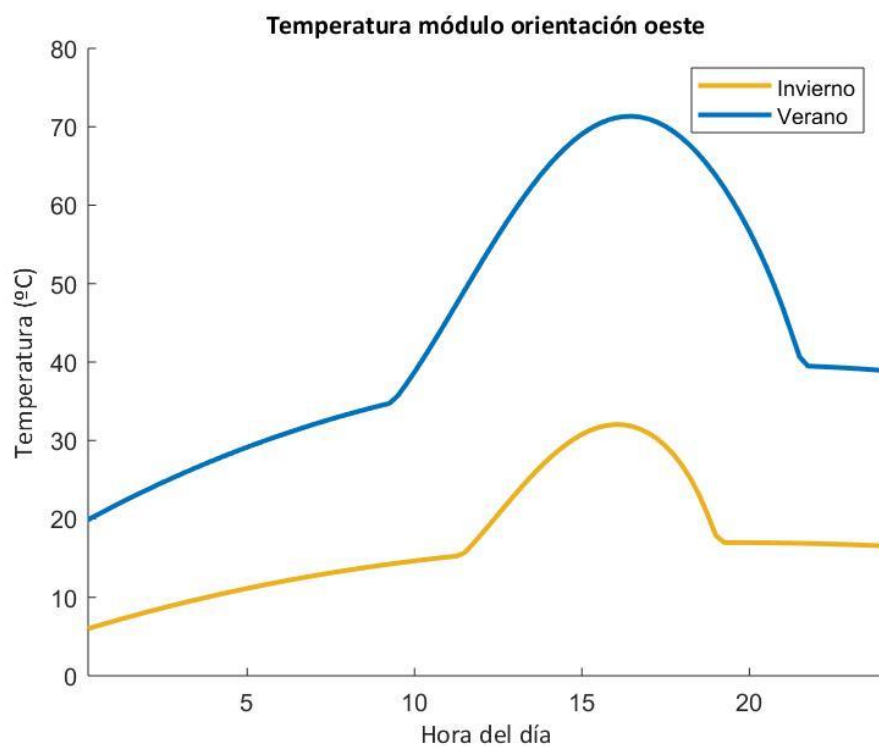


Ilustración 79. Temperatura módulo oeste en invierno y verano

Una vez obtenidos los gráficos se comparará entre diferentes proporciones de paneles este-oeste cuál es la disposición más óptima en términos de ahorro.

ORIENTACIÓN	AMORTIZACIÓN	AHORRO 5 AÑOS	AHORRO 10 AÑOS	AHORRO 25 AÑOS
20-20 ESTE-OESTE	4.68 años	645.80€	10,812€	41,309€
25-15 ESTE-OESTE	4.70 años	610.94€	10,742€	41,135€
30-10 ESTE-OESTE	3.74 años	525.03€	10,570€	40,705€
40 SUR	3.87 años	2,512.1€	13,604€	46,881€

Tabla 20. Comparativa de ahorro según la orientación

Una vez más, habiendo elegido orientación sur para todos los paneles resulta beneficioso en términos de ahorro tanto a los 10 años como a los 25 años.

2. Inclinación

En este apartado se mantendrá constante la orientación (sur) y se variará el parámetro que define la inclinación de los paneles. Se procede a analizar dos escenarios diferentes en términos de ahorro y también en términos de desempeño y rendimiento eléctrico.

De la misma manera, al comparar diferentes escenarios respecto al principal, con inclinación mayor y menor, se puede observar que la inclinación elegida no es la más óptima en términos de ahorro, y que aumentar 1º la inclinación aumentaría un poco el ahorro. Además, se puede comprobar también que en términos de generación, esta aumenta al aumentar de 30º a 35º.

INCLINACIÓN	AMORTIZACIÓN	AHORRO 5 AÑOS	AHORRO 10 AÑOS	AHORRO 25 AÑOS
35º	3.92 años	2,617€	14,755€	51,168€
25º	3.93 años	2,587€	14,694€	51,016€
31º	3.92 años	2,632€	14,785€	51,242€
30º	3.92 años	2,630€	14,781€	51,231€

Tabla 21. Comparativa de ahorro según la inclinación

Tilt 25:

Ahora se observará con detalle los gráficos obtenidos para una inclinación de 25º.

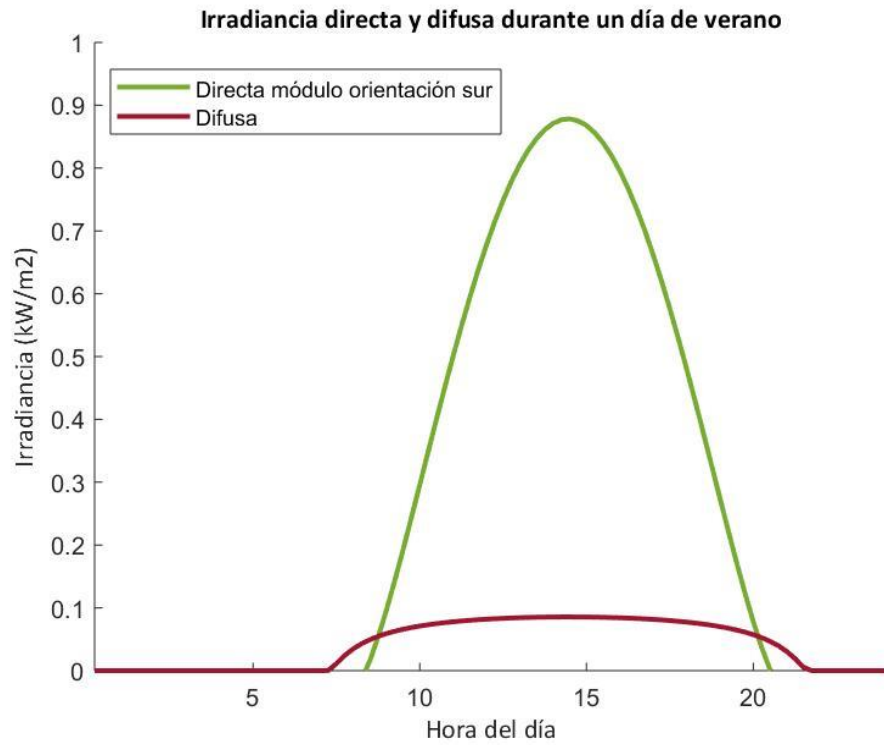


Ilustración 80. Irradiancia directa y difusa en un día de verano 25º de inclinación

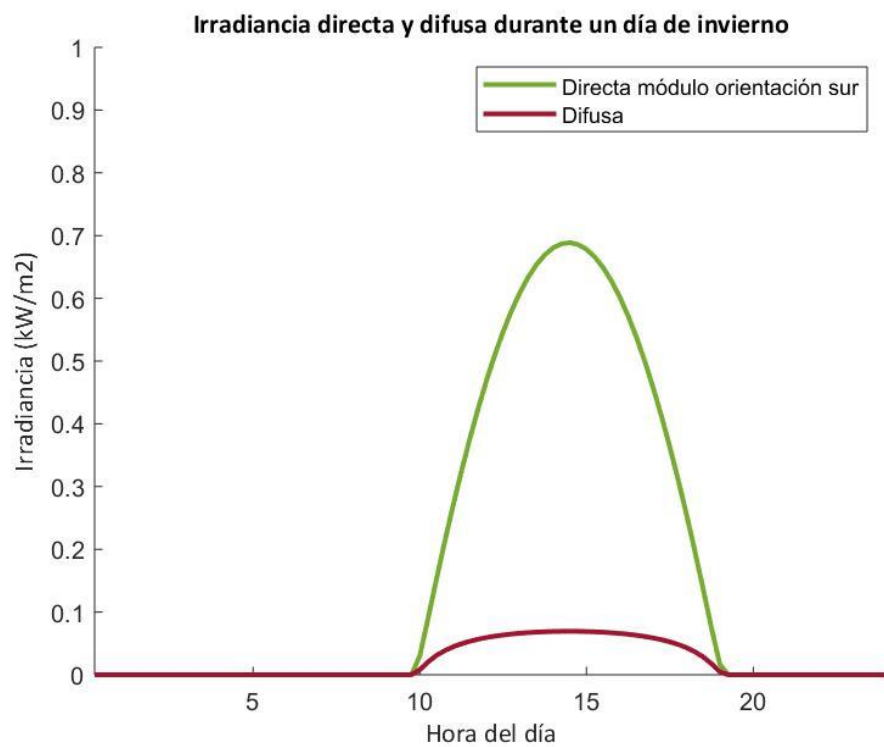


Ilustración 81. Irradiancia directa y difusa en un día de invierno 25º de inclinación

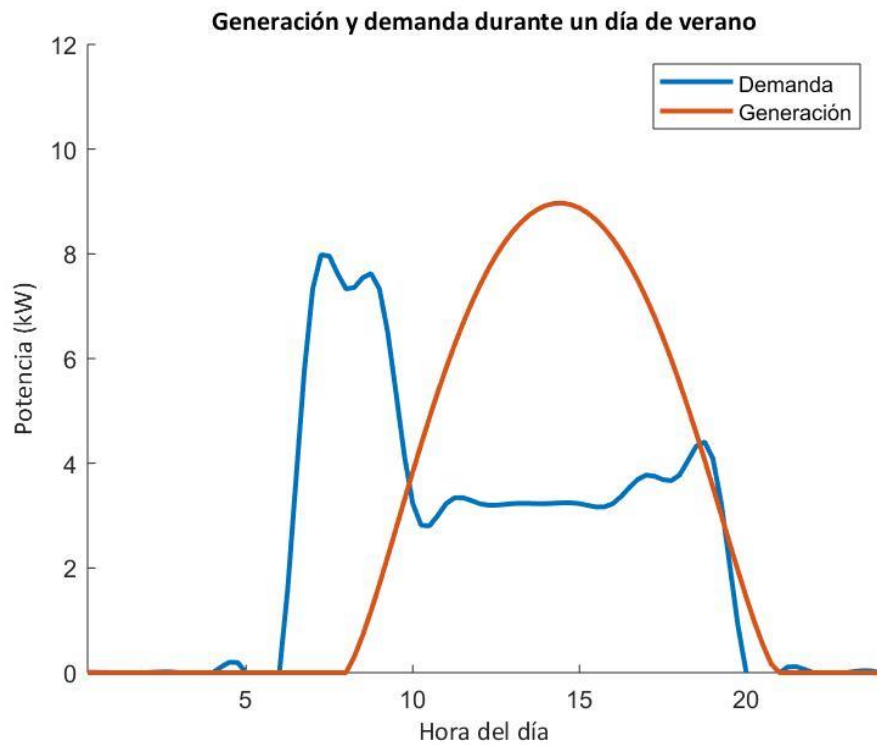


Ilustración 82. Generación y demanda en un día de verano 25º de inclinación

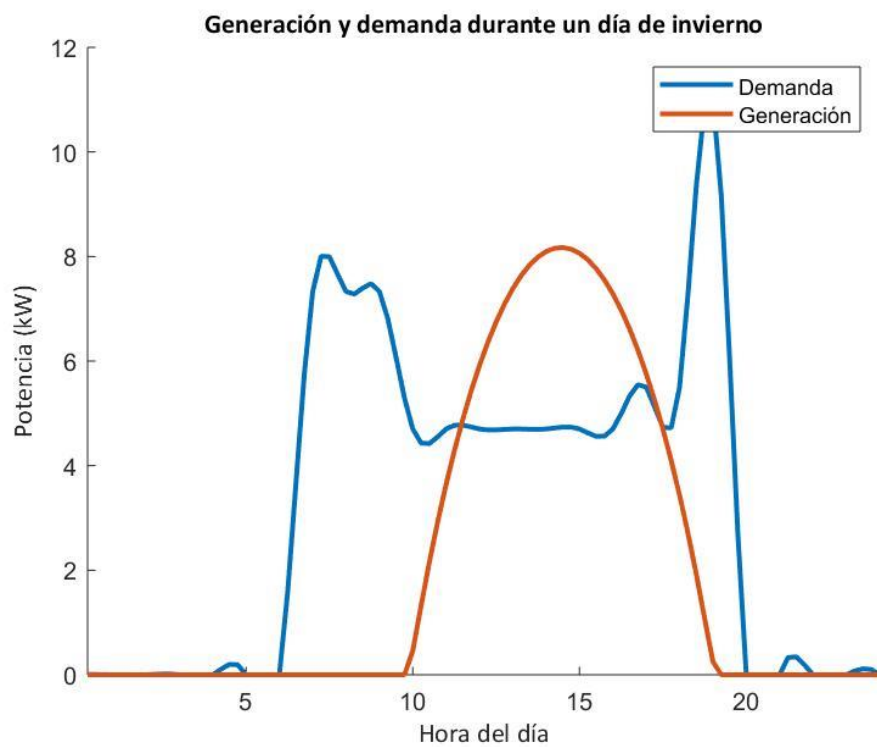


Ilustración 83. Generación y demanda en un día de invierno 25º de inclinación

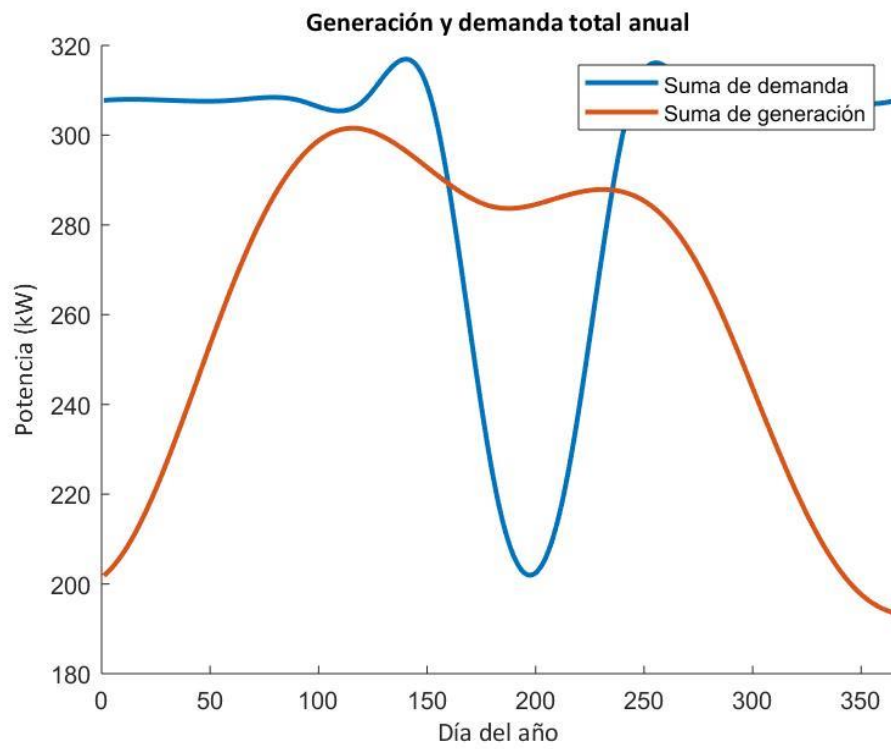


Ilustración 84. Generación y demanda total anual 25º de inclinación

Tilt 35:

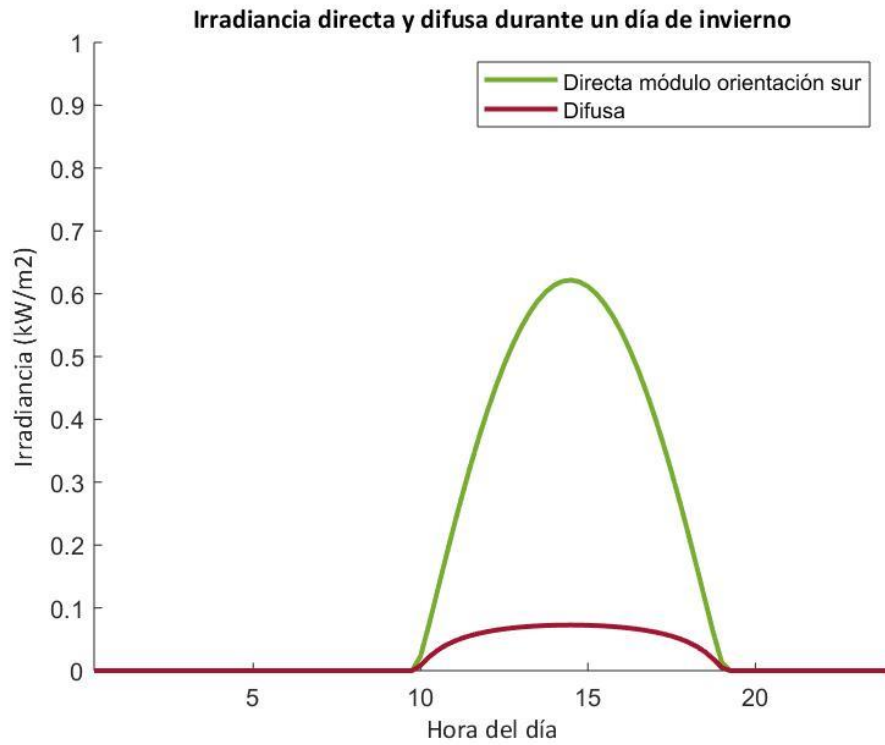


Ilustración 85. Irradiancia directa y difusa en un día de invierno 35° de inclinación

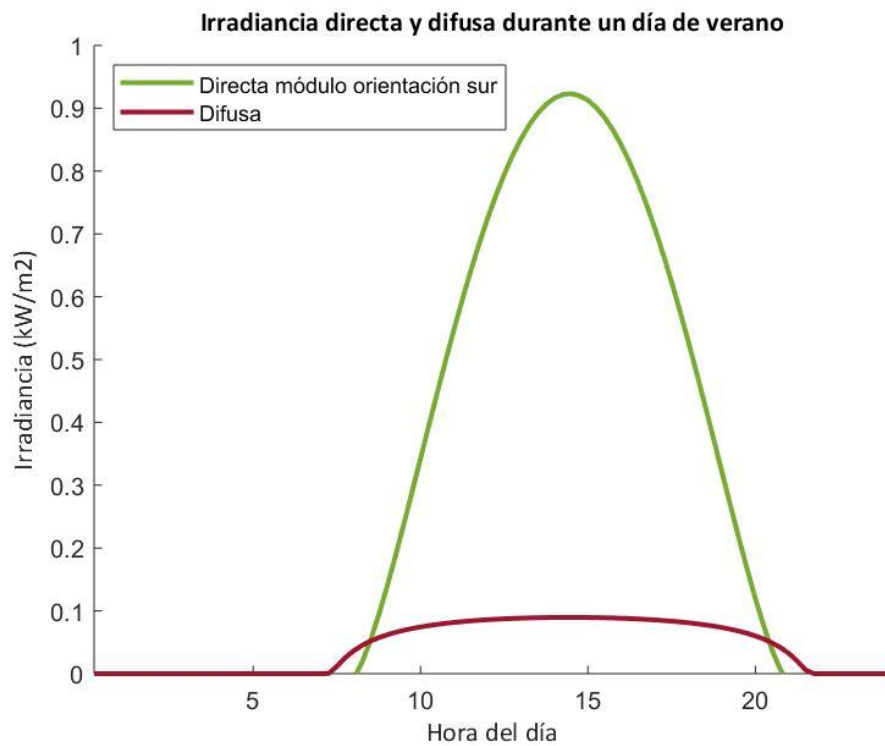


Ilustración 86. Irradiancia directa y difusa en un día de verano 35° de inclinación

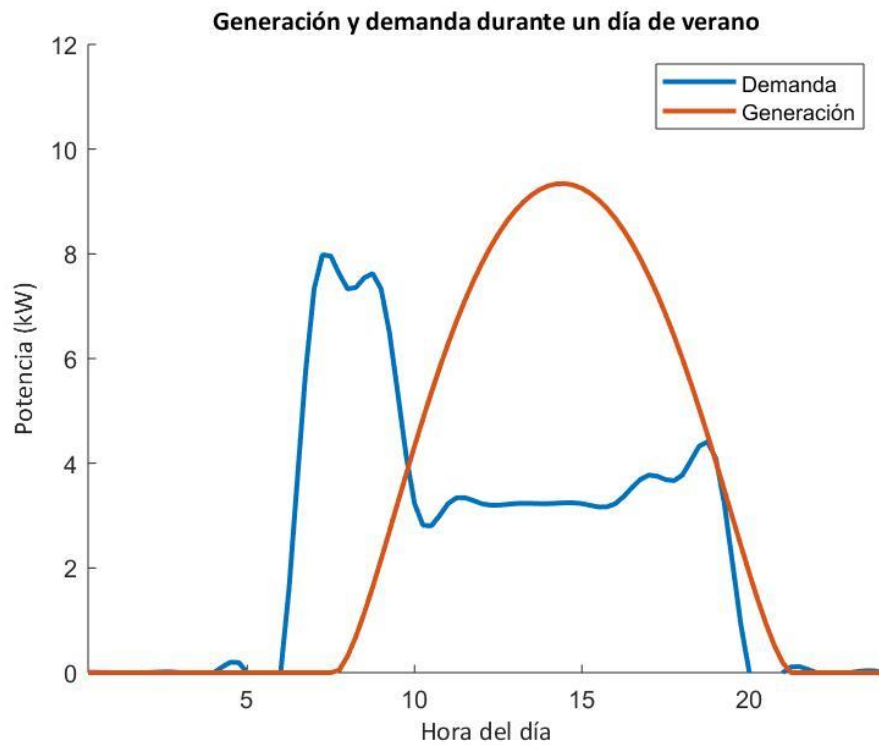


Ilustración 87. Generación y demanda en un día de verano 35º de inclinación

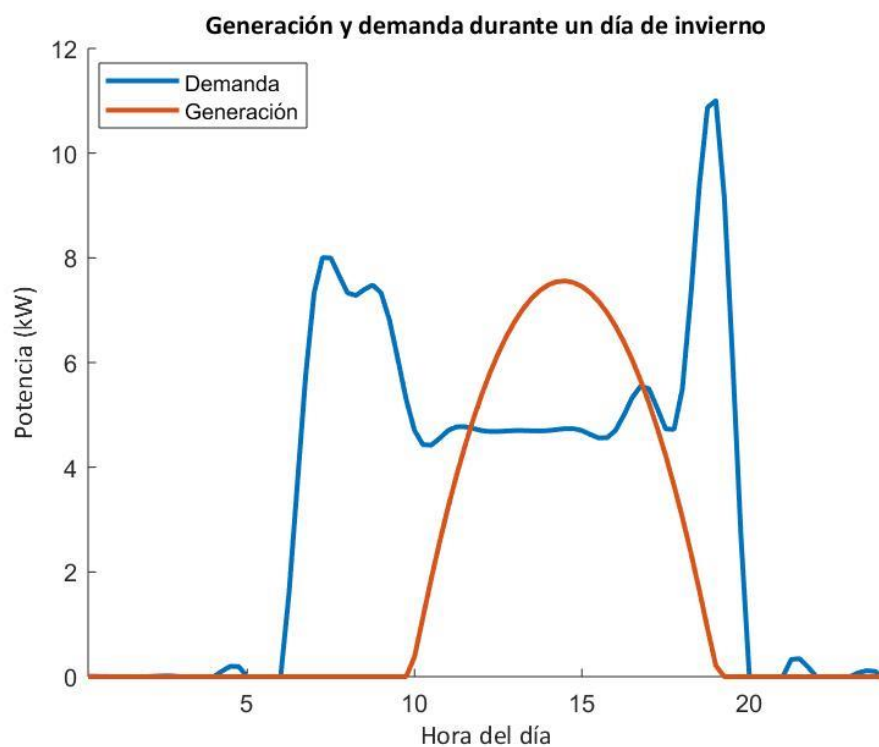


Ilustración 88. Generación y demanda en un día de invierno 35º de inclinación

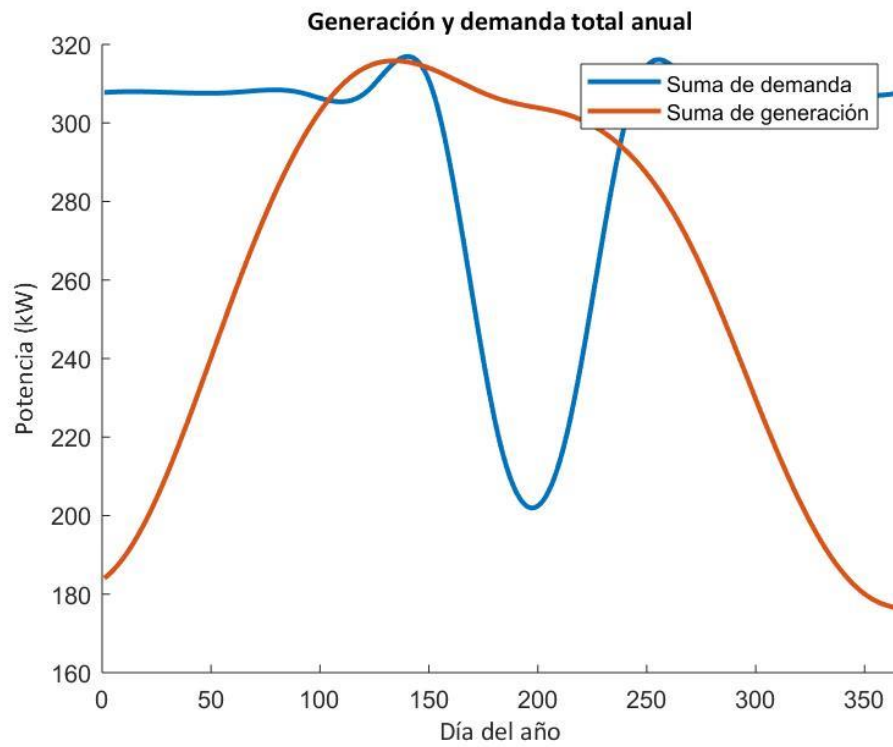
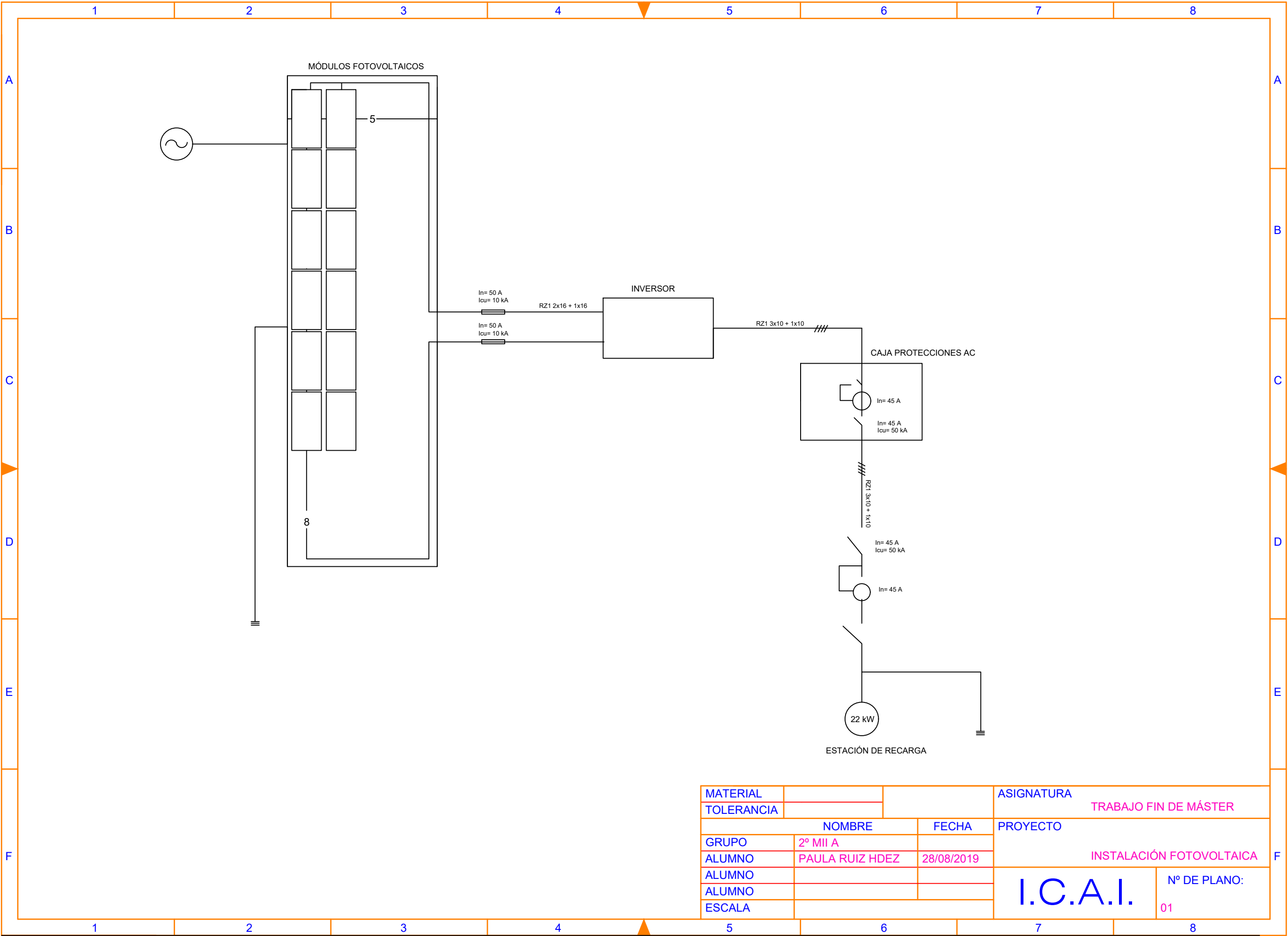
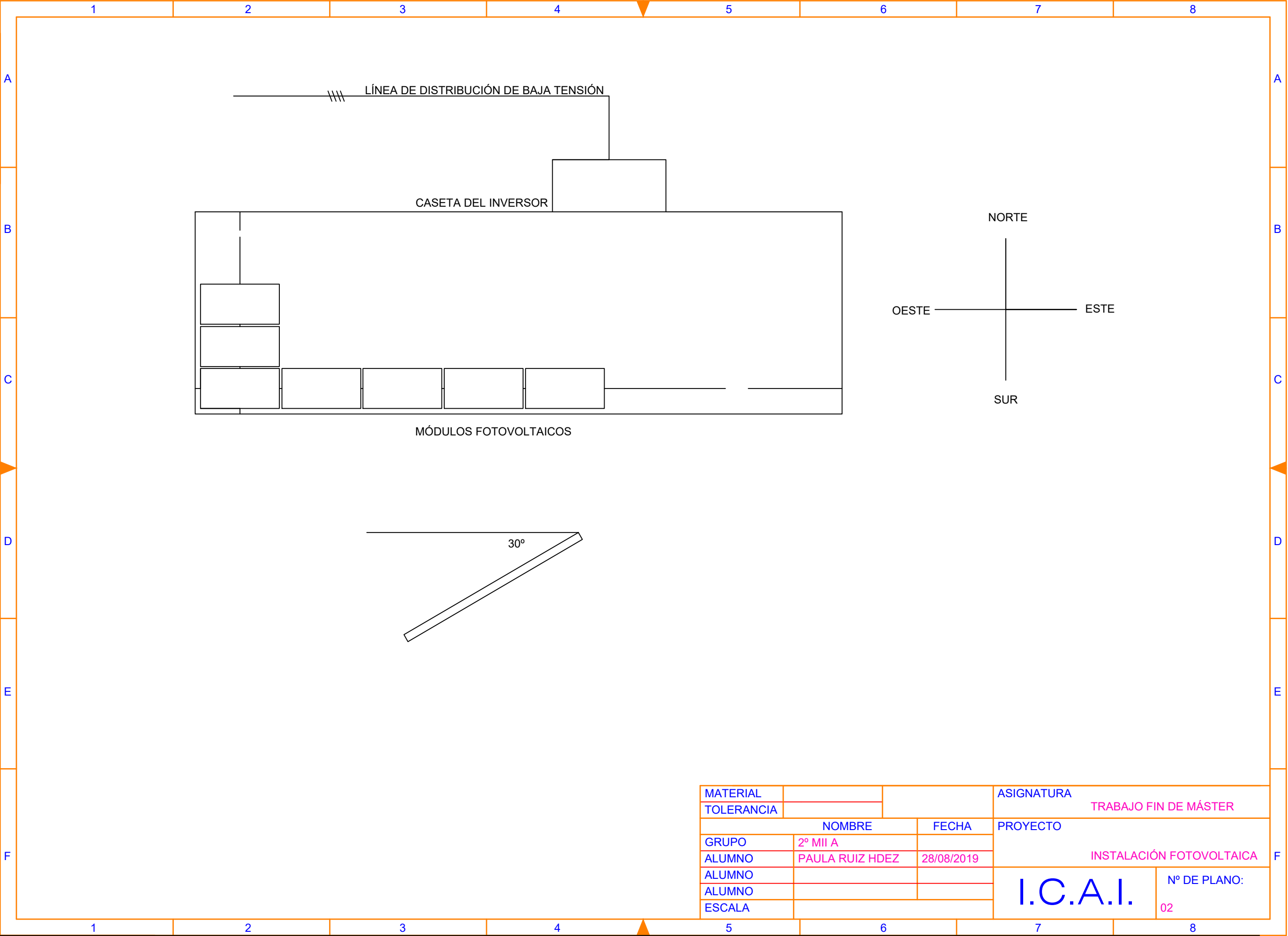


Ilustración 89. Generación y demanda total anual 35° de inclinación

ANEXO III – Planos



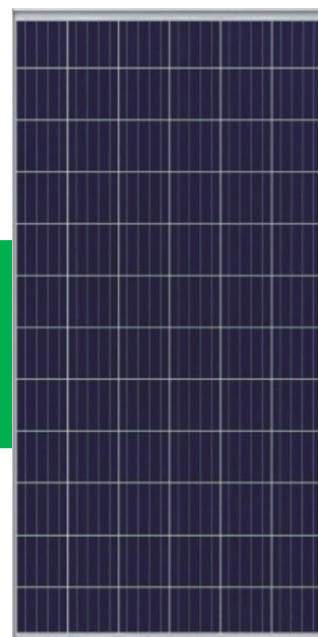
MATERIAL			ASIGNATURA	
TOLERANCIA			TRABAJO FIN DE MÁSTER	
NOMBRE		FECHA	PROYECTO	
GRUPO	2º MII A		I.C.A.I.	
ALUMNO	PAULA RUIZ HDEZ	28/08/2019		
ALUMNO				
ALUMNO				
ESCALA			Nº DE PLANO:	
			01	



ANEXO IV – Fichas de especificaciones módulos solares, inversor y estación de recarga



TITAN SERIES



72 cell Poly-Crystalline Silicon Photovoltaic Module

Key Features



Passed 168 hr PID test, maintaining stable efficiency.



Passed 56-days salt spray test, qualified for sea shore installation.



Heavy snow load up to 5400 Pa



Passed ammonia spray test, enhancing its application on farming houses.

10 year product warranty

12 year 90% output performance guaranteed

25 year 80% output performance guaranteed

STC Electrical Characteristics

	330	325	320	315	310	305
Maximum Power (W)	330	325	320	315	310	305
Power Tolerance (%)	0/+3%	0/+3%	0/+3%	0/+3%	0/+3%	0/+3%
Open Circuit Voltage (Voc)	45.20	44.90	44.60	44.30	44.00	43.7
Short Circuit Current (Isc)	9.18	9.10	9.03	8.93	8.86	8.78
Maximum powerVoltage (V)	37.90	37.70	37.50	37.30	37.10	36.80
Maximum power current (A)	8.71	8.62	8.53	8.44	8.36	8.29
Module Efficiency (%) Maximum	17.08%	16.84%	16.58%	16.32%	16.06%	15.80%
Series Fuse Rating (A)	15	15	15	15	15	15
Maximum System Voltage (V)	DC1000	DC1000	DC1000	DC1000	DC1000	DC1000
Operating Temperature (°C)	-40 to 85	-40 to 85	-40 to 85	-40 to 85	-40 to 85	-40 to 85

* Standard Test Conditions (STC): Solar radiation 1,000 W/m² with light spectrum AM1.5 with a cell temperature of 25°C. Measurement tolerance of Pmpp under STC +/-3%. Accuracy of other electrical data +/-10%. Subject to specification changes without notification.

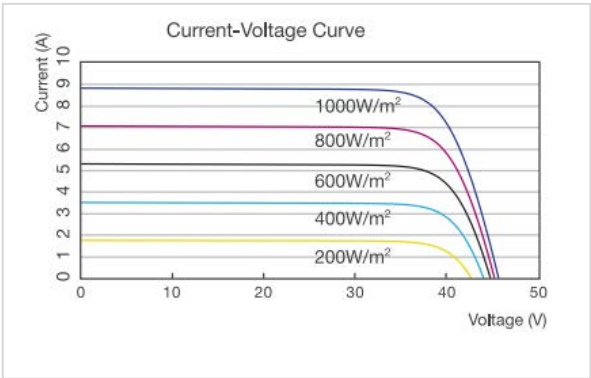
Temperature Characteristics

Short Circuit Current Temperature Coefficient	% / °C	0.06
Open Circuit Voltage Temperature Coefficient	% / °C	-0.34
Maximum Power Temperature Coefficient	% / °C	-0.44

Mechanical Characteristics

Cell Type	156x156 polycrystalline
Back Sheet Color	white
Dimensions (LxWxD mm)	1950 x 990x 50
Weight (kgs)	23
Junction Box	IP65 3 diode MC4
Standard Packaging (pcs per pallet)	27
Module Pieces per container (20 ft. / 40 ft.)	270 / 648

IV Curve



Quality Assurance

1. Electrical Insulation Test

2. Outdoor Exposure Test

3. Hot-spot Endurance Test

4. UV-Exposure

5. Thermal Cycling Test

6. Humidity Freeze Test
7. Damp Heat Test

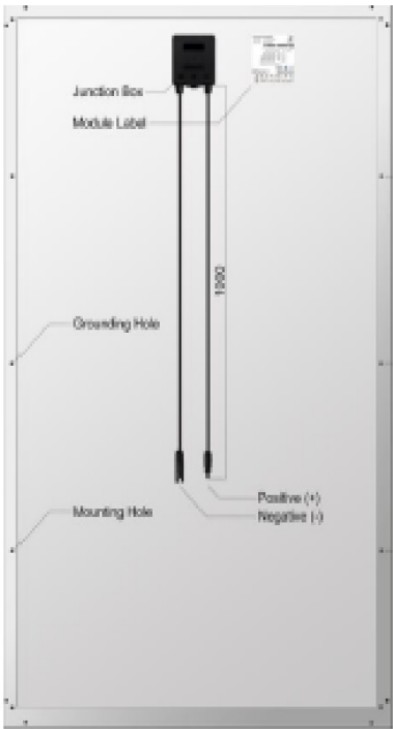
8. Robustness of Terminations

9. Wet Leakage Current Test

10. Mechanical Load Test

11. Hail Impact Test

12. Bypass Diode Thermal Test



LA SOLUCIÓN INTELIGENTE PARA INSTALACIONES EXTERIORES

15 U 208 / 25 U 208

Los inversores INGECON® SUN Smart 15 U / 25 U combinan la robustez de una envolvente de acero inoxidable para instalaciones exteriores (NEMA 3R) con la versatilidad de una amplia gama de potencias, por lo que resultan idóneos para instalaciones de todos los tamaños.

Fácil mantenimiento

El mantenimiento de estos inversores es muy sencillo, gracias a que su bloque de electrónica es fácilmente sustituible desde el exterior. La etapa de conversión trifásica pura del inversor ofrece una salida equilibrada en las tres fases AC sin necesidad de ningún elemento adicional para la desconexión simultánea.

Diseño robusto

Los inversores INGECON® SUN Smart U cuentan con una envolvente de acero inoxidable tan-

to para instalación interior como exterior, capaz de soportar temperaturas extremas, y además disponen de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Los inversores INGECON® SUN Smart U han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años.

Programas de Software incluidos

Incluyen, sin ningún coste adicional, comunicaciones RS-485 así como el software INGECON® SUN Manager e INGECON® SUN Monitor para la visualización y el registro de datos del inversor a través de Internet. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenar hasta 3 meses de datos, accessible desde un PC remoto.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 20 años



PROTECCIONES

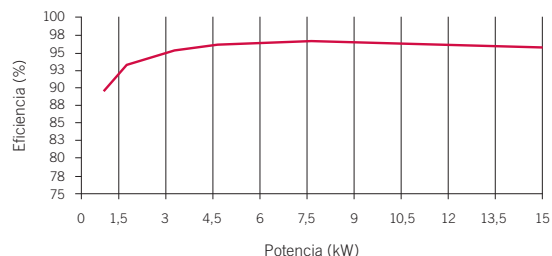
- Polarización inversa
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento
- Anti-Isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Descargadores contra sobretensiones, DC y AC, tipo 2.
- Puesta a tierra +/- de los módulos fotovoltaicos.
- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Magnetotérmico AC.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet. Para otras comunicaciones, consultar disponibilidad.
- Combinador de entradas DC, 10 entradas (únicamente disponible para el INGECON® SUN Smart 15 U).

RENDIMIENTO

INGECON® SUN 15 U 480
V_{dc} = 300 V



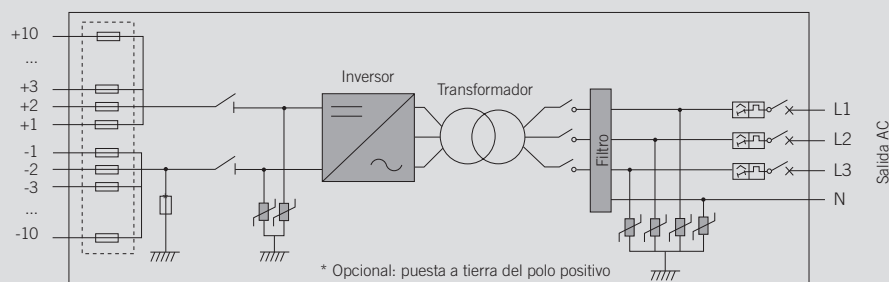
	15 U 208	15 U 480	25 U 208	25 U 480
Valores de Entrada (DC)				
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	16 - 20 kWp	16 - 20 kWp	26 - 33 kWp	26 - 33 kWp
Rango de tensión MPP	300 - 550 V	300 - 550 V	300 - 550 V	300 - 550 V
Rango de tensión DC ⁽²⁾	600 V	600 V	600 V	600 V
Corriente máxima DC	52 A	52 A	87 A	87 A
Nº entradas DC	2 ⁽³⁾	2 ⁽³⁾	2	2
MPPT	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)				
Potencia nominal AC ⁽⁴⁾	15 kW	15 kW	25 kW	25 kW
Tensión máxima AC	47 A	20 A	78 A	34 A
Tensión nominal AC	208 V	480 V	208 V	480 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1	1	1	1
Regulación Coseno Phi	Sí. Smáx=15 kVA	Sí. Smáx=15 kVA	Yes. Smax=25 kVA	Sí. Smáx=25 kVA
THD ⁽⁶⁾	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento				
Eficiencia máxima	94,3%	94,4%	96,1%	95,9%
CEC - Eficiencia ponderada	93,5%	93,5%	95,5%	95,5%
Datos Generales				
Refrigeración por aire	674 m³/h	674 m³/h	674 m³/h	674 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁷⁾	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	5°F a 131°F (-15°C a 65°C)	5°F a 131°F (-15°C a 65°C)	5°F a 131°F (-15°C a 65°C)	5°F a 131°F (-15°C a 65°C)
Altitud máxima ⁽⁸⁾	9.842 ft (3.000 m)	9.842 ft (3.000 m)	9.842 ft (3.000 m)	9.842 ft (3.000 m)
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R

Notas: ⁽¹⁾Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾Opción 10 múltiples strings ⁽⁴⁾Potencia AC para temperatura ambiente de 113°F (45°C). La potencia de salida se reducirá en un 1% por cada 1°F (0,56°C) de incremento ⁽⁵⁾Para P_{AC}>25% de la potencia nominal ⁽⁶⁾Para P_{AC}>25% de la tensión y potencia nominales según IEC 1547.1 ⁽⁷⁾Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁸⁾Por encima de 3.300 pies (1.000 m), la temperatura para la potencia nominal (113°F / 45°C) se reduce en 2,42°F por cada 1.000 pies adicionales.

Referencias normativas: UL1741, CSA C22.2 n° 1071-01, IEEE 1547.1, FCC Parte 15B (clase A).

Smart U

Versión múltiples strings

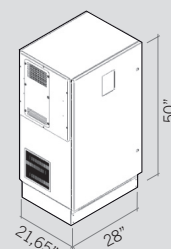


Dimensiones y peso

(pulgadas y libras)

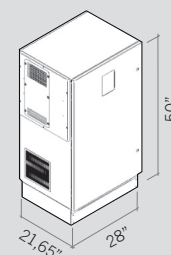
15 U

551 libras



25 U

714 libras



RAPTION

Estación de recarga rápida exterior con triple toma



Descripción

Equipo de recarga rápida para vehículos eléctricos en c.c. con protocolos CHAdeMO, COMBO CCS y en c.a. con Modo 3. Los equipos de recarga rápida RAPTION permiten la recarga de oportunidad en aquellos casos que se requiere rapidez de carga y no se dispone de potencia suficiente. En función de la capacidad de las baterías puede cargar parcial o totalmente en un período de tiempo reducido.

La estación RAPTION funciona con potencias de hasta 22 kW, lo que permite usarla en instalaciones más simples y ahorrando costes extras en tarifas especiales. El equipo dispone de una pantalla interactiva, además de comunicaciones (Ethernet, 3G) que facilitan la interacción al usuario y la gestión remota al centro de control.

Aplicaciones

Los equipos RAPTION son ideales para la recarga en vía pública, centros comerciales, empresas de alquiler, flotas de vehículos, aparcamientos de empresa, etc.

Características técnicas

Entrada CA	Alimentación CA	3F + N + PE
	Tensión CA	400 Vc.a. $\pm$ 10%
	Corriente nominal de entrada	64 A
	Factor de potencia	> 0,98
	Eficiencia	94% de potencia nominal de salida
	Frecuencia	50 / 60 Hz
Salida CC	Máxima corriente de salida	56 Ac.c.
	Máxima potencia de salida	22 kW (@400 Vc.c.)
	Rango de tensión de salida	150 - 550 Vc.c.
Salida CA	Máxima corriente de salida	32 A
	Máxima potencia de salida	22 kW
	Rango de tensión de salida	400 Vca (3F + N + PE)
Sistema de carga	Carga CC 1	Modo 4 (IEC 61851-1; IEC 61851-23) JEVS G105 - CHAdeMO (IEC 92196-3)
	Carga CC 2	Modo 4 (IEC 61851-1; IEC 61851-23) Combo2 (DIN 70121)
	Carga CA	Modo 3 (IEC 61851-1; IEC 61851-22) Base Tipo 2 (IEC 62196-2)
Protecciones eléctricas	Protección de sobrecorriente	Interruptor magnetotérmico
	Protección diferencial	Interruptor diferencial 30 mA Tipo A
Conectividad	Ethernet	10/100 Base TX (TCP/IP)
	Comunicaciones inalámbricas	3G / GPRS / GSM
General	Conformidad	CE / Combo2 / CHAdeMO rev. 1.1 certificado
	Grado protección	IP 54 / IK 10
	Material envolvente	Acero inoxidable
	Temperatura de trabajo	-5 ... +45 °C
	Temperatura almacenamiento	-20 ... +60 °C
	Humedad Relativa	5 ... 90 % sin condensación
		ISO / IEC 14443A / B
	Sistema RFID	MIFARE Classic, MIFARE DESFire, MIFARE DESFire EV1, FeliCa®
		ISO 18092 / ECMA-340 (NFC) 13.56 MHz
	Display HMI	8" TFT pantalla táctil anti-vandálica
	Longitud cable CC CCS	3 m
	Longitud cable CC CHAdeMO	3 m
	Indicación de estado de carga	Balizas LED RGB
	Protocolo integración	OCPP / XML
	Dimensiones	310** x 900 x 1700 mm
Accesorios opcionales	Peso	215 kg
	Sistema refrigeración	Ventiladores
	Nivel de ruido en funcionamiento	< 55 dBA
	Protector contra sobretensiones	Sobretensiones transitorias de 4 polos (IEC 61643-11 Class II)
	Protección diferencial	Interruptor diferencial tipo B
Normas	Calentador Climatizador	-30 ... +45 °C
		IEC 61851 / IEC 62196 / CE / CCS / CHAdeMO

** 390 mm con conectores

RAPTION

Estación de recarga rápida exterior con triple toma

Referencias

Tipo	Código	Modo Carga	Nº conectores	Tipo conector	Tensión, corriente, potencia
RAPTION CCS	V17010	4	1	Tipo COMBO2	550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW
RAPTION CHA	V17015	4	1	Tipo JEVS G105	550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW
RAPTION DUO	V17020	4	2	Tipo JEVS G105, Tipo COMBO2	550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW 550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW
RAPTION TRIO	V17030	3, 4	3	Tipo II, Tipo JEVS G105, Tipo COMBO2	400 V _{c.c.} , 32 A _{c.c.} , 22 kW 550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW 550 V _{c.c.} , 56 A _{c.c.} , 22 kW

Dimensiones

