

Diseño de una electrolinera provista con energía solar fotovoltaica

Jesús Gómez García

Máster Universitario en Ingeniería de Telecomunicación
Área de Electrónica

Xavier Saura Mas

Carlos Monzo Sánchez

Junio 2022



Esta obra está sujeta a una licencia de Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada [3.0 España de Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es/)

FICHA DEL TRABAJO FINAL

Título del trabajo:	Diseño de una electrolinera provista con energía solar fotovoltaica
Nombre del autor:	Jesús Gómez García
Nombre del consultor/a:	Xavier Saura Mas
Nombre del PRA:	Carlos Monzo Sánchez
Fecha de entrega (mm/aaaa):	06/2022
Titulación:	Máster Universitario en Ingeniería de Telecomunicación
Área del Trabajo Final:	Electrónica
Idioma del trabajo:	Castellano
Palabras clave	Vehículo eléctrico, energía fotovoltaica y energía eléctrica
Resumen del Trabajo (máximo 250 palabras):	
<p>La venta de vehículos eléctricos va creciendo exponencialmente en los últimos años siendo una de las mejores alternativas para combatir el cambio climático y conseguir un mundo más sostenible. Por otro lado, el uso de energías limpias como la energía fotovoltaica o eólica también van ganando terreno frente a otras energías contaminantes o no tan limpias, por lo que se contribuye a lo mencionado anteriormente.</p> <p>En este proyecto se investigan estas dos tecnologías junto con la energía eléctrica y los puntos de recarga. Para ello se estudia el funcionamiento de los distintos elementos que conforman la instalación, se seleccionan y justifican los elementos seleccionados teniendo en cuenta la variedad existente en el mercado, y se analizan las características técnicas de los mismos.</p> <p>Seguidamente se realizan los cálculos necesarios para dimensionar el sistema, tanto de la parte fotovoltaica como de la parte eléctrica, teniendo en cuenta la ubicación y limitaciones del proyecto. Además, en la parte de implementación fotovoltaica se detalla el cálculo de las pérdidas que pueden sufrir los módulos fotovoltaicos.</p> <p>A continuación, se exponen los requerimientos de mantenimiento que se tienen que cumplir en un proyecto de esta magnitud y el impacto medioambiental que supondría la implantación del mismo. Por último, se detalla el coste del proyecto.</p>	

Abstract (in English, 250 words or less):

The sale of electric vehicles has been growing exponentially in recent years, being one of the best alternatives to combat climate change and achieve a more sustainable world. On the other hand, the use of clean energies such as photovoltaic or wind energy are also gaining ground against other polluting or not so clean energies, thus contributing to the aforementioned.

In this project, these two technologies are investigated together with electrical energy and recharging points. To this end, the operation of the different elements that make up the installation is studied, the selected elements are selected and justified taking into account the variety existing on the market, and their technical characteristics are analysed.

The necessary calculations are then made to dimension the system, both the photovoltaic part and the electrical part, taking into account the location and limitations of the project. In addition, in the photovoltaic implementation part, the calculation of the losses that the photovoltaic modules may suffer is detailed.

Next, the maintenance requirements that have to be met in a project of this magnitude and the environmental impact that the implementation of the project would entail are set out. Finally, the cost of the project is detailed.

CITA CELEBRE

*“La ciencia puede divertirnos y fascinarnos,
pero es la Ingeniería la que cambia el mundo”*

Isaac Asimov

AGRADECIMIENTOS

Este título va dedicado a mi familia, en especial a mis padres y a mi hermano. Por apoyarme en los peores momentos y por ayudarme en todos mis proyectos, pero sobre todo por cuidarme desde la lejanía y enseñarme a ser mejor persona cada día.

Desde luego que no se puede describir con palabras todo lo que me habéis apoyado y os estaré eternamente agradecido. Habéis creído en mí más de lo que yo creo en mí mismo, recordándome cada minuto que sería capaz de conseguir todo lo que me propusiera.

Todos y cada uno de mis logros son tanto míos como vuestros.

*Por otro lado, quisiera agradecer a mi tutor, Xavier Saura. Es una suerte haber contado contigo como tutor por todo tu esfuerzo, por contestarme hasta de madrugada a las dudas surgidas, por todas las llamadas que han sido necesarias, pero sobre todo **POR TU VOCACIÓN.***

Índice

1.	Introducción	1
1.1.	Contexto y justificación del trabajo	1
1.2.	Objetivos del trabajo	2
1.3.	Enfoque y método seguido	2
1.4.	Motivación	2
1.5.	Planificación del trabajo	3
1.6.	Breve resumen de productos obtenidos	5
1.7.	Breve descripción de los capítulos	6
2.	Estado del arte	8
2.1.	Energía fotovoltaica	8
2.1.1.	El efecto fotovoltaico	8
2.1.2.	Tipos de instalaciones fotovoltaicas	9
2.1.3.	Componentes de instalaciones fotovoltaicas	12
2.1.4.	Estado de la energía fotovoltaica	14
2.1.5.	Proyectos con energía fotovoltaica orientados al VE	14
2.2.	Energía eléctrica	17
2.2.1.	El sistema eléctrico	18
2.2.2.	Etapas del sistema eléctrico	18
2.2.3.	Estado del sector eléctrico	20
2.3.	Vehículos eléctricos	21
2.3.1.	Tipos de vehículos eléctricos	22
2.3.2.	Componentes del vehículo eléctrico	24
2.3.3.	Impacto ambiental	25
2.3.4.	Impacto de la integración del vehículo eléctrico en la red eléctrica	25
2.4.	Puntos de recarga de vehículos eléctricos	26
2.4.1.	Tipos de conectores	26
2.4.2.	Gestores de carga	29
2.4.3.	Velocidades de carga	29
2.4.4.	Modos de carga	30
2.4.5.	Tipos de carga	32
2.4.6.	Tipología de la infraestructura	33
2.5.	Tecnología de carga	33
2.5.1.	Empresas referentes	33
2.5.2.	Estado de la tecnología de carga	34
2.5.3.	Retos de la tecnología de carga	35

3.	Dimensionado de la planta	37
3.1.	Criterios generales	37
3.2.	Emplazamiento	38
3.3.	Legislación aplicable	39
4.	Implementación fotovoltaica	40
4.1.	Componentes de la instalación	40
4.1.1.	Módulos fotovoltaicos	40
4.1.2.	Soporte para los módulos	42
4.1.3.	Baterías	45
4.1.4.	Regulador de carga	48
4.1.5.	Inversor	49
4.1.6.	Contador eléctrico	51
4.1.7.	Puesta a tierra	51
4.1.8.	Puntos de recarga	52
4.2.	Cálculo de pérdidas	54
4.2.1.	Pérdidas por sombreado	55
4.2.2.	Pérdidas por temperatura	55
4.2.3.	Pérdidas por orientación e inclinación	57
4.2.4.	Pérdidas en el cableado	60
4.2.5.	Pérdidas por suciedad	60
4.2.6.	Rendimiento del inversor	60
4.2.7.	Dispersión del módulo fotovoltaico	60
4.3.	Performance Ratio (PR)	60
4.4.	Cálculos Implementación fotovoltaica	61
4.4.1.	Estimación del consumo	61
4.4.2.	Datos de radiación en el emplazamiento	61
4.4.3.	Número de módulos solares	63
4.4.4.	Potencia generada con los módulos fotovoltaicos	69
4.4.5.	Número de reguladores de carga	69
4.4.6.	Número de baterías	70
4.4.7.	Número de inversores	72
5.	Implementación eléctrica	75
5.1.	Diseño de la instalación eléctrica	76
5.2.	Características de la red subterránea de MT	77
5.2.1.	Categoría de clasificación de la línea eléctrica	77
5.2.2.	Características del cableado de MT	77

5.2.3.	Accesorios de la instalación	78
5.3.	Previsión de cargas	78
5.4.	Centro de seccionamiento.....	79
5.4.1.	Requerimientos del CS	80
5.4.2.	Características generales de las celdas RM6	81
5.5.	Centro de transformación (CT).....	81
5.5.1.	Edificio prefabricado.....	82
5.5.2.	Celdas del CT	82
5.5.3.	Trasformador de potencia.....	84
5.5.4.	Cuadro de Baja Tensión.....	85
5.6.	Red de distribución en baja tensión (BT).....	85
5.6.1.	Líneas principales.....	87
5.6.2.	Líneas secundarias	88
5.6.3.	Protecciones de corriente alterna en BT.....	88
5.6.4.	Conexión con la instalación fotovoltaica	88
5.6.5.	Conductores y canalizaciones en la red de BT	93
5.6.6.	Medidas de protección en la red de BT	93
5.6.7.	Condiciones de los Puntos de Recarga en BT	94
5.7.	Puesta a tierra.....	97
5.8.	Cálculos Implementación eléctrica	97
5.8.1.	Línea subterránea – media tensión.....	97
5.8.2.	Centro de transformación	102
5.8.3.	Instalación de Baja Tensión.....	105
5.8.4.	Puesta a tierra.....	117
5.8.5.	Cálculos eléctricos módulos fotovoltaicos.....	123
6.	Mantenimiento.....	128
6.1.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	128
6.1.1.	Mantenimiento preventivo	128
6.1.2.	Mantenimiento correctivo	130
6.2.	Mantenimiento a realizar por el propietario.....	130
7.	Impacto medioambiental.....	131
7.1.	Viabilidad ambiental	131
7.2.	Contaminación de las electrolineras.....	131
7.3.	Desecho de los componentes	133
8.	Presupuesto	134
9.	Conclusiones y líneas futuras.....	141

9.1. Conclusiones	141
9.2. Líneas futuras	142
10. Glosario	144
11. Bibliografía	145
12. Anexos	154
Anexo I - Cálculo de la radiación solar	154
Anexo II – Diagrama de Gantt	163
Anexo III – Especificaciones técnicas de los componentes	164

Tabla de figuras

Figura 1. Diagrama de Gantt del proyecto	5
Figura 2. Esquema de la unión p-n	8
Figura 3. Componentes de las instalaciones aisladas de la red eléctrica. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14]	9
Figura 4. Componentes de las instalaciones conectadas a la red eléctrica con vertido. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14].....	10
Figura 5. Componentes de las instalaciones conectadas a la red eléctrica sin vertido. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14].....	11
Figura 6. Componentes de las instalaciones conectadas a la red eléctrica sin vertido. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14].....	11
Figura 7. Diagrama de bloques de una instalación fotovoltaica	12
Figura 8. Estación de carga 'Electric Forecourt Gridserve' [20]	15
Figura 9. Electrolinera fotovoltaica de Huércal [21]	15
Figura 10. Electrolinera fotovoltaica “Smartflower POP-e” [22]	16
Figura 11. Estación de recarga Tesla [13].....	17
Figura 12. Ubicación de recarga Tesla.....	17
Figura 13. Representación de los tipos de VE en función del nivel de electrificación vs contaminación.....	23
Figura 14. Composición de los tres principales tipos de VE	23
Figura 15. Componentes del VE	24
Figura 16. Conector Schuko	27
Figura 17. Conector Tipo 1	27
Figura 18. Conector Tipo 2	27
Figura 19. Conector CCS Combo 1/2	28
Figura 20. Conector Tipo3 o Scame.....	28
Figura 21. Conector CHAdeMO	28
Figura 22. Modos de carga del VE	32
Figura 23. Elementos que componen la instalación fotovoltaica	37
Figura 24. Elementos que conforman la red eléctrica	37
Figura 25. Emplazamiento de la electrolinera	38
Figura 26. Módulo fotovoltaico ATERSA GS 450W A-450M.....	41
Figura 27. Vista aérea de la electrolinera.....	42
Figura 28. Plano del techo de la electrolinera.....	43
Figura 29. Estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal de la marca ATERSA	43
Figura 30. Diseño de las estructuras de las marquesinas de aparcamiento	44
Figura 31. Ubicación de las marquesinas	45
Figura 32. Batería LIFEP04 SMART 12,8/300	47
Figura 33. Caseta CMT SOLAR 4800 del fabricante Consmetal.....	47
Figura 34. Regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar	48
Figura 35. Inversor Sun 3PLAY 40TL M480.....	49
Figura 36. Ubicación de la caseta de baterías e inversor.....	50
Figura 37. Contador bidireccional CIRWATT B 410D.....	51
Figura 38. Cargador INGEREV® RAPID 50 Trio.....	52
Figura 39. Cargador INGEREV® RAPID 180 Trio.....	53
Figura 40. Tipos de pérdidas de sistemas fotovoltaicos	55
Figura 41. Radiación solar máxima en el Puerto de Santa María.	57

Figura 42. Inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos.....	58
Figura 43. Orientación de la electrolinera.....	58
Figura 44. Pérdidas por orientación e inclinación.....	59
Figura 45. Radiación solar media en el año 2021 en el Puerto de Santa María	62
Figura 46. Distancia mínima entre filas de paneles	63
Figura 47. Soportes instalados horizontalmente	63
Figura 48. Soportes instalados verticalmente.....	64
Figura 49. Soportes instalados doble verticalmente.....	64
Figura 50. Soporte de los módulos fotovoltaicos.....	65
Figura 51. Ubicación en el techo de los módulos fotovoltaicos.....	66
Figura 52. Ubicación en el techo de los módulos fotovoltaicos.....	66
Figura 53. Colocación de módulos en las marquesinas	67
Figura 54. Esquema sobre generación y distribución de la energía [24]	75
Figura 55. Elementos de la instalación eléctrica.....	76
Figura 56. Esquema centro de seccionamiento	80
Figura 57. Elementos del CT.....	81
Figura 58. Edificios prefabricados de hormigón serie EHC.	82
Figura 59. Esquema del conexionado las celdas del CT	84
Figura 60. Esquema unifilar de la instalación.....	85
Figura 61. Instalación con cto o ctos adicionales para la recarga del VE	86
Figura 62. StringBox de CIRCUTOR.....	89
Figura 63. String box CDP SB 4-2-2.....	89
Figura 64. Controlador dinámico de potencia de CIRCUTOR.....	90
Figura 65. CVM-Mini de CIRCUTOR.....	90
Figura 66. Transformadores de corriente MC3.....	90
Figura 67. Combiner Box de la instalación [86].....	91
Figura 68. Esquema de conexionado del Combiner box.....	92
Figura 69. Esquema de conexión red y módulos fotovoltaicos	92
Figura 70. Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu	93
Figura 71. Interruptor diferencial IDA-EV de CIRCUTOR.....	93
Figura 72. Descargador unipolar de tipo 1 de Cirprotect.....	94
Figura 73. Contador CIRWATT de CIRCUTOR	95
Figura 74. Interruptor automático de Revalco.....	95
Figura 75. Diferencial superinmunizado de Revalco.....	96
Figura 76. Protector contra sobretensiones permanentes y transitorias de Revalco	96
Figura 77. Sistema TN-S.....	96
Figura 78. Resistividad del cobre y coeficiente de temperatura.....	107
Figura 79. Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre	108
Figura 80. Distribución de los postes de recarga	113
Figura 81. Tensión de paso.....	121
Figura 82. Conductor Prysun H1Z2Z2-K	123
Figura 83. Requerimientos por caída de tensión en CC.....	124
Figura 84. Requerimientos por caída de tensión en CA.....	126
Figura 85. Empresa ACS Recycling [104]	133
Figura 86. Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra [106]	142

Tabla de contenidos

Tabla 1. Plan de hitos del proyecto	3
Tabla 2. Plan de tiempos del proyecto.....	4
Tabla 3. Diferencias entre los distintos tipos de tensiones.....	19
Tabla 4. Velocidades de recarga en el VE.....	30
Tabla 5. Características de los modos de carga	31
Tabla 6. Comparación de módulos fotovoltaico	41
Tabla 7. Comparación de módulos fotovoltaico peso/área vs precio.....	41
Tabla 8. Características de la estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal	44
Tabla 9. Características de la estructura de las marquesinas.	45
Tabla 10. Tipos de baterías	46
Tabla 11. Características de la batería LIFEPO4 SMART 12,8/300	46
Tabla 12. Características técnicas de la caseta CMT SOLAR 4800.....	47
Tabla 13. Características del regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar	48
Tabla 14. Características del Inversor Sun 3PLAY 40TL M480.....	49
Tabla 15. Características del contador bidireccional trifásico CIRWATT B 410D.	51
Tabla 16. Características del cargador INGEREV® RAPID 50 Trio	53
Tabla 17. Características del cargador INGEREV® RAPID 180 Trio.....	54
Tabla 18. Características de temperatura	56
Tabla 19. Temperatura media en El Puerto de Santa María.....	56
Tabla 20. Pérdidas mensuales por temperatura.....	57
Tabla 21. Pérdidas máximas permitidas por orientación y sombras según IDAE	58
Tabla 22. Pérdidas globales del sistema fotovoltaico	60
Tabla 23. Consumo estimado de la instalación.....	61
Tabla 24. Radiación solar en el año 2021 en el Puerto de Santa María.....	62
Tabla 25. Características de la compañía Endesa	77
Tabla 26. Características del conductor Al Voltalene H Compact AL RH5Z1	78
Tabla 27. Previsión de cargas de los puntos de recarga	79
Tabla 28. Previsión de cargas del proyecto.....	79
Tabla 29. Características eléctricas celdas RM6.....	81
Tabla 30. Características celdas modulares SM6	82
Tabla 31. Características generales del transformador de potencia.	84
Tabla 32. Líneas del cuadro principal.....	86
Tabla 33. Características mínimas de las bandejas en rejilla, establecidas por el BT-21.....	87
Tabla 34. Distribución de los cargadores.	113
Tabla 35. Tierra de protección	119
Tabla 36. Tierra de servicio	119
Tabla 37. Efectos en la salud de los componentes del módulo solar	132
Tabla 38. Efectos en la salud de los componentes del cableado	133
Tabla 39. Presupuesto completo del proyecto.	140
Tabla 40. Resumen del presupuesto del proyecto.....	140

1. Introducción

Según avanza la tecnología, cada vez se tienen más facilidades para hacer un mundo más sostenible. Por ello, se deben de aprovechar las energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica y la energía eólica ya que ambas son unas fuentes de energía renovables, infinitas y limpias que no consumen ningún tipo de combustibles ni generan residuos.

Fomentando la implantación de electrolineras provistas de energía solar fotovoltaica se pueden reducir las emisiones nocivas de gases de efecto invernadero, por dos motivos principalmente: el coche eléctrico sustituiría al de combustión, por lo que la contaminación disminuiría de forma significativa, y gracias a la energía fotovoltaica se puede producir electricidad de origen renovable y por tanto de forma limpia ya que es obtenida directamente a partir de la radiación solar (energía solar lumínica) mediante los módulos fotovoltaicos.

1.1. Contexto y justificación del trabajo

Este trabajo propone aportar una solución para mejorar dos de los principales problemas que existen a día de hoy como son la insostenibilidad de la situación energética actual [1] y la alta contaminación ambiental [2], sin dejar de lado el alza del precio de la luz y de las materias primas. Por tanto, se plantea un escenario orientado a lograr un futuro que sea sostenible y que permita el bienestar social y el desarrollo económico.

Una vez expuesto los escenarios ambientales y energéticos actuales, en este trabajo se desarrolla el diseño para la implantación de una electrolinera suministrada de energía fotovoltaica con el objetivo de aprovechar al máximo la energía eléctrica generada, y de esta forma, poder contribuir a la utilización de energía limpia para que no suponga un impacto ambiental.

En primer lugar, se hace un estudio completo de los tres pilares básicos del proyecto como son la energía fotovoltaica [3], la energía eléctrica [4] y el vehículo eléctrico [5], mostrando como están relacionados conjuntamente los tres. Una vez finalizado el estudio se plantea una descripción de los componentes de la electrolinera y se analiza la normativa y regulación impuesta en la actualidad [6] [7].

Posteriormente, se realiza una especificación y se muestran los principales requerimientos del proyecto como la ubicación, los elementos necesarios en la parte fotovoltaica como son los módulos fotovoltaicos, estaciones de recarga, tipos de conectores, o inversor entre otros, y los elementos de la parte eléctrica como son el transformador, cableado o características de la red que dará suministro a la electrolinera todo ello expuesto mediante diagrama de bloques. También se lleva a cabo una elección y justificación, dentro de la amplia gama de oferta existente en el mercado, de los componentes con las características que más se adecuan para este tipo de instalaciones y las necesidades que se pretenden cubrir.

A partir de los parámetros técnicos de los componentes elegidos se lleva a cabo la implantación de la tecnología fotovoltaica mediante los cálculos y simulaciones oportunas, y seguidamente lo mismo para la energía eléctrica.

Por último, se exponen los requerimientos del mantenimiento de un proyecto de este calibre, el impacto ambiental que puede generar y el presupuesto económico del proyecto. En los anexos se adjuntan los cálculos realizados sobre la radiación solar del emplazamiento, el diagrama temporal y las hojas de características de cada componente.

1.2. Objetivos del trabajo

El presente trabajo se centra en dos campos principales, las energías renovables (EERR), en concreto la energía solar fotovoltaica, y la energía eléctrica, destacando el vehículo eléctrico (VE). El objetivo es el diseño para la implantación de una electrolinera para vehículos eléctricos suministrada de energía solar fotovoltaica que intente cubrir en la medida de lo posible la demanda energética de los puntos de recarga. Los objetivos principales son:

- Estudio y elección de los componentes adecuados para la electrolinera.
- Descripción de los requerimientos del proyecto.
- Cumplimiento de las distintas normativas reguladoras.
- Implementación de la energía solar fotovoltaica y de la energía eléctrica.
- Cálculos necesarios para llevar a cabo el proyecto.
- Requerimientos de mantenimiento.
- Impacto medioambiental.
- Presupuesto del proyecto.

1.3. Enfoque y método seguido

El enfoque del proyecto está dividido en tres partes: en la primera parte se da a conocer el estado actual de las distintas tecnologías que forman parte del mismo para poder poner en situación y en contexto al lector. En la segunda parte se dan a conocer todos los elementos del sistema, tanto los que conforman la parte eléctrica como la parte mecánica y los modelos seleccionados de cada uno ellos explicando los motivos y razones. Por último, en la tercera parte se pueden diferenciar tres bloques: se llevan a cabo todos los cálculos que son necesarios para implementar el diseño de esta electrolinera, se especifica el coste que supondría abordarlo y se detalla el impacto ambiental que supondría dicha implantación.

Lo que se pretende con este proyecto es ver los requerimientos que se necesitan para un proyecto de esta envergadura, y siempre intentando que el sistema sea lo más eficiente posible gracias al diseño llevado a cabo de la energía fotovoltaica. También gracias a este diseño se puede asegurar que no se produzca un corte de suministro eléctrico en la ciudad, ya que los requisitos a nivel de potencia son muy elevados debido a los puntos de recarga ultra rápida. A su vez, también se suministra a la electrolinera del mayor número de módulos fotovoltaicos considerando la limitación de la superficie. Así de esta forma se contribuye a dar prioridad a esta energía frente a la energía eléctrica.

Por último, cabe destacar que todos los cálculos de la parte fotovoltaica, como puede ser la inclinación, orientación, número de paneles, etc, se han tenido en cuenta las posibles limitaciones en cuanto al emplazamiento se refiere y siempre se ha buscado la optimización del sistema. Referente a la parte eléctrica, se ha procedido de la misma forma buscando siempre un equilibrio en la relación precio-eficiencia.

1.4. Motivación

Uno de los principales retos y objetivos a nivel mundial es la de alcanzar una movilidad libre de emisiones para conseguir un mundo sostenible. La alta contaminación producida por las emisiones en núcleos urbanos está siendo un problema a nivel de salud, y afectando directamente al cambio climático [8]. Gracias a este reto, la mayoría de los países están facilitando subvenciones para la compra de vehículos eléctricos [9].

Además, la situación energética actual es insostenible, ya que no podría soportar el incremento de la demanda que se produciría si todos los vehículos fuesen eléctricos, debido a que el simple

hecho de recargar los vehículos supondría un incremento muy elevado para la curva de demanda. De esta forma gracias a tener electrolineras conectadas a paneles fotovoltaicos se podría solventar este inconveniente. Hay que destacar que los paneles fotovoltaicos estarán conectados a la red eléctrica por lo que se inyectará potencia al mix energético (porcentaje de participación de las diferentes tecnologías de producción eléctrica dentro de la producción total de un país) [10] facilitando la transición hacia un mundo sostenible de generación de energía renovable.

Haciendo una comparación entre los vehículos de combustible y los eléctricos, se puede observar que la autonomía y la velocidad de recarga de estos últimos no se puede comparar a los primeros en cuanto a tiempo y disponibilidad. Por ello, una motivación principal es estudiar la viabilidad que tendría en un futuro el diseño de una red de puntos de recarga que lleguen a ser competitivos en estos dos aspectos.

Por último, se ha de mencionar que un principal aliciente para llevar a cabo este proyecto es el alto precio de la luz, del combustible y de las materias primas durante el último año, y por lo que se prevé, este seguirá al alza por lo que es el momento idóneo de compaginar estos mundos de las EERR y el VE, y de esta forma, poder conseguir un futuro energético sostenible que permita el bienestar social y el desarrollo económico.

1.5. Planificación del trabajo

Se trata de una metodología orientada a objetivos, la cual está basada en la descomposición de cada entregable del Proyecto en paquetes de trabajo más pequeños, que los hacen más manejables y controlables en la complejidad del mismo, y de esta forma la ejecución del Proyecto sea más fácil y con menos riesgos.

Esta gestión del proyecto se puede dividir en tres grandes bloques como son: plan de hitos, plan de tiempos y plan de riesgos (se incluirá a posterior según se vaya realizando el trabajo).

- **Plan de hitos:** proporciona el plan lógico del proyecto mediante la información sobre los eventos críticos en cuanto al tiempo del proyecto, cuyo cumplimiento es de gran importancia para el mismo.

Hito	Descripción	Fecha de finalización
PEC 1 – Definición	Definir el objetivo y el alcance del TFM que se irá desarrollando durante este semestre.	27/02/2022
PEC 2 – Estado del arte	Redactar el estado del arte del proyecto.	13/03/2022
PEC 3 – Diseño e implementación	Diseño: Plantear y realizar un estudio y diseño del proyecto teniendo el alcance del mismo definido en la PEC 1. Implementación: Desarrollar el proyecto cumpliendo las especificaciones de diseño.	06/05/2022
PEC 4 – Memoria	Redactar la memoria del proyecto.	30/05/2022
PEC 5 - Presentación	Preparación de la presentación del proyecto para la posterior defensa del mismo.	09/06/2022

Tabla 1. Plan de hitos del proyecto

- **Plan de tiempos:** proporciona una estimación de la duración asociada a cada tarea. Estos se pueden representar mediante un cronograma como por ejemplo un diagrama de Gantt, en el que los hitos se asocian con un rombo. Estos diagramas tienen como objetivo la representación del plan de trabajo, mostrando las tareas que se han de realizar, el momento de su comienzo y su finalización y la forma en la que las distintas tareas están encadenadas entre sí. A continuación, en la tabla 2 se muestra la planificación del proyecto y posteriormente el diagrama de Gantt asociado.

Hito	Duración	Fecha de inicio	Fecha de finalización
1. PEC 1 - Definición	9 días	16/02/2022	27/02/2022
1.1. Definición del objetivo y alcance del TFM	6 días	16/02/2022	23/02/2022
1.2. Redacción del capítulo	3 días	24/02/2022	27/02/2022
2. PEC 2 - Estado del arte	11 días	28/02/2022	13/03/2022
2.1. Búsqueda de información sobre energía solar fotovoltaica	5 días	28/02/2022	04/03/2022
2.2. Búsqueda de información sobre energía eléctrica	5 días	28/02/2022	04/03/2022
2.3. Búsqueda de información sobre VE	5 días	28/02/2022	04/03/2022
2.4. Redacción del capítulo	7 días	05/03/2022	13/03/2022
3. PEC 3 – Diseño e implementación	40 días	14/03/2022	06/05/2022
3.1. Especificación y requerimientos del proyecto	6 días	07/03/2022	14/03/2022
3.2. Elección y justificación de los fabricantes de cada componente	7 días	15/03/2022	23/03/2022
3.3. Implementación de la tecnología fotovoltaica	14 días	24/03/2022	12/04/2022
3.4. Implementación energía eléctrica	14 días	13/04/2022	02/05/2022
3.5. Cálculos	39 días	15/03/2022	06/05/2022
4. PEC 4 – Memoria	17 días	07/05/2022	30/05/2022
4.1. Redacción de la memoria	14 días	07/05/2022	25/05/2022
4.2. Formato y revisión de la memoria	3 días	26/05/2022	30/05/2022
5. PEC 5 - Presentación	8 días	01/06/2022	09/06/2022
5.1. Diseño y preparación de la presentación	6 días	01/06/2022	07/06/2022
5.2. Revisión de la presentación	2 días	08/06/2022	09/06/2022

Tabla 2. Plan de tiempos del proyecto

1.7. Breve descripción de los capítulos

A continuación, se detalla de forma resumida los capítulos que conforman la memoria del proyecto:

- **Capítulo 1. Introducción.**
Se define el objetivo y alcance del proyecto, y se expone el contexto de la temática. Además, se explican los motivos y razones de la elección del mismo y la motivación que ha llevado al autor a realizarlo. Por último, se muestra la planificación de las distintas fases que conforman el proyecto mediante un Diagrama de Gantt.
- **Capítulo 2. Estado del arte**
Se pone en contexto el proyecto realizan una descripción de los temas que abarca como son los distintos tipos de energía, los vehículos eléctricos y los puntos de recarga de estos. Se exponen proyectos similares con la temática del proyecto, y por último se describe el estado de la tecnología de carga.
- **Capítulo 3. Dimensionado de la planta**
Se presentan los criterios generales de todo el proyecto y el emplazamiento donde irá ubicado. Para finalizar se especifican las distintas leyes y normativas que conforman la legislación vigente que aplica en este tipo de instalación.
- **Capítulo 4. Implementación fotovoltaica**
Se describen y se seleccionan los componentes de la instalación realizando una justificación de la misma. Se lleva a cabo el cálculo de las distintas pérdidas que tienen las instalaciones fotovoltaicas y de la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible. Por último, se calculan el resto de los cálculos necesarios para el correcto diseño del sistema.
- **Capítulo 5. Implementación eléctrica**
Se presentan los distintos elementos que forman parte del diseño de la instalación eléctrica y seguidamente las características de la red que suministra al proyecto. Se realiza una previsión de cargas y se seleccionan los elementos que forman parte de toda la instalación eléctrica tales como el centro de transformación, centro de seccionamiento y la puesta a tierra entre otros. Por último, se realizan los cálculos necesarios para el correcto diseño del sistema.
- **Capítulo 6. Mantenimiento**
Se describen los principales requerimientos para llevar a cabo un correcto mantenimiento de toda la instalación como son el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo. Además, se detalla el mantenimiento a realizar por el propietario de la electrolinera.
- **Capítulo 7. Impacto ambiental**
Se expone el impacto ambiental y el tipo de contaminación que provocan los elementos que forman parte de la implantación de la electrolinera. Seguidamente se presentan los beneficios ambientales que conlleva el funcionamiento de la misma.
- **Capítulo 8. Presupuesto**
Se detalla el gasto asociado a la implantación, desarrollo y mantenimiento del trabajo.

- **Capítulo 9. Conclusiones**
Se enumeran y describen las conclusiones del trabajo. Se complementa con mejoras y líneas futuras de trabajo que no se han podido explorar
- **Capítulo 10. Glosario**
Se definen los términos y acrónimos más relevantes que han sido utilizados en la realización de la memoria.
- **Capítulo 11. Bibliografía**
Se listan las referencias bibliográficas que han sido utilizadas en la realización de la memoria.
- **Capítulo 12. Anexos**
Se muestran los cálculos realizados para sacar la radiación solar del proyecto, el diagrama de Gantt con la planificación, y por último las hojas de características de los elementos que lo conforman.

2. Estado del arte

2.1. Energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable y por tanto de forma limpia. Esta energía es obtenida directamente a partir de la radiación solar (energía solar lumínica) mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. Por tanto, una instalación fotovoltaica se puede definir como un conjunto de elementos capaces de transformar directamente la radiación solar en energía eléctrica.

Una gran ventaja de esta tecnología es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica, dando lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas debidas al transporte de energía. Otra gran ventaja es que gracias a esta tecnología se reduce considerablemente la contaminación, ya que por cada kWh generado se evita la emisión de 1 kg de CO₂ aproximadamente comparándola con la producción de energía a partir del carbón, y de 0,4 kg de CO₂ comparándola con la producción de energía eléctrica con gas natural [11].

2.1.1. El efecto fotovoltaico

Como se comentó anteriormente, la energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene a partir de la radiación solar proveniente del sol en forma de energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. Este tipo de efecto consiste en la emisión de electrones (corriente eléctrica) que se produce al incidir la radiación electromagnética sobre ciertos materiales o superficies [12].

En la energía solar fotovoltaica, estas superficies son células que están formadas por una o varias láminas. Estas se componen de un material semiconductor en los que se crea de forma artificial un campo eléctrico constante (mediante una estructura de unión p-n). Normalmente están fabricadas por silicio, recubiertas por un vidrio transparente para que la radiación solar pueda atravesarlo, y de esta forma poder minimizar las pérdidas.

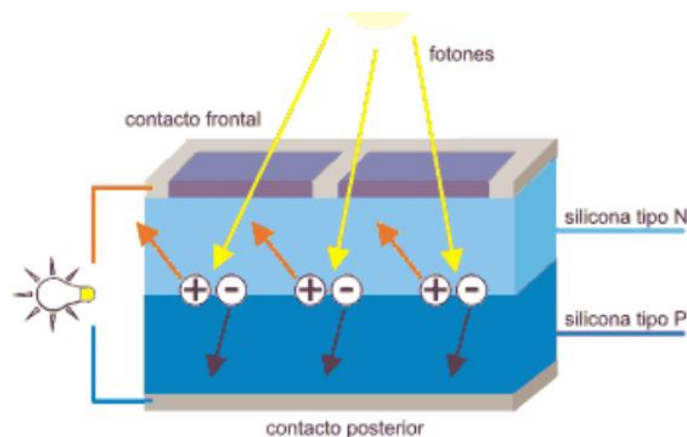


Figura 2. Esquema de la unión p-n

Este efecto fotovoltaico [13] se empieza a producir cuando sobre un semiconductor incide la radiación solar con energía suficiente, y así, poder romper los enlaces de los electrones de valencia y generar pares electrón-hueco. Al existir una unión p-n que separa estos pares, se crea una corriente eléctrica que atraviesa la unión desde la zona n a la p, y que puede ser entregada a un circuito exterior. Por tanto, cuando se expone una célula solar a la exposición de la luz del sol se hace posible la circulación de electrones y por consiguiente la aparición de corriente eléctrica entre las dos caras de la célula. Cuanto más intensa sea la luz solar, mayor será el flujo

de electricidad, pero, sin embargo, no es necesario un flujo de luz directa, ya que incluso se puede producir electricidad en días nublados al amanecer y al anochecer.

2.1.2. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Se consideran tres tipos de instalaciones fotovoltaicas en función de su utilización y de la forma de conexión a la red [14].

2.1.2.1. Instalaciones aisladas de la red eléctrica

En este tipo de instalaciones no existe ninguna conexión a la red eléctrica de distribución, ya que la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica es utilizada para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda.

Por tanto, la energía que se genera pasa por un subsistema de acumulación donde se regula y almacena la energía, y a continuación pasa por un subsistema de acomodación en el que se adapta la corriente para el consumo mediante un inversor o convertidor CC/CA.

Es importante que siempre haya excedente de energía, es decir, que los paneles fotovoltaicos generen más energía de la que se consume. El propósito de esto es para que las baterías no se sobrecarguen y que no haya déficit de energía.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas no cuentan con el apoyo de la red eléctrica, por tanto, es imprescindible que el sistema disponga de baterías solares para acumular el excedente energético con la finalidad de garantizar el suministro durante todo el día.

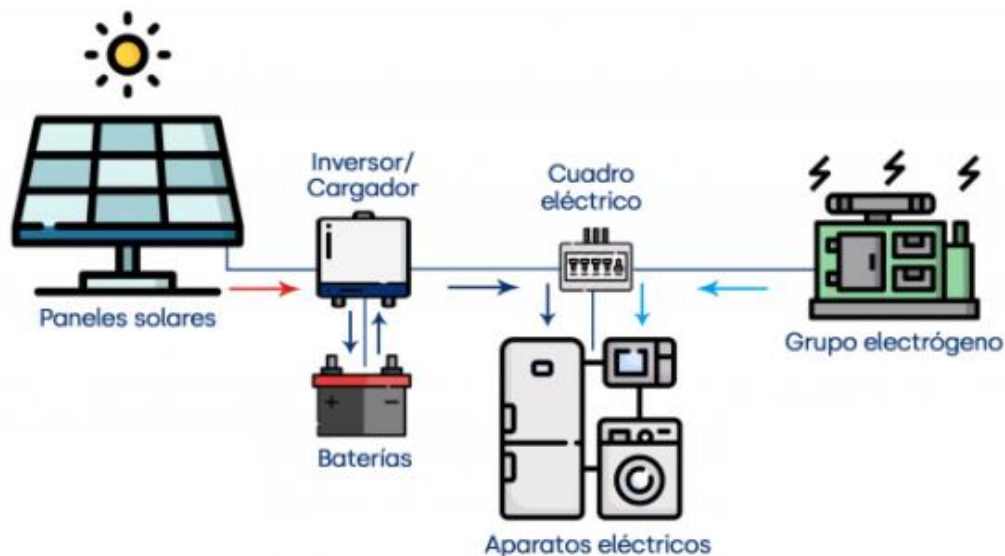


Figura 3. Componentes de las instalaciones aisladas de la red eléctrica. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14]

2.1.2.2. Instalaciones conectadas a la red eléctrica con vertido

En este tipo de instalaciones si existe conexión a la red de distribución, de forma que toda la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se inyecta a la red de distribución, y de esta forma, poder vender la energía eléctrica producida a una compañía.

Estas se componen únicamente de un subsistema de generación y otro de acomodación, y por tanto, no necesitan subsistemas de acumulación debido a que en el momento en que se produce la electricidad lo vierten a la red eléctrica evitando así las pérdidas por carga y descarga de las baterías.

Antes de inyectar la energía eléctrica generada a la red, se debe adaptar en sus valores de tensión, frecuencia y forma de onda mediante el subsistema de acomodación (inversor o convertidor CC/CA). Este subsistema cuenta con las protecciones de seguridad apropiadas, como son protecciones de máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia, además de las protecciones diferenciales y magnetotérmicos, para cumplir con las exigencias técnicas y normativas de la red eléctrica y garantizar una calidad en el suministro de energía a la red. Además, hay que instalar un contador bipolar para contabilizar la cantidad de energía que se vende y se compra.

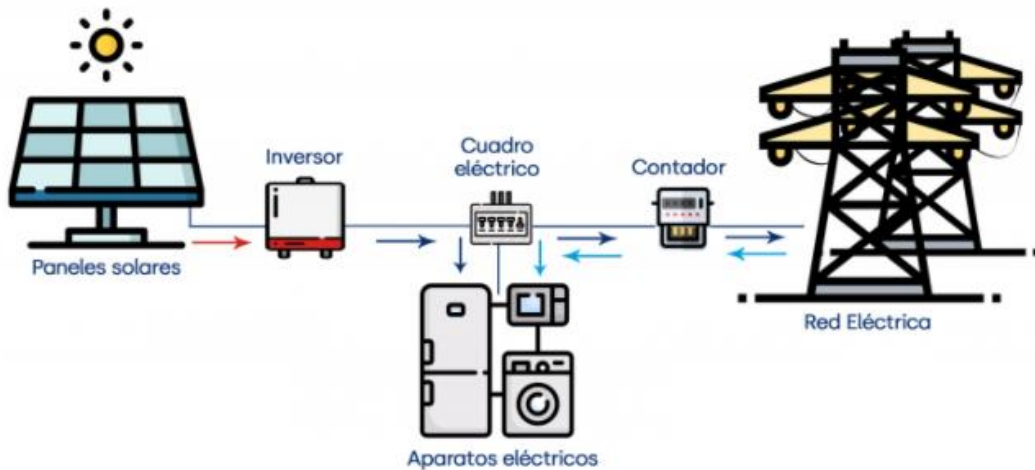


Figura 4. Componentes de las instalaciones conectadas a la red eléctrica con vertido. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14]

Para este tipo de instalaciones en las que se vierte energía a la red, existen dos modalidades:

- **Acogida a compensación (simplificada):** esta modalidad permite a los pequeños consumidores de hasta 100 kW, recibir una compensación económica por los excedentes energéticos, es decir, por la energía producida no consumida. La compensación simplificada es un mecanismo que se aprobó en el Real Decreto 244/2019 y establece que los consumidores acogidos a esta modalidad recibirán un descuento en su factura de la luz por los kilovatios que viertan a la red eléctrica.
- **No acogida a compensación:** para instalaciones de más de 100kW, los excedentes que son volcados a la red son en régimen de venta y no de compensación.

2.1.2.3. Instalaciones conectadas a la red eléctrica con vertido

Este tipo de instalaciones son sistemas fotovoltaicos instalados en lugares como edificios o industrias conectados a la red eléctrica pero no vierten en ella su producción energética. Una parte de la energía generada se utiliza para el propio autoconsumo, y la energía excedente se desecha o se almacena en baterías. Por tanto, pueden o no precisar de subsistemas de acumulación, ya que el propósito de la instalación es intentar consumir de las placas solares y en el momento que se necesite más energía, o que las baterías estén descargadas, obtener la energía de la red eléctrica.

Con todo ello como se aprecia existen dos modelos en este tipo de instalaciones:

- **Sin excedentes:** estas instalaciones no cuentan con un subsistema de acumulación y, por tanto, toda la energía excedente se desecha. A la instalación se le añade un mecanismo anti vertido que se comunicará directamente con el inversor para que no se produzca más energía de la consumida, y de esta forma evita que ésta pase a la red.

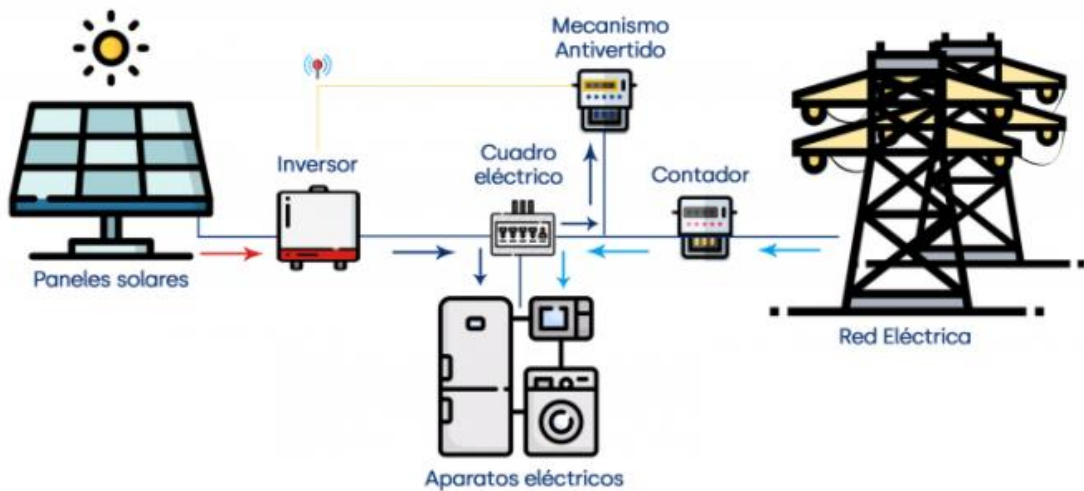


Figura 5. Componentes de las instalaciones conectadas a la red eléctrica sin vertido. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14]

- **Con acumulacion de baterias:** consiste en inyectar el excedente de energía en la batería que acompaña a la instalación, lo que permite consumirla las horas en las que no hay radiación solar. No obstante, se permanece conectado a la red eléctrica de tal manera que cuando se acaba la energía que se tiene acumulada en la batería, se pueda seguir consumiendo la que se extrae de la red.

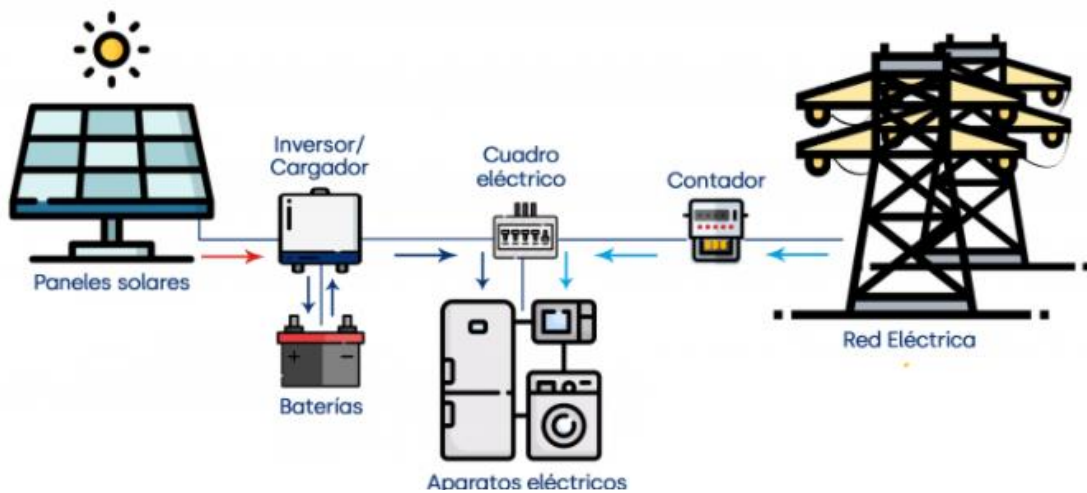


Figura 6. Componentes de las instalaciones conectadas a la red eléctrica sin vertido. Fuente: ENDEF Solar Solutions [14]

Actualmente en España, cada vez es más habitual este tipo de instalaciones gracias a la aprobación del Real Decreto 1699/2011, en el que se regula la conexión a la red de las instalaciones de pequeña potencia que producen energía.

2.1.3. Componentes de instalaciones fotovoltaicas

Cada tipo de instalación explicados en el apartado anterior tienen sus propias formas de conexión a la red y utilización. Sin embargo, los subsistemas de generación, acomodación y medida son comunes en todas ellas [15]. En la figura 7 se puede observar los componentes de una instalación fotovoltaica genérica.

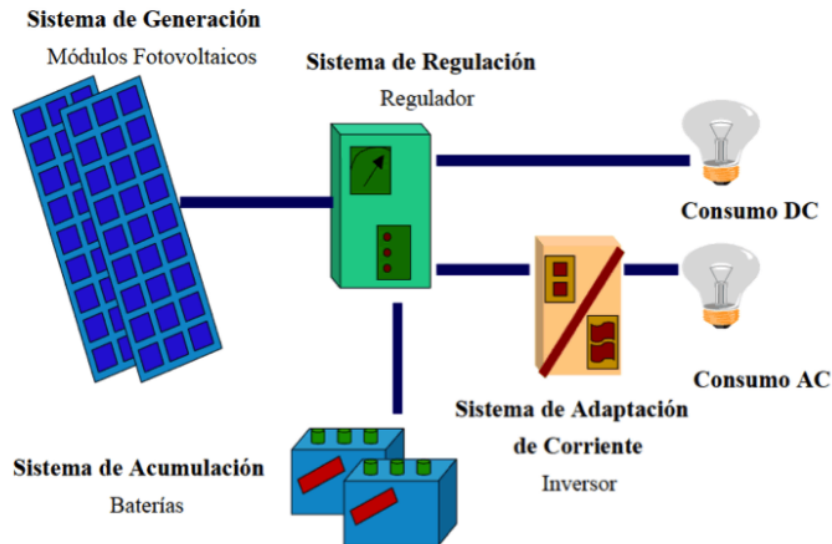


Figura 7. Diagrama de bloques de una instalación fotovoltaica

2.1.3.1. Subsistema de generación

Se trata de un grupo de paneles fotovoltaicos que están interconectados entre sí para aprovechar al máximo la radiación solar.

- **Células solares:** se encargan de transformar la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua. Existen paneles de distintos materiales como son el silicio (monocristalino, policristalino, amorfo o combinación de ellos), el telurio de cadmio (CdTe) o el diseleniuro de cobre e indio (CIS). La unidad en que se mide su potencia es el kWp.
- **Generador fotovoltaico (paneles fotovoltaicos):** conocidos también como placas solares o paneles solares. Está formado por un grupo de células solares conectadas entre ellas según las necesidades de emplazamiento. Su orientación ideal es hacia el Sur geográfico y con una inclinación equivalente a la latitud del lugar donde esté la instalación.
- **Estructura de soporte:** sirven para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Esta estructura debe de ser de un material de gran resistencia estructural que sea capaz de soportar condiciones extremas. Existen dos tipos que se explican a continuación de forma muy breve:
 - Fijas: orientadas siempre en la misma dirección que pueden estar emplazadas sobre un terreno o sobre cubiertas de edificaciones.
 - Con seguidores solares: orientadas según la situación del sol que están emplazadas sobre el terreno.

2.1.3.2. Subsistema de acomodación

Estos se componen de inversores o de convertidores de CC/CA. Se encargan de transformar la tensión y corriente que reciben de los paneles fotovoltaicos adaptándose a los usos específicos a los que vaya destinado cada caso. En particular para este proyecto, se encargan de convertir la corriente continua que recibe de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Así, cuando los paneles empiezan a generar suficiente potencia, la instalación comienza a generar energía. Cuando no hay suficiente radiación solar, o cuando no se precisa toda la potencia, se desconectan o reducen la aportación de energía. En instalaciones conectadas a la red, en caso de interrupciones en el suministro a través de la red eléctrica, la alimentación eléctrica se interrumpe instantáneamente evitando riesgos.

2.1.3.3. *Equipo de medida*

Estos equipos se utilizan para medir la energía producida y consumida en la instalación fotovoltaica. Por lo general se tratan de contadores de energía simples.

Sin embargo, en el caso de instalaciones de autoconsumo, deben instalarse contadores de energía bidireccionales, y de esta forma, poder controlar y medir la energía generada que se inyecta a la red y la energía consumida que se absorbe de la red. También se les conoce como CDP (control dinámico de potencia).

2.1.3.4. *Subsistema de acumulación*

Por lo general, este tipo de subsistemas son propios de instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica. No obstante, se pueden utilizar en los otros dos tipos de instalaciones.

- **Regulador de carga:** el sistema de regulación tiene básicamente dos funciones. La primera de ellas es evitar las sobrecargas y descargas profundas de las baterías para evitar daños en la misma. Y la segunda de ellas es impedir la descarga de la batería a través de los paneles fotovoltaicos en los periodos en los que la luz sea insuficiente.
- **Baterías:** su objetivo principal es acumular la energía que se produce para que se pueda utilizar por la noche, en periodos donde la climatología sea desfavorable y/o donde la ausencia de sol impida generar nueva energía fotovoltaica. Además, se encargan de proveer una intensidad de corriente superior a la del generador fotovoltaico. Se componen de dos electrodos sumergidos en un electrolito en el que se producen reacciones debidas a la carga y descarga de esta. La capacidad de las baterías se relaciona con la electricidad que puede aportar en una descarga completa y se mide en amperios/hora (Ah).

2.1.3.5. *Otros componentes*

- **Protecciones:** situadas dentro de los cuadros de protección, en los que se puede diferenciar dos tipos en función de cómo sea el modo de corriente:
 - Protecciones de CC: se trata de fusibles y seccionadores.
 - Protecciones de CA: se trata de interruptores magnetotérmicos y diferenciales.
- **Cableado:** conductores necesarios para la unión de las diferentes partes de la instalación. El tamaño de su sección será en función de la intensidad que circule por ellos.
- **Tubos protectores:** se encargan de proteger los cables de corriente continua como de corriente alterna. El tamaño o sección de estos dependerá del número y la sección de los cables que albergan. Su elección se hace en función del *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión* (REBT) y en particular de su ITC-BT-21.

2.1.4. Estado de la energía fotovoltaica

Para este año 2022, se prevé que las instalaciones solares fotovoltaicas experimenten un crecimiento del 20% y se espera superar la barrera de 200GW instalados [16]. Durante los años 2010 y 2020 este tipo de tecnología estaba estancada, pero debido a la pandemia y otros factores que se mencionaran a continuación, está en continuo crecimiento.

Este crecimiento ha venido en parte por la crisis del combustible y el aumento de los precios de electricidad que ha supuesto un gran desarrollo del sector de la generación distribuida como es el residencial, comercial e industrial. Sin embargo, este crecimiento depende de muchos factores y no se puede asegurar del todo, debido en parte, al alza de los precios de los materiales solares fotovoltaicos a causa de la intensa interrupción de la logística y de la cadena de suministro.

Además, las nuevas restricciones de energía en China impuestas en la segunda mitad de 2021, han restringido la producción de materiales clave como silicio metálico, polisilicio y vidrio solar, impulsando aún más el aumento de los precios [17]. También otro factor muy limitante es la escasez que se está produciendo a nivel mundial de componentes electrónicos especialmente de chips y cristales que afectan en parte a los componentes solares fotovoltaicos.

A nivel nacional, la generación fotovoltaica ha crecido sustancialmente, pasando la capacidad instalada en 2020 de 1.762,01 MW a 2.380,90 MW en 2021 [18].

A pesar de todos los factores amenazantes, y a modo de resumen, lo que se espera para este año 2022 es lo siguiente [19]:

- Será el primer año en el que se instalarán más de 200 GW de energía solar.
- Se duplicará la energía solar y de almacenamiento instalada.
- El almacenamiento de energía solar residencial se convierte en la oferta por defecto.
- Los precios de los módulos solares caerán considerablemente.
- China impulsará a nivel récord las nuevas construcciones fotovoltaicas.
- Se firmarán acuerdos de compra de energía por valor de gigavatios en toda Europa.
- Las subastas de energía solar serán más complicadas y a menudo incluirán el almacenamiento.
- La capacidad de fabricación de energía solar seguirá creciendo.

2.1.5. Proyectos con energía fotovoltaica orientados al VE

2.1.5.1. *Electric Forecourt Gridserve*

Se trata de la primera estación de servicio de coches eléctricos con energía 100% solar. Situada en Braintree, Essex, la '*Electric Forecourt Gridserve*' [20] permite cargar 36 VE simultáneamente, con cargadores de alta potencia que pueden proporcionar hasta 350 kW. Dispone de 12 cargadores de CC de hasta 350 kW, otros 12 de hasta 90 kW, 6 cargadores de CA de hasta 22 kW y 6 supercargadores de Tesla.

Además de 36 cargadores rápidos con hasta 350 kW, esta estación cuenta con un Costa Coffee, seis salas de reuniones, una zona de deporte, zona de niños y una gran sala central donde las administraciones de Essex han realizado conferencias.



Figura 8. Estación de carga 'Electric Forecourt Gridserve' [20]

También cuenta con una batería de 6 MWh que ayuda a que la estación puede compensar la energía en los periodos donde es más valiosa. Según explica Gridverse, puede almacenar suficiente energía para ofrecer hasta 38.600 km de autonomía al día.

2.1.5.2. *Electrolinera fotovoltaica de Huércal*

Está situada en el municipio de Huércal de Almería y se trata de la primera infraestructura de recarga rápida para VE cuya electricidad se genera "in situ" mediante energía solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo situada en la propia estación de servicio en España [21].

La estación de recarga para vehículos eléctricos, con 211 metros cuadrados de superficie solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo, produciendo aproximadamente 65.670 kWh anuales de electricidad renovable. Además, ofrece una alternativa al uso de combustibles tradicionales, por lo que se considera una referencia para los empresarios del sector de la automoción, cada vez más involucrados en la expansión del VE.



Figura 9. Electrolinera fotovoltaica de Huércal [21]

La potencia nominal del punto de recarga es de 93 kW, siendo capaz de alimentar dos vehículos simultáneamente con una potencia máxima de 50 kW cada uno. Se trata de un equipo de recarga rápida para VE en CC con conectores CHAdeMO, COMBO CCS y en CA con el modo 3. 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.

2.1.5.3. *Electrolinera fotovoltaica “Smartflower POP-e”*

Con sus 18 metros cuadrados de paneles solares en movimiento hace posible una fácil instalación e implantación en cualquier punto. Esta plataforma, con forma de girasol, es capaz de generar hasta 6.200 kWh al año, muy por encima de los 4.000 kWh que necesita una vivienda media.

Esta electrolinera [22] es capaz de captar la máxima energía solar gracias a sus paneles monocristalinos y a un circuito de conexión inteligente, que abarca todas las superficies de los paneles y módulos solares.



Figura 10. Electrolinera fotovoltaica “Smartflower POP-e” [22]

El sistema produce energía, incluso en las horas marginales del día, lo que aumenta su rendimiento. La instalación suministra energía limpia desde que despunta el día hasta el crepúsculo. Con la puesta del sol, la central solar se pliega automáticamente volviendo a la posición de reposo.

2.1.5.4. *Estaciones de recarga TESLA*

La marca Tesla es un referente en VE, y actualmente se encuentra extendida en la mayoría de los países del mundo, en cuanto a la comercialización de sus VE, como en la instalación de sus estaciones de carga. En muchas de las estaciones Tesla se pueden encontrar los tejados con paneles solares fotovoltaicos. Con ello, se puede afirmar que una de las marcas más punteras de coches eléctricos que apuesta por las energías renovables como fuente de abastecimiento.

La marca Tesla comercializa coches eléctricos como el Model S, el Tesla Roadster, el Tesla Model X o como el Tesla Model 3, y es un referente en el sector. Esto hace que se confirme que el camino de esta tecnología se dirige hacia las estaciones de carga ecológicas.



Figura 11. Estación de recarga Tesla [13]

Actualmente, España cuenta con 34 estaciones de Supercargadores Tesla [13]. A continuación, en la figura 12 se puede observar la cantidad de estaciones instaladas y la ubicación de éstas:



Figura 12. Ubicación de recarga Tesla

Además, la marca Tesla presume de tener los mejores VE y estaciones que consiguen realizar las recargas de las más rápidas del panorama, gracias al Supercargador V3, que es capaz de entregar hasta 250 kW y recargar hasta 120 km de autonomía en cinco minutos.

2.2. Energía eléctrica

La energía eléctrica es la forma de energía más utilizada hoy en día en todo el mundo, tanto en las industrias como en los hogares. Esto es debido a que la electricidad es una forma de energía muy fácil de producir en grandes cantidades, de transportar a largas distancias y consumir de forma aceptablemente limpia. También es muy versátil, ya que se puede transformar en otros tipos de energía y está presente en todas las actividades humanas y procesos industriales. Con todo ello se puede afirmar que hoy en día es un bien básico insustituible.

Para poder utilizar la electricidad es necesario un sistema físico que permita y sustente todo el proceso desde su generación hasta su utilización y consumo final. Este sistema se le denomina sistema eléctrico el cual se describe en el apartado siguiente [24].

2.2.1. El sistema eléctrico

El sistema eléctrico [25] se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos que operan de forma coordinada y son necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica y de esta forma poder satisfacer la demanda de energía.

La energía eléctrica se genera al mismo ritmo que se consume en cada instante ya que no se puede almacenar en grandes cantidades. Debido a esto, para su existencia es necesario que exista un circuito eléctrico que garantice la continuidad de la generación eléctrica [24]. Esta característica hace que la energía eléctrica se consiga gracias a un sistema de grandes dimensiones que contenga fuentes de generación de electricidad con diferentes energías primarias, subestaciones de transformación, maquinas eléctricas, redes eléctricas de transporte y distribución, sistemas de protección, gestión y control, circuitos eléctricos, etc. siendo el sistema eléctrico la razón por la que todos ellos estén interconectados entre sí.

El panorama eléctrico español está dividido en dos tipos de mercados distintos determinados en función de dos tipos de actividades:

- Parcialmente liberalizadas, con las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica.
- Reguladas, con las actividades de transporte y distribución de la electricidad.

2.2.2. Etapas del sistema eléctrico

El sistema eléctrico está dividido en una serie de etapas [24][25]. En primer lugar, la electricidad se genera en las centrales eléctricas generadoras a partir de las materias primas o combustibles; seguidamente en las estaciones transformadoras elevadoras se eleva la tensión (a valores denominados de “muy alta tensión”) de salida de las centrales para transportar la energía eléctrica y de esta forma, poder transportar la energía con las menores pérdidas a través de la red de transporte. En esta red de transporte se encuentran directamente conectadas la grandes industrias o subestaciones transformadoras reductoras, en las que su principal objetivo es disminuir esta “alta”, “media” y “baja tensión” para que se pueda transportar a la mayoría de los usuarios finales mediante la red de distribución.

Antes de explicar cada etapa, mediante la tabla 3 se hace una breve explicación del uso y valores considerados en “alta”, “media” y “baja tensión”.

Tipo	Uso	Valor
Baja Tensión (BT)	Distribución o generación de energía para consumo propio	220 V
		230 V
	Receptora de corriente alterna	Igual o inferior a 1 kV
	Receptora de corriente continua	Igual o inferior a 1,5 kV
Media Tensión (MT)	Producción y distribución de energía	3 kV
		6 kV
		10 kV
		15 kV
		20 kV
Alta Tensión (AT)	Transporte y distribución de energía	30 kV
		45 kV
		66 kV
Muy alta tensión (MAT)	Transporte de energía	132 kV
		230 kV
		400 kV

Tabla 3. Diferencias entre los distintos tipos de tensiones

2.2.2.1. Generación

La energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas, y son conocidas como plantas o centrales de producción. También pueden ser de tipo hidráulica, eólica, térmica, etc. Por tanto, mediante un proceso de transformación, la energía eléctrica se puede obtener a partir de diferentes tipos de energías primarias como son el agua, carbón, gas, viento, sol, etc. [25].

Las restricciones impuestas debidas principalmente por la disponibilidad física de la energía primaria, junto con otras consideraciones económicas, ambientales y sociales, han llevado a la ubicación de las centrales de producción en puntos alejados de los grandes centros de consumo en la mayoría de las ocasiones.

2.2.2.2. Red de transporte

La red de transporte se encarga de transportar la electricidad desde las centrales de producción hasta la red de distribución. En concreto, une las estaciones transformadoras elevadoras de las centrales eléctricas con las subestaciones transformadoras reductoras conectadas a la red de distribución, además de aquellos usuarios que estén conectados en alta tensión.

En España, esta red de transporte está formada por las líneas aéreas, los transformadores, las subestaciones y el resto de las infraestructuras existentes con tensiones comprendidas entre los 220kV a los 400kV. La compañía que se encarga de gestionar (desarrollo, mantenimiento y ampliación) la red de transporte, y, por tanto, transportar la electricidad desde las centrales donde se produce hasta las subestaciones que conectan con la red de distribución, es la Red Eléctrica de España (REE). Desde que entrara en vigor la Ley 17/2007, se le otorgó la condición de transportista único de la electricidad [24].

Las subestaciones transformadoras, tanto reductoras como elevadoras, cumplen tres funciones principalmente:

- Son los centros de interconexión donde confluyen distintas líneas a la misma tensión.
- Si la subestación dispone de transformador, son centros de transformación desde donde se eleva o se disminuye la tensión.
- Son los centros donde se instalan los elementos de protección y maniobra del sistema.

A continuación, se explican las particularidades de los dos tipos de subestaciones transformadoras.

- **Estaciones transformadoras elevadoras:** ubicadas a la salida de las centrales generadoras y su misión es elevar la tensión de salida de dichas centrales, a un valor de tensión adecuado para el transporte de la energía eléctrica a alta tensión. Usualmente, la tensión primaria de los transformadores suele estar entre 3V y 20kV y la tensión secundaria está condicionada por la tensión de la red de transporte que es 66, 110, 220 o 400 kV.
- **Estaciones transformadoras reductoras:** centros de transformación con la función de reducir la tensión de alta o muy alta a tensión media para su posterior distribución. La tensión primaria de los transformadores depende de la tensión de la red de transporte (66, 110, 220 o 400 kV), mientras que la tensión secundaria está condicionada por la tensión de las líneas de distribución (entre 6 y 30kV, e incluso la baja tensión).

2.2.2.3. *Red de distribución*

La red de distribución se encarga de transportar la electricidad desde la red de transporte, o bien desde grupos generadores conectados a la red de distribución, hasta los consumidores finales. Es decir, se trata del sistema de líneas que finalmente conecta al usuario con la red.

Está formada por toda aquella infraestructura como pueden ser los cables, los transformadores, edificios y/o protecciones que se encuentren por debajo de los 220 kV. Dentro de la red de distribución se pueden distinguir dos grupos según la funcionalidad que tengan [24][25].

- **Subestaciones de distribución:** son las encargadas de transformar la tensión procedente de la red de distribución (media tensión) a valores de baja tensión y aptos para el consumo, que por lo general suelen ser de 380V o 220V. Estos centros de transformación son generalmente propiedad de la compañía eléctrica distribuidora.
- **Distribuidores:** se trata de las compañías que se encargan de distribuir la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta el usuario final. Además, son responsables de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución, y de gestionar la red de distribución que posean.

Como se comentó en el apartado 2.2.1., la distribución es una actividad regulada, donde se impide que las empresas que se encargan de distribuir la energía eléctrica sean las mismas empresas que se encargan de su comercialización. De esta forma, se reparten la actividad por territorios donde únicamente hay un distribuidor. Algunas empresas distribuidoras en España son Iberdrola Distribución, Endesa Distribución o Unión Fenosa Distribución S.A.

2.2.3. Estado del sector eléctrico

A lo largo del año 2021, el sector eléctrico a nivel mundial, y más concretamente en España, ha experimentado una incesante subida de los precios de la energía [17]. Dos de los elementos decisivos que han hecho posible esta subida han sido la transición energética y el elevado precio del gas.

El precio final de la energía a partir del mes de marzo de 2021 comenzó a incrementarse de manera incontrolable, y a finales del mes diciembre de 2021 se registró un máximo en el precio final de la energía situándose en 451,10 €/MWh, frente a los 60 €/MWh que se encontraba en el mes de marzo [18].

La generación total de energía eléctrica en España apenas ha sufrido variaciones desde el año 2017. Sin embargo, la generación de energía empleando fuentes de energía libres de emisiones de CO₂ ha crecido en los últimos años en España y sigue en una tendencia creciente. Por el contrario, la generación de energía utilizando fuentes de energía contaminantes, especialmente la generación empleando gas y carbón, ha disminuido en los últimos años, en parte por la subida del precio de la energía y también por su alto nivel de contaminación.

Gracias al aumento de fuentes de energía renovables, y a la apuesta por una transición energética sesgada hacia fuentes de energía limpia, se está reduciendo el número de emisiones de CO₂ que se emiten a la atmosfera [26]. Esta se trata de una buena medida para alargar la durabilidad del planeta Tierra y poder lograr un sistema eléctrico más sostenible. Sin embargo, a día de hoy es una medida que, aunque probablemente necesaria, encarece nuestra forma de vivir y comerciar, al menos a corto plazo.

Por último, hay que destacar que la eólica ya es la principal fuente de generación eléctrica en España. Las previsiones estiman que la fuerza del viento podría cerrar el año registrando un 23,3% del total de la producción en nuestro país, liderando así el mix de generación nacional por primera vez desde 2013 [27].

A modo de resumen, la presidenta de Red Eléctrica hizo unas declaraciones en una rueda de prensa de la REE [27], el 16 de diciembre de 2021, haciendo un balance del año energético, las cuales son muy interesantes y resume el estado de la energía en España: *“estas previsiones demuestran que España avanza a buen ritmo en su proceso de transición ecológica que es la única vía para lograr un sistema eléctrico más sostenible. Debemos seguir trabajando para llegar con los deberes hechos a 2030 y Red Eléctrica estará ahí, como en 2021, maximizando la integración de renovables y garantizando a toda la ciudadanía un suministro eléctrico con altísimos estándares de calidad”*.

2.3. Vehículos eléctricos

El avance de los vehículos eléctricos poco a poco va ganando terreno en todo el mundo. Las fuertes restricciones en algunas ciudades para reducir los niveles de CO₂, las subvenciones facilitadas por los gobiernos de los distintos países y el alza en el precio del combustible están haciendo posible que se produzca esta transición. Además, está creciendo el interés por la movilidad eléctrica, donde todos los países están desplegando estrategias para facilitar la renovación del parque de vehículos con una tecnología más limpia, más eficiente y que permita introducir de forma masiva las energías renovables en el principal sector de consumo energético, como es el transporte.

Gracias a esto, el VE se está convirtiendo en la principal alternativa tecnológica a los vehículos de combustión interna.

Si bien es cierto, que el alto precio de la luz durante el último año está haciendo bastante daño al sector. Además, se necesita una mejora en la infraestructura de carga del VE en todo el mundo, ya que la principal razón que lastra al VE es la insuficiente red de puntos de recarga que impide la total libertad de movimientos que sí tienen los vehículos movidos por un motor de combustión.

2.3.1. Tipos de vehículos eléctricos

En la actualidad se pueden diferenciar hasta seis tipos de vehículos eléctricos en función del nivel de electrificación que tengan [28]. Estos son:

- **Vehículo eléctrico de batería (BEV):** se trata del coche eléctrico puro, ya que se mueve a través de la energía almacenada en sus baterías, y, por tanto, el sistema de propulsión de este vehículo se trata únicamente de un motor eléctrico. Las baterías se pueden cargar por medio de la red eléctrica o del frenado regenerativo [29] (sistema de recuperación de energía mediante frenadas y desaceleraciones). Debido a esto, este tipo de VE es el que presenta las baterías con más capacidad. Está catalogado con el distintivo ambiental de 0 emisiones.
- **Vehículo eléctrico de autonomía extendida (EREV):** en cuanto al sistema de propulsión y dimensionamiento de las baterías presentan las mismas características que los BEV. Además, cuenta con un motor térmico a modo de generador de diésel o gasolina que es utilizado como generador eléctrico para recargar la batería, que, a su vez, es la que se encarga de suministrar energía a los motores eléctricos que generan tracción a las ruedas. El EREV recibe el distintivo ambiental de 0 emisiones siempre que tengan una autonomía puramente eléctrica mayor a 40 kilómetros.
- **Vehículo eléctrico de pilas de hidrogeno (FCEV):** este vehículo no dispone de una batería recargable, sino de una pila de combustible que por lo general es de hidrogeno. Los FCEV generan electricidad mediante la electrólisis del hidrógeno que como residuo solo emite H₂O y está catalogado con el distintivo ambiental de 0 emisiones.
- **Vehículo híbrido (HEV):** estos vehículos son propulsados por la combinación de un motor de combustión interna y un motor eléctrico. Sin embargo, las baterías no se pueden cargar por medio de la red eléctrica o por una fuente de energía externa, sino que son recargadas por medio del motor de combustión o del frenado regenerativo. Respecto a los vehículos convencionales la eficiencia puede verse incrementada entre un 25 y un 40%. Está catalogado con el distintivo ambiental de ECO.
- **Vehículo híbrido enchufable (PHEV):** este tipo de vehículos son similares a los anteriores, pero en este caso la batería sí que puede recargarse por medio de un punto de recarga conectada a la red eléctrica. Por ello, las baterías suelen tener una mayor capacidad que en los HEV, lo que permite la propulsión del coche mediante energía eléctrica durante un mayor período de tiempo. El PHEV también recibe el distintivo ambiental de 0 emisiones siempre que tengan una autonomía puramente eléctrica mayor a 40 kilómetros.
- **Vehículo híbrido eléctrico ligero o microhíbridos (MHEV):** este tipo de vehículos emplean un motor de combustión junto con un sistema eléctrico alimentado por una batería de 48V. Es decir, los MHEV son vehículos de combustión a los que se le adapta un pequeño sistema de asistencia eléctrica que pueda recuperar la energía almacenándola en una batería de 48V. El motor deja de funcionar cuando se para el vehículo que se pone en marcha de nuevo por medio del sistema eléctrico. La batería de 48V se recarga por medio del frenado regenerativo. Está catalogado con el distintivo ambiental de ECO.

En la figura 13 se representan los distintos tipos de vehículos eléctricos mencionados anteriormente en función del nivel de electrificación frente al nivel de reducción de CO₂ que presentan:

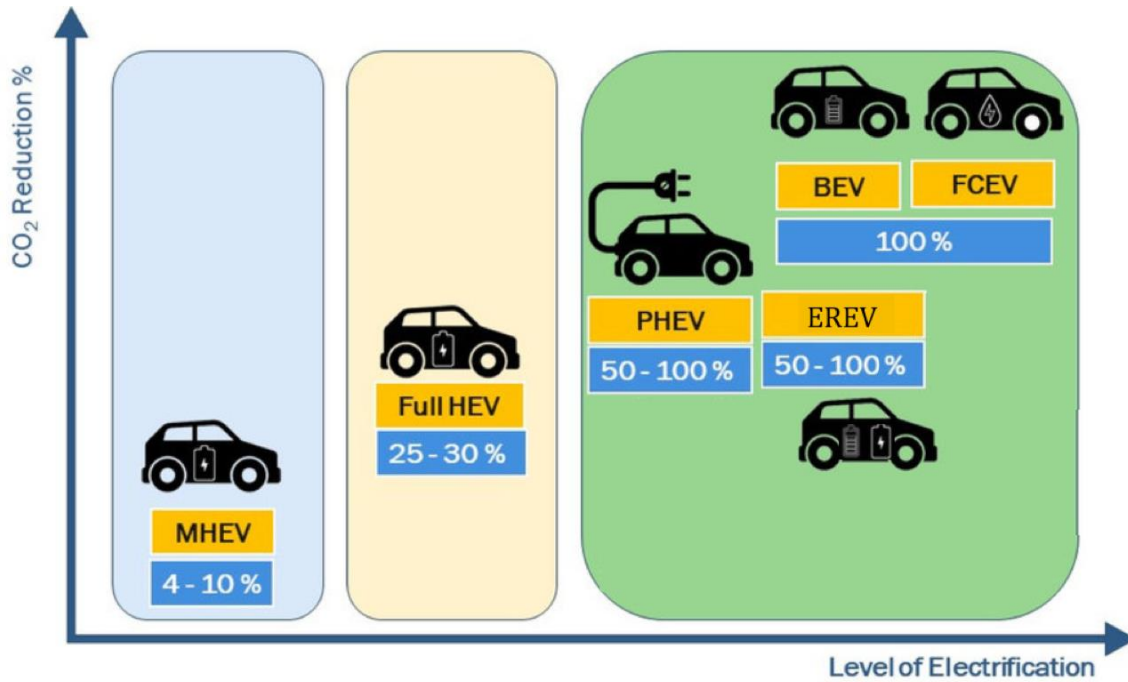


Figura 13. Representación de los tipos de VE en función del nivel de electrificación vs contaminación

Para finalizar se muestra la composición de los tres principales tipos de vehículos eléctricos.

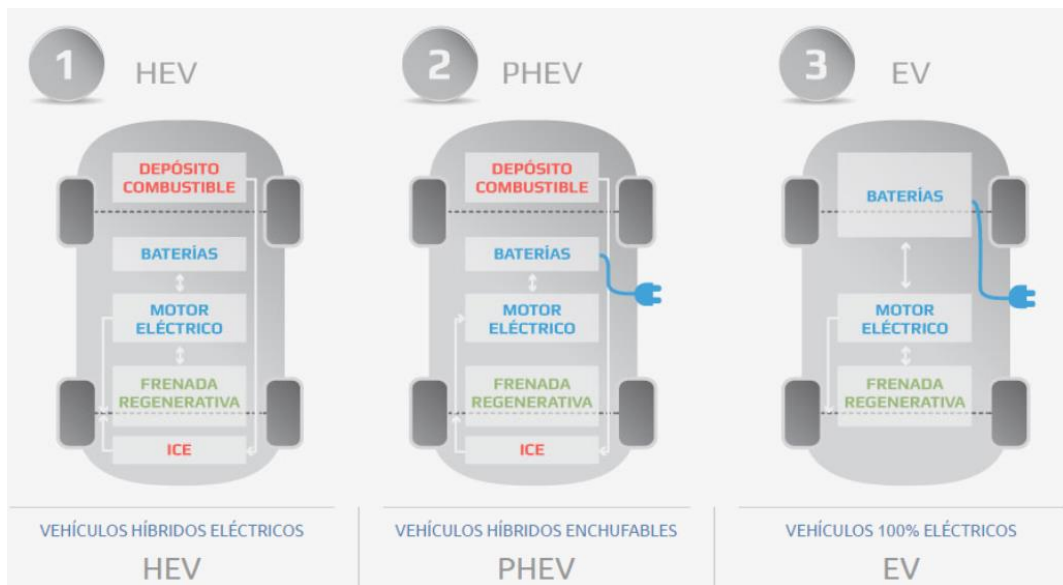


Figura 14. Composición de los tres principales tipos de VE

2.3.2. Componentes del vehículo eléctrico

El VE está compuesto por los siguientes elementos [30]:

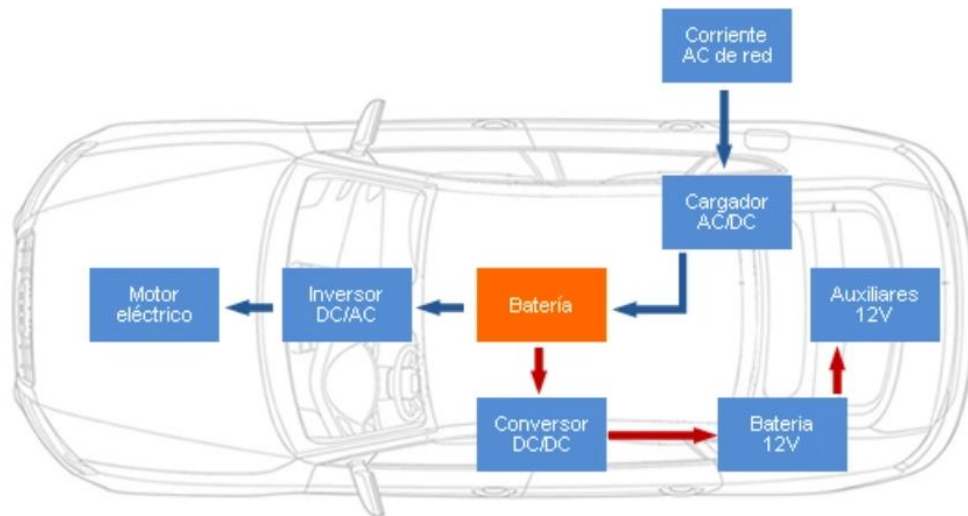


Figura 15. Componentes del VE

- **Motor:** dependiendo del modelo se puede contar con uno o varios motores en función del diseño y prestaciones. Su principal objetivo es convertir la energía de corriente alterna procedente de la red eléctrica en corriente continua, y poder cargar la batería del vehículo en este modo.
- **Baterías:** componente encargado de almacenar toda la energía en corriente continua que utilizará el VE para su desplazamiento, sistemas de seguridad, confort, etc. Además, puede tener una batería auxiliar para los sistemas auxiliares de bajo consumo como es habitual en los vehículos de combustible.
- **Inversores:** transforman la corriente continua proveniente de la batería en corriente alterna para que el motor pueda trabajar, dependiendo de si este está generando o entregando energía.
- **Convertidores:** se encargan de conectar la batería principal con las baterías de componentes auxiliares, reduciendo el voltaje de la batería principal hasta los 12V y de esta forma adecuarse para el correcto funcionamiento de las baterías auxiliares.
- **Controlador:** se encargan de comprobar el correcto funcionamiento por la eficiencia y seguridad. Además, regulan la energía que el motor entrega o recibe.
- **Puerto de carga:** punto por el que se conectan las baterías con la red eléctrica y estas se cargan. Dependiendo del tipo de recarga que se quiera efectuar, existen diversos tipos de conectores que aportan distintos parámetros de recarga.
- **Cargadores a bordo:** se encarga de transformar la corriente alterna que recibe de la red eléctrica en corriente continua para alimentar las baterías, siempre y cuando se utilice una recarga lenta o normal. Por tanto, dirige el proceso de carga. En cambio, sí se utiliza un cargador especial de recarga rápida o ultrarrápida, la corriente alterna va directamente a la batería sin pasar por el cargador embarcado.

2.3.3. Impacto ambiental

Diversos estudios en los que se ha realizado la comparación entre el impacto ambiental de VE y vehículos de combustión interna (ICE) a lo largo de su ciclo de vida [31][32][33], todos llegan a la misma conclusión: el impacto del VE es inferior a los ICE, ya que consume siete veces menos de CO₂ aproximadamente.

No obstante, en estos estudios se pone de manifiesto que la reducción de emisiones durante la utilización del VE depende en gran medida del origen de la energía eléctrica utilizada para recargar las baterías. En muchos países, con el actual mix energético, la generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables suele ser suficiente para compensar y reducir el impacto del VE frente a los ICE. Sin embargo, algunos científicos afirman que el VE contamina igual o más que el ICE, pero esto depende exclusivamente del mix de generación de electricidad del país donde ese VE se recarga como se comentó anteriormente. A continuación, se exponen tres escenarios para ver las emisiones e impacto del VE.

- Peor caso: el 100% de la electricidad es producida por grupos electrógenos diésel, por tanto, el consumo de energía primaria del VE sería el mismo que el de ICE, más un 20% aproximado debido a pérdidas en la línea de transmisión y pérdidas del rendimiento del motor eléctrico. Resultado: 120% de consumo de energía y 120% de emisiones.
- Mejor caso: el 100% de la electricidad procede de energías renovables. Como la eficiencia del motor eléctrico es superior, el consumo de energía primaria sería del 28% comparado con el ICE. Además, ese porcentaje sería libre de emisiones. Resultado: 28% de consumo de energía y 0% de emisiones.

Respecto a los procesos de fabricación del VE sí que impacta de forma negativa, sobre todo por los materiales empleados en la construcción de sus baterías. No obstante, se está haciendo un gran esfuerzo en la mejora de los procesos y tecnologías aplicadas para poder reducir el impacto ambiental.

De todas formas, la expansión del VE lleva consigo reducir los niveles de CO₂ en el interior de las grandes ciudades donde el tráfico es muy intenso. Ahora bien, para no solo evitar la concentración de las emisiones en las grandes ciudades, sino también reducirlas, es fundamental que la expansión del VE vaya acompañada de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes de energía renovables.

2.3.4. Impacto de la integración del vehículo eléctrico en la red eléctrica

La integración masiva del VE a las redes de distribución en España supondrá cambios importantes en el sistema eléctrico [34], con un impacto tanto técnico como económico, ya que afectarán tanto a la operación del sistema como a posibles cambios o refuerzos en la infraestructura eléctrica actual.

Para poder dimensionar el impacto que tendrá la recarga del VE en el sector eléctrico, deberá de conocerse dónde, cuándo y cómo se realizará la recarga de estos, ya que actualmente se tienen una amplia variedad de métodos de carga como se verá en el siguiente apartado de la memoria.

La curva de la demanda eléctrica no es constante a lo largo del día, pero sí previsible, por lo que es un factor a tener en cuenta para adoptar medidas sobre el impacto de la red. De esta forma es recomendable efectuar la recarga del VE en las horas donde se consuma menos energía (horas valle) evitando poner a cargarlos donde más demanda de energía hay (horas pico). Esto es recomendable ya que podría darse el caso que la mayoría de las personas cargasen el VE

según llegan al domicilio, y justamente coincida con el momento en el que la red eléctrica tiene un pico de demanda, ampliándose este por un pico de recarga de los VE. Esto supondría que la red eléctrica actual sea insuficiente para la integración masiva del VE mediante un sistema de recarga no controlada.

La demanda por la noche es bastante menor ya que coincide con un exceso de generación, que por lo general proviene de la energía eólica (aumento del viento y descenso de temperatura en la noche). De esta forma poner a cargar los VE durante este periodo supondría una mejora en el sistema eléctrico debido a que se aprovecharía la energía que está desaprovechada. Así la mejor forma de cargar los VE para minimizar el impacto en la red eléctrica sería con una recarga lenta en un domicilio o parking con una toma de 120V y 16^a, y poder “allanar” la curva de energía mediante el uso de SIG (sistemas inteligentes de gestión de carga).

Este escenario sería totalmente distinto en el caso de recargas rápida o ultra rápidas, ya que se trabaja con potencias muy elevadas, y por ende producen un mayor efecto en la red. Una conexión elevada de VE en recarga rápida podría afectar de forma significativa a la capacidad del sistema eléctrico. Debido al gran avance tecnológico del VE, cada día se hace más “real” el uso de electrolinerías y de aquí surge este proyecto, con el fin de poder dar una solución a la implantación de un sistema de electrolinerías intentando minimizar la afectación al sistema eléctrico.

2.4. Puntos de recarga de vehículos eléctricos

Como se comentó anteriormente, la insuficiencia de la red de puntos de recarga está lastrando a la implantación del VE. No obstante, en el último año y medio se ha dado un gran paso gracias a las medidas adoptadas por todos los países, y se están implantando puntos de recarga en los terrenos circundantes a las carreteras del Estado Español [35].

Para agilizar esta implantación, la instalación de los puntos de recarga queda eximida de la obtención previa de las licencias de obras, de funcionamiento o de actividad, de carácter medioambiental o similares. Por ello, bastará presentar una simple declaración responsable del titular [36].

Los puntos de recarga se pueden clasificar mediante una serie de factores como son la velocidad de recarga, modo en que se conecta el vehículo para su carga y el tipo de conector utilizado [37].

2.4.1. Tipos de conectores

En la actualidad, para los tipos de conectores del VE [38] no hay una homogeneización mundial, pero se encuentran estandarizados. Debido a esto se tienen diferentes enchufes con distinto tamaño, distintas propiedades y diferentes configuraciones de número de entradas y comunicaciones con el VE. El principal objetivo de estos es suministrar energía desde el punto de carga hasta las baterías del vehículo eléctrico.

- **Schuko:** estandarizado según la norma CEE 7/4 tipo F. Se trata de un conector doméstico que es compatible con las corrientes europeas, y está compuesto por dos bornes y una toma de tierra que soporta corrientes de hasta 16A. Solamente se puede utilizar para una carga lenta y en AC. Se puede encontrar en numerosos electrodomésticos y por tanto no es propio del VE.



Figura 16. Conector Schuko

- **Conector Tipo 1:** estandarizado según la norma IEC 62196-2. Originalmente se denominaba conector SAE J1772 o Yazaki. Es compatible con las corrientes norteamericanas o japonesas. Está compuesto por un diámetro de 43mm con cinco bornes, dos de corriente, uno de tierra, y los otros dos serían, uno de control y el otro de seguridad que no permite mover el vehículo si está conectado. Existen dos modelos de carga en AC, el primero de ellos para carga lenta con corrientes de hasta 16A, y el otro para carga rápida con corrientes de hasta 80A. Se trata de un conector específico para VE.



Figura 17. Conector Tipo 1

- **Conector Tipo 2:** estandarizado bajo la norma IEC 62196-2 y conocido como Mennekes. Se trata de un conector europeo y está compuesto de un diámetro de 55mm con 7 bornes, cuatro para corrientes trifásicas, uno de tierra, y dos de comunicación. Hay dos modelos de carga en AC, el primero de ellos para carga lenta con corrientes monofásicas de hasta 16A, y el segundo para carga rápida con corrientes trifásicas de hasta 63A. Se trata de un conector propio para VE.



Figura 18. Conector Tipo 2

- **Conector CCS Combo 1/2:** cumple con las normas IEC 62196-3 y SAE J1772, y, por tanto, es estandarizado por europeos, japoneses y norteamericanos. Compuesto de 5 bornes de corriente, uno de tierra y otro para la comunicación a red. Permite la recarga lenta y recarga rápida. Permite la carga en AC o DC y se trata de un conector propio para VE.

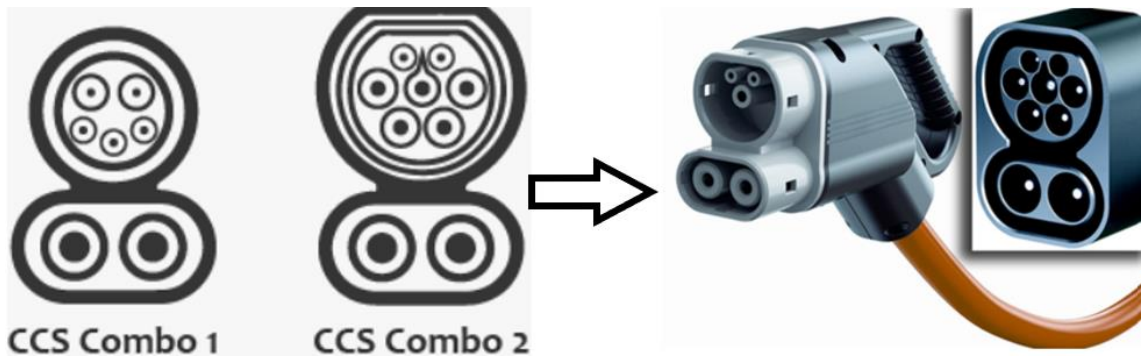


Figura 19. Conector CCS Combo 1/2

- **Conector Tipo 3:** estandarizado por los franceses y conocido como Scaem o EV Plug-in Alliance. Está compuesto por cinco o siete bornes, según sea monofásico o trifásico respectivamente, con corrientes de hasta 32A. Permite la carga en AC y se trata de un conector propio para VE.



Figura 20. Conector Tipo3 o Scaem

- **Conector CHAdeMO:** estándar japonés. Está compuesto por diez bornes, toma de tierra y conector a red. Está pensado para carga rápida, pero admite hasta 200A para carga ultra rápida. Permite la carga en DC y se trata de un conector propio para VE.



Figura 21. Conector CHAdeMO

2.4.2. Gestores de carga

El gestor de carga es una figura a la cual se otorga la capacidad de comprar energía eléctrica del mercado eléctrico (o de las compañías distribuidoras) para posteriormente venderla para su uso en la recarga de vehículos eléctricos. El Real Decreto que regula al gestor de carga es el “*Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética*”. Esta norma se trata de una regulación necesaria que parte de la mención que se hacía en el RDL 6/2010, de 9 de abril, BOE 89 del 13 de abril de 2010, sobre la inclusión en el marco normativo de la nueva figura del gestor de cargas del sistema, con el fin de promover el rápido desarrollo del vehículo eléctrico.

Un gestor de carga podrá tener un número indefinido de puntos de conexión, sin embargo, solo podrá ejercer la actividad en cada uno de ellos si ha realizado algún suministro de energía en dicho punto en el periodo de un año y cumpla con los requisitos técnicos que se recogen en la norma.

Con todo ello, la regulación de cargas permite a centros comerciales o propietarios de parkings públicos ofertar la recarga del VE como un producto más, en el que el propio gestor de carga fijará el precio en función de la velocidad y el tiempo de recarga.

2.4.3. Velocidades de carga

Actualmente se consideran cuatro tipos de recarga atendiendo a la velocidad con la que se cargan los vehículos eléctricos, es decir, según el tiempo que lleva recargar las baterías que depende directamente de la potencia disponible: lenta, semi-rápida, rápida y ultrarrápida. No obstante, algunos autores [39] que dividen la carga lenta en super-lenta, lenta, semi-rápida, rápida, ultrarrápida.

En la tabla 4 se resumen las principales características de cada tipo:

	Carga lenta o convencional	Carga semi rápida	Carga rápida	Carga Ultrarrápida
Potencia	Hasta 3,6KW AC	Desde 7,4 kW hasta 22 kW AC y hasta 25 kW DC	43 kW AC y 50 kW DC	Desde 50 kW DC hasta 400 kW DC
Intensidad y voltaje	Corriente monofásica de 230 V e intensidad de 16A	Corriente monofásica y corriente trifásica de 230V e intensidad de 32A.	Corriente continua de unos 600V y 80A	Corriente continua de hasta de 920V y 350A
Tiempo estimado de recarga	Entre 6 y 8 horas	Entre 1 y 3 horas	Entre 20 min y 1 hora	Entre 5 y 30 min
Localización optima	En viviendas y centros de trabajo	En centros urbanos, centros comerciales y de ocio, supermercados, parking...	Centros urbanos y electrolinerías	Electrolinerías y estaciones de servicios

Anotaciones	<p><i>Para dejar el VE varias horas, es recomendable conectarlo durante la noche. Aprovechan tarifas nocturnas y ayuda a estabilizar curva de demanda eléctrica</i></p>	<p><i>El VE se deja recargando mientras se realizan compras o se disfruta de algún entretenimiento. Es una solución ideal en términos de coste de equipo – tiempo de carga</i></p>	<p><i>El VE se deja recargando mientras se realiza una parada durante un trayecto</i></p>	<p><i>El VE se deja recargando mientras se realiza una parada durante un trayecto. Esto es equivalente a cuando se reposta un vehículo de combustible. Exigencias eléctricas altas Equipos costosos y no válidos para todos los VE del mercado</i></p>
--------------------	---	--	---	--

Tabla 4. Velocidades de recarga en el VE

2.4.4. Modos de carga

El modo de carga depende de los protocolos de comunicación entre el punto de recarga y el VE, según el control que se pueda tener del proceso de carga para programarla, pararla, reanudarla o ver el estado. Se encuentran definidos en la norma UNE-EN 61851-1:2012 “Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos”. Es un tema en plena evolución en el que por el momento se encuentran estandarizados cuatro modos distintos [40].

- **Modo 1:** se trata de un modo donde el punto de recarga no es exclusivo para VE, es decir, es un enchufe clásico con una toma Schuko. Utiliza un sistema sencillo compuesto por un cable, con clavija Schuko y con una corriente monofásica de 16A a 230V, que se conecta al VE mediante AC. La potencia máxima es 3,7KW y no tiene toma de seguridad, por lo que solo es recomendable para motocicletas o bicis eléctricas de baja potencia. Este modo no es recomendable para VE debido a la falta de protección y posibles sobrecalentamientos en la instalación. Se corresponde con el tipo de recarga lenta.
- **Modo 2:** pensado para uso doméstico y por tanto no es exclusivo para VE, en el que se utiliza una corriente monofásica de 16A a 230V a un máximo de 3,7kW en AC. El cable cuenta con un piloto de control entre el VE y la clavija, más un sistema de protección diferencial. Por tanto, este modo consiste en la instalación de una caja que contiene los sistemas de protección adecuados y un conector tipo Schuko. Cabe destacar que el conector del VE debe tener al menos un pin para la señal de comunicación. Se corresponde con el tipo de recarga lenta.
- **Modo 3:** es exclusivo para la recarga del VE siendo el modo utilizado en los puntos de recarga que no son domésticos en los que se tiene una corriente de 32A a 400V con una potencia máxima de 22kW. Para ello se requiere utilizar un SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico) en el que la legislación española lo considera a este elemento como uso obligatorio en los puntos de uso público en la ITC-BT 52. SAVE se encarga de monitorizar la

carga y cortar el suministro eléctrico al enchufe cuando no detecta un conector. Este sistema permite una recarga tanto monofásica como trifásica, y se corresponde con una recarga semi-rápida consiguiendo una recarga completa de la batería en una o dos horas. El conector puede ser de tipo 1 o 2 según el modelo de VE. La autonomía es la siguiente:

- Corriente alterna (AC): la potencia oscila entre 7,5 kW y 22 kW.
 - Corriente continua (DC): potencia de 22 kW.
- **Modo 4**: se trata del sistema de recarga más rápido en el que la potencia máxima oscila entre 50kW y 350kW. Mediante la estación de recarga se realiza la conversión de AC a DC en el que las funciones de control y protección, como el cable de recarga, están instalados en la infraestructura de forma permanente. Es el modo recomendado para las cargas rápidas y ultrarrápidas.

En la tabla 5 se resumen las principales características de los modos de recarga explicados previamente:

MODOS DE CARGA				
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
Tipo de corriente	Monofásica, de uso no exclusivo	Monofásica, de uso no exclusivo	Monofásica o trifásica, de uso exclusivo para la recarga de VE	Trifásica, de uso exclusivo para la recarga de VE
Intensidad Máxima	16 A	16 A	32 A	600 A
Tensión Máxima	230 V	230 V	400 V	400 V
Potencia máxima	3,7 kW	3,7 kW	22 kW	350 kW
Conector	Tipo schuko	Tipo 1 (SAE J1772) o Tipo 2 (Mennekes)	Tipo 1 (SAE J1772) o Tipo 2 (Mennekes)	Tipo CCS Combo o CHAdeMO
Otros	No aconsejable para VE debido a posibles sobrecalentamientos en la instalación y falta de protección	El cable cuenta con un piloto de control entre el VE y la clavija + sistema de protección diferencial	El SAVE monitoriza la carga y corta el suministro eléctrico al enchufe cuando no detecta un conector	Uso indicado para la recarga rápida y/o ultra rápida

Tabla 5. Características de los modos de carga

Seguidamente, en la figura 22 se muestra la conexión de cada modo:

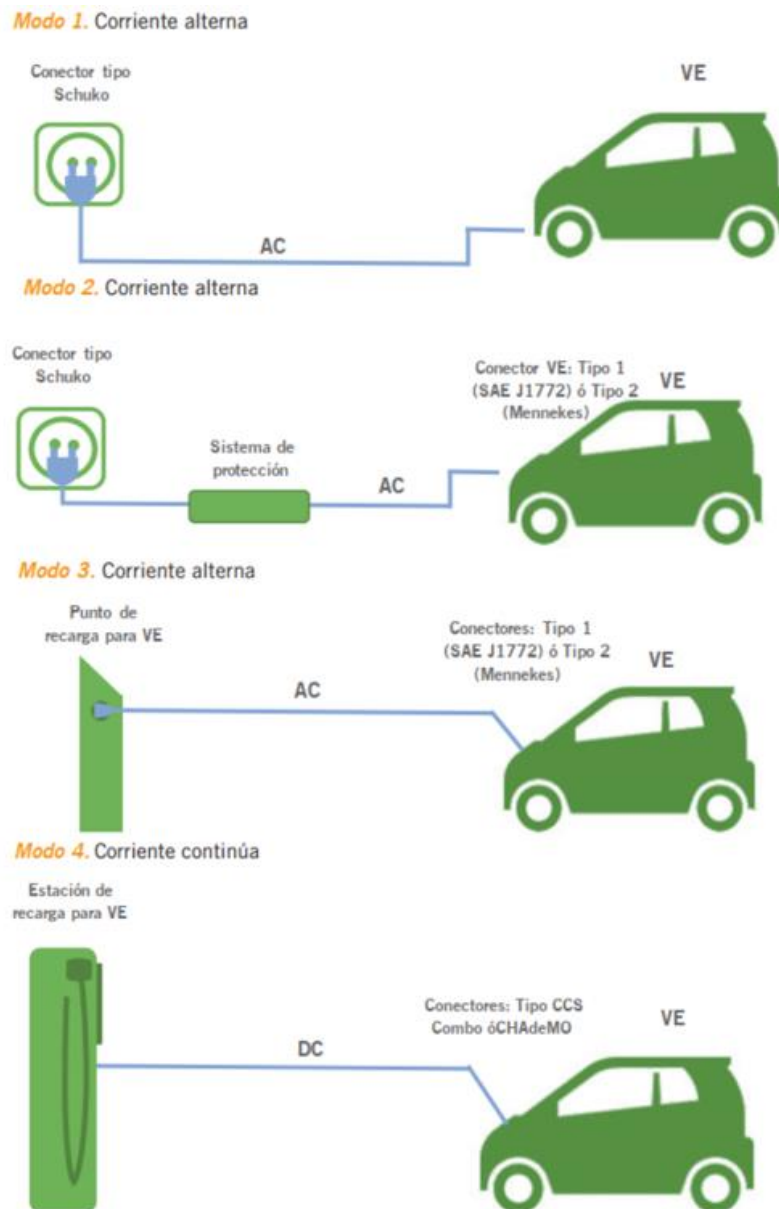


Figura 22. Modos de carga del VE

2.4.5. Tipos de carga

Existen dos tipos de recargas: recarga vinculada y recarga de oportunidad.

- **Recarga vinculada:** esta infraestructura tiene asignados unos VE concretos para la prestación del servicio de recarga. Por lo general, es habitual en plazas de garajes de viviendas y dado que el VE se pasa aparcado durante periodos de tiempo bastantes largos, se ofrecen las máximas facilidades al usuario para recargarlo. Por tanto, la recarga vinculada se efectuará con cargas a velocidades lentas o semi rápidas.
- **Recarga de oportunidad:** se trata de un complemento no sustitutivo de la recarga vinculada. Se podrá efectuar en electrolinerías, centros comerciales, aparcamientos de empresas, etc. El objetivo de este tipo de recarga es disminuir el tiempo de recarga aumentando la velocidad, de manera similar al repostaje de combustible. Por tanto, la recarga de oportunidad será a velocidad normal, semi rápida, rápida y ultrarrápida que en el mejor de los casos la recarga durará 10 minutos aproximadamente.

2.4.6. Tipología de la infraestructura

Existen dos tipos de infraestructuras: públicas o privadas.

- **Infraestructura pública:** diseñada para la recarga de oportunidad en el que debe permitir una recarga lo suficientemente rápida para que el VE pueda continuar su trayecto sin demorar mucho tiempo en la recarga. La implantación de esta infraestructura reducirá uno de los mayores inconvenientes como es la autonomía, y de esta forma permitirá efectuar viajes más largos. Para ello es necesario un desarrollo conjunto de la instalación de más puntos de recarga en la vía pública junto con un aumento de la capacidad para admitir altas potencias en la recarga por parte de los VE.
- **Infraestructura privada:** este tipo de infraestructura presenta una complejidad bastante grande aun por resolver como es el control en la simultaneidad de las recargas de VE en empresas o viviendas privadas que tengas más de un VE. Esta complejidad es debida porque en la recarga de varios VE a la vez, se debe gestionar la potencia y energía disponible sin comprometer los distintos usos de la energía (oficina, viviendas etc.). Para solventarlo el sistema debe ser capaz de tener elementos de gestión y medida de las variables eléctricas, tener sistemas de comunicaciones que ofrezcan información relevante para que el usuario y el operador puedan hacer una correcta gestión operativa, y de dotar al usuario de una previsión de la demanda de recargas.

2.5. Tecnología de carga

La evolución de la carga en los vehículos eléctricos está en auge, aunque en España se necesita más inversión, incentivos y eliminación de barreras burocráticas para ampliar infraestructuras de carga, y de esta forma potenciar la compra y uso de VE.

Aunque a día de hoy no se acaba de dar una solución, una de las innovaciones que previsiblemente se integre en unos años es la carga inalámbrica. Una de las empresas centrada en este tipo de carga es Volvo Cars [41], la cual ha anunciado que está probando una nueva tecnología de carga inalámbrica, y la está integrando en un entorno urbano real realizando pruebas con socios seleccionados.

Además, hay otros proyectos en marcha como es ElectReon [42], en el que se está intentando desarrollar la carga por inducción en carreteras, cuyo objetivo es descarbonizar el sector transporte y aumentar la eficiencia energética reduciendo la capacidad de las baterías.

A nivel nacional, uno de los proyectos más destacados y que se considera un referente ha sido la implantación de la mayor electrolinera en Pozuelo de Alarcón (Madrid) [43] gracias a Endesa X y Eysa. Esta electrolinera cuenta con 46 puntos de recarga con un total de 1.800 kW de potencia, 20 de ellos de tecnología ultrarrápida, que permiten cargar el 80% de la batería de un vehículo eléctrico en tan solo 10 minutos. Además, utiliza la plataforma desarrollada por Eysa para accesos, gestión y pago, un novedoso sistema de apertura por matrícula o aplicación.

2.5.1. Empresas referentes

Cada vez son más las empresas dedicadas a los puntos de recarga para VE. Esto es debido al aumento de coches eléctricos, y con ello por todos los beneficios que trae consigo esta implantación del VE como se ha ido comentando a lo largo del capítulo. Las principales empresas de este sector se mencionan a continuación, sin embargo, hay muchas más en el mercado del VE [44].

2.5.1.1. *EVBox*

Se trata de una empresa puntera en la tecnología utilizada en puntos de carga para VE. Actualmente posee 60.000 puntos de carga en 45 países, y para el año 2025 espera tener un millón de estructuras.

Pertenece al grupo Engie, uno de los mayores conglomerados de servicios relacionados con la energía del mundo. Entre sus principales socios destacan compañías como Greenlots o IBC Solar.

2.5.1.2. *ChargePoint*

Fue la compañía que inició el mundo de la carga del VE. Es la red de estaciones de carga de vehículos eléctricos más grande del mundo, con estaciones en Norteamérica y Europa. Fue fundada en 2007 y, aunque su mayor crecimiento se ha registrado en EE.UU., está comenzando su expansión por Europa. Entre sus principales socios destacan Siemens, Daimler o BMW.

Además, fue una de las primeras compañías en incorporar servicios en la nube pudiendo controlarse las estaciones mediante reconocimiento de voz.

2.5.1.3. *NewMotion*

Esta empresa cuenta con más de 70.000 cargadores entre Europa occidental y los países escandinavos.

El sello distintivo de NewMotion reside en haber sabido simplificar y optimizar sus herramientas. También destaca una amplia oferta de tarifas y servicios de suscripción y su cartera de clientes, a los que ofrece soluciones de carga con una potencia de hasta 22 kW. Además, gracias a su colaboración con Shell, NewMotion ampliará su red en Noruega, uno de los mayores mercados de vehículos electrificados del mundo.

2.5.1.4. *Enel X*

Esta compañía cuenta con más de 30.000 puntos de carga entre Europa y América. Gracias a la plataforma JuiceNet, tiene una de las conexiones más potentes del mercado. Además, ofrece a sus clientes personalizar el acceso y la gestión de la carga.

Entre sus principales socios se encuentra el proveedor Ionity y fabricantes como Honda, Nissan, Renault o el Grupo Volkswagen.

2.5.2. Estado de la tecnología de carga

A nivel mundial, surge una necesidad muy urgente de inversión en infraestructuras de movilidad eléctrica. Esta está impulsada por los objetivos oficiales de emisiones del transporte por carretera, que constituyen, a su vez, un factor clave para alcanzar los objetivos nacionales de cambio climático, junto con la opinión pública mundial posicionada, en su mayoría, a favor de la migración a VE.

Diversos análisis y previsiones muestran datos muy optimistas, y se espera que el mercado de estaciones de carga de vehículos eléctricos alcance las 14.623 000 unidades para 2027 [45]. Esto es gracias al aumento de ventas de vehículos eléctricos en todo el mundo, al avance en el desarrollo de tecnologías como las estaciones de carga portátiles, la carga bidireccional, la carga inteligente con gestión de carga, al análisis basado en el uso y pago automatizado, y sobre todo al avance de la carga ultrarrápida. El modo 3 se espera que sea el segmento que más crezca por nivel de carga. La región de Asia Pacífico tiene actualmente el mayor número de estaciones de carga de VE en modo 3 debido al alto crecimiento del uso de VE en países como China, Japón y Corea del Sur, y a la gran inversión de China en la infraestructura del VE. En Europa, solamente en países como Países Bajos, el Reino Unido, Francia y Alemania domina este modo de carga. Si

que es cierto que el hecho de la colaboración de estos países con los principales fabricantes de automóviles y proveedores de servicios de carga para aumentar su red de carga de vehículos eléctricos, han convertido a Europa en el segundo mercado de mayor crecimiento para la carga en modo 3. La región de América del Norte está liderada por EE. UU. en la que sólo en 13 estados predomina este modo, y de esta forma, el resto de EE. UU. aún tiene que aumentar el uso y la infraestructura de vehículos eléctricos.

El mercado de estaciones de carga para VE está dominado por los principales proveedores de carga mencionados en el apartado anterior, y a los que se le suman ABB (Suiza), Shell (Países Bajos), Tesla (EE.UU.) y BYD (China). Todos estos proveedores, desarrollan productos y ofertan servicios para el ecosistema de carga de VE. Además, han iniciado asociaciones para desarrollar su tecnología de carga, y así, proporcionar productos terminados y servicios de carga a sus respectivos clientes para el mercado de estaciones de carga de VE.

A nivel nacional, y a día 21 de febrero de 2022, España cuenta con más de 10.000 puntos de recarga para VE. En concreto, cuenta con 10.054 instalaciones que suman una potencia conjunta de 485MW. El 76% están disponibles respecto del total de cargadores de VE. Del total, solo el 13% está en uso, mientras que el 9% de ellos no funciona, una cifra que deja a España muy retrasada respecto al resto de países desarrollados [46].

Referente a la potencia máxima de estos cargadores, el 27% del total (7210 instalaciones) tienen una potencia de 22KW. Les siguen los cargadores de 3,7 kW (23%), los de 7,4 kW (14%) y los de 50 kW (14%). Por tanto, en España la carga predominante es la semi-rápida, quedándose bastante lejos del resto de países de la unión europea, sobre todo los del noroeste, en los que predomina la carga rápida.

Por otro lado, el conector Tipo 2 es el más utilizado en España, con un 59% del total. Le siguen con un 19% del total, el enchufe con convencional Schuko, con un 9% el CC2, con un 7% el CHAdeMO y por último, con un 2% los conectores de Tesla Destination Charging [46].

Por último, las cuatro principales empresas que disponen de puntos de carga en territorio nacional son las siguientes: la empresa referente en España es Iberdrola, con 1.117 estaciones de carga que cuentan con 3.024 conectores y una potencia conjunta de 115 MW. Seguidamente Endesa X, con 640 ubicaciones, 1.840 conectores y una potencia total de 60 MW. Le sigue Mercadona, con 505 ubicaciones, 1.247 conectores y 7 MW de potencia total, y a continuación Repsol, que cuenta con 370 puntos de carga, 622 conectores y una potencia conjunta de 4 MW [46].

2.5.3. Retos de la tecnología de carga

Existen diferentes tecnologías necesarias para la carga del VE que presentan unos retos [47] bastante potentes para los siguientes años, los cuales son:

- Gestión dinámica de la potencia de carga del VE.
- Integración de los sistemas de pago existentes a la carga del VE.
- OCPP 2.0: que ofrezca más seguridad, más control y más información.
- ISO 15118: Identificación del VE a través de la propia línea eléctrica.
- Roaming 4.0: Interoperabilidad para carga del VE.
- Carga ultrarrápida en CC.
- V2G - V2H: El VE devuelve energía a la red eléctrica.
- Almacenamiento de energía: baterías a bordo y fuera del VE.
- Carga inalámbrica y carga por inducción magnética.

A continuación, se explican algunos de los conceptos que se han mencionado anteriormente para que el lector tenga una visión más globalizada.

Open Charge Point Protocol (OCPP) es un protocolo abierto de punto de carga que permite la comunicación entre este y el VE. Además, incluye un sistema centralizado de gestión. La última versión del protocolo, la OCPP 2.0, añade seguridad a las actualizaciones de firmware de los equipos, registro de seguridad y perfiles de seguridad para la autenticación y la comunicación segura (TLS). También ha incorporado funcionalidades de carga inteligente para aliviar la presión en la red mediante para topologías con un sistema de administración de energía (EMS) con un controlador local para la carga inteligente integrada del VE.

La tecnología **Vehicle to Vehicle (V2V)** permite la recarga entre VE, es decir, que uno que está cargado se conecta a otro y recarga las baterías de este último. El proceso de transferencia de energía **Vehicle to Home (V2H)**, es similar al anterior, pero con una vivienda como receptor de la energía proporcionada por el VE.

3. Dimensionado de la planta

En este capítulo se presentan los criterios generales de todo el proyecto y el emplazamiento donde irá ubicada la electrolinera. A grandes rasgos el principal objetivo que desea cubrir este proyecto es diseñar la electrolinera con puntos de recarga ultra rápidos y rápidos que se alimenten de la energía producida por módulos fotovoltaicos y por la red eléctrica. Además, la intención de este proyecto es dar una visión de los sistemas actuales de recarga de baterías, y así poder ser conscientes de la magnitud de la instalación necesaria para el desarrollo de electrolineras de recarga ultra rápida y rápida.

A continuación, se presenta por un lado los elementos que componen la instalación fotovoltaica mediante la figura 23 y seguidamente los elementos que conforman la red eléctrica en la figura 24.

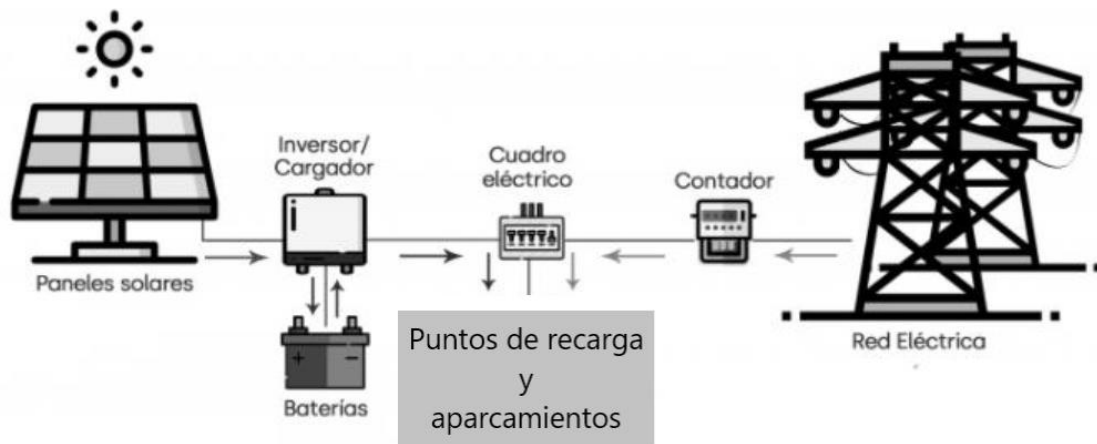


Figura 23. Elementos que componen la instalación fotovoltaica

NOTA: Para una correcta visualización de los elementos y que la figura no se muestre tan sobrecargada, cabe destacar que dentro del elemento cuadro eléctrico se encuentra el módulo de control y gestión de prioridades entre fuentes de energía.

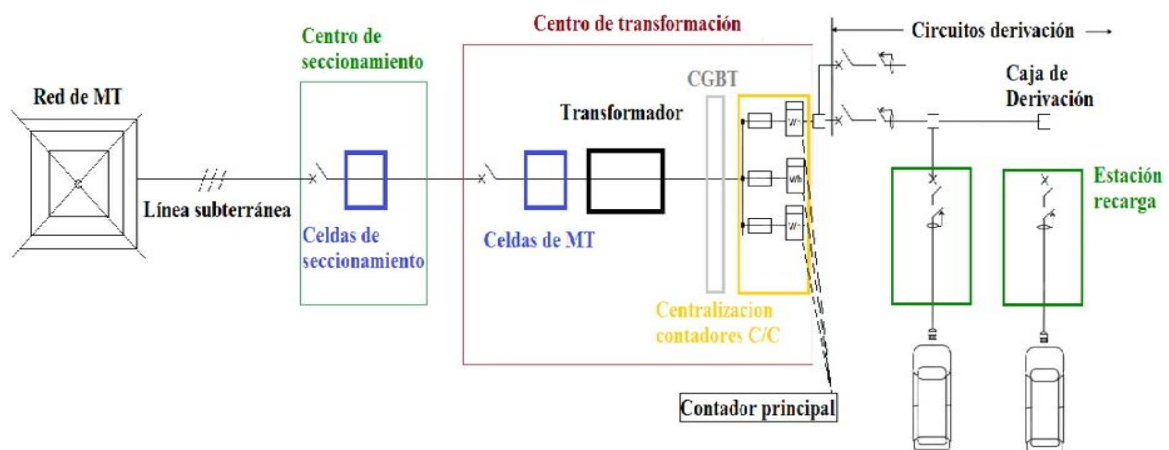


Figura 24. Elementos que conforman la red eléctrica

3.1. Criterios generales

Las características de la instalación de la energía fotovoltaica en el proyecto servirán para generar la potencia a través de las placas fotovoltaicas, y mediante el uso de un inversor se permitirá la carga directa de los VE. Una vez que el generador fotovoltaico no genere todo lo que se demanda, se dispondrá de un CDP, que se encargará de permitir el paso de la señal de la red eléctrica, desde el centro de transformación hasta los puntos de recarga. No obstante, siempre se dará prioridad a la generación fotovoltaica en la medida de lo posible.

El principal criterio de dimensionado es realizar un estudio de la energía disponible en el emplazamiento, que permitan distinguir las zonas parcialmente sombreadas y las zonas irradiadas dependiendo de la época del año. También se estudiará cual es la orientación e inclinación óptima para la planta fotovoltaica.

Al principio del diseño, se consideraron 2 días de autonomía, pero se vio que son muchos debido a la potencia que se requería. Por tanto, la metodología se cambió y el sistema de almacenamiento servirá de apoyo a la red eléctrica en el caso de picos de carga de potencia cuando se estén utilizando todos los puntos de recarga. Además, en los momentos que no haya sol, el sistema se podría apoyar mediante otro sistema de energía eólica (se plantea como como futuras líneas).

Como se verá en los apartados posteriores, se cubrirá una parte de la energía total mediante energía fotovoltaica y el resto con energía de la red. Al principio, se hizo un análisis para que toda la potencia que se necesita con los puntos de recarga se cubriese con la energía fotovoltaica, pero se comprobó que era inviable en términos de costes y emplazamiento ya que se necesita un área de hectáreas. Con todo ello, la prioridad de las fuentes de energía en este proyecto es:

1. Energía fotovoltaica.
2. Energía acumulada en las baterías.
3. Energía eléctrica de la Red Eléctrica.

3.2. Emplazamiento

La electrolinera estará situada en el Puerto de Santa María con las siguientes coordenadas geográficas:

- Latitud: 36° 35' 49" Norte.
- Longitud: 6° 13' 39" Oeste.
- Elevación: 7 metros sobre el nivel del mar.

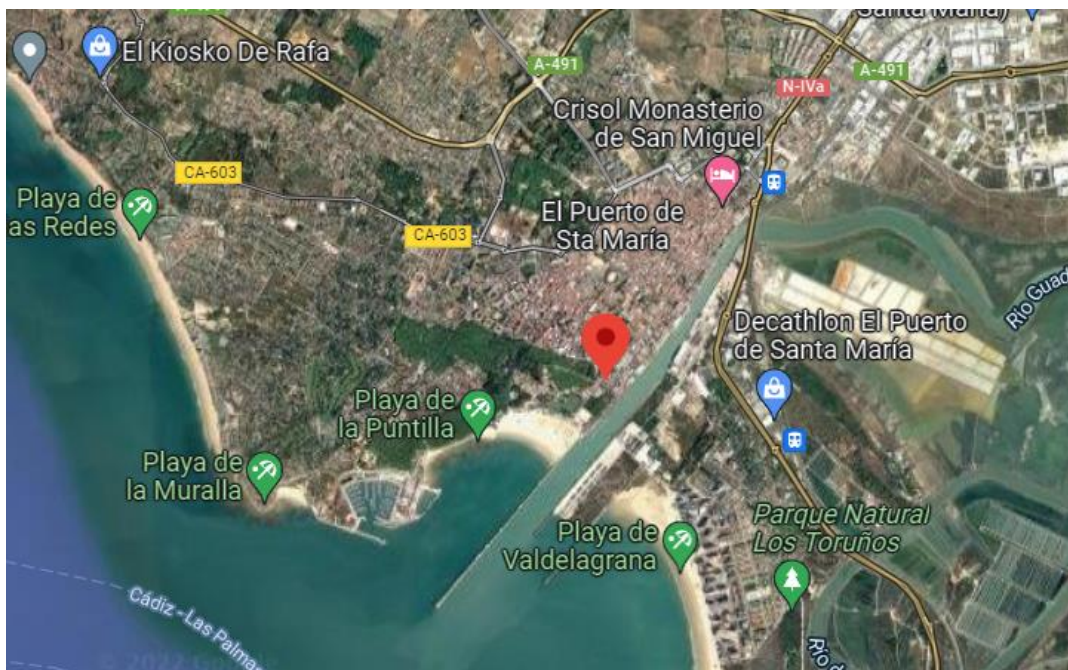


Figura 25. Emplazamiento de la electrolinera

3.3. Legislación aplicable

Para la ejecución de este proyecto, se tienen en cuenta las siguientes normas y reglamentos según la ley vigente:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto -ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el REBT y las ITC correspondientes.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- IDAE, octubre de 2002, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE, de julio de 2011
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2011-2020.
- Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020.
- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- UNE 21.1002: Cables de tensión asignada hasta 450/750V con aislamiento de compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.
- UNE-EN-50.102: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE 21144-3-2: Cables eléctricos. Cálculos de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia
- Especificaciones Técnicas, Procedimientos, Proyectos Tipo y Normas particulares de la compañía distribuidora.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

4. Implementación fotovoltaica

Uno de los principales objetivos que persigue este proyecto es promover el uso de energías limpias, y, por lo tanto, uno de los añadidos es el uso de módulos fotovoltaicos y baterías de almacenamiento de forma que complementen energéticamente la instalación. En la medida de lo posible, siempre se dará prioridad al consumo de la energía proporcionada por los módulos fotovoltaicos frente a la red eléctrica.

A lo largo de este capítulo se detallarán los elementos que componen la instalación, y además se justificará la selección de dicho elemento. Seguidamente se calcularán las pérdidas posibles que tendrá el sistema fotovoltaico siendo fundamentales para dimensionar una instalación ya que hay que tener en cuenta la orientación, inclinación o sombreado entre otras a la hora de colocar los módulos fotovoltaicos en la instalación.

A continuación, se calcula el factor de rendimiento, conocido como *performance ratio*, el cual expresa la relación de rendimiento real vs el rendimiento nominal de la planta. Por último, se llevan a cabo los cálculos necesarios para realizar un correcto dimensionamiento de la implementación fotovoltaica como son la estimación del consumo o el número de elementos necesarios, entre otros

4.1. Componentes de la instalación

A continuación, se seleccionan los componentes necesarios para la instalación realizando una justificación entre los distintos tipos y modelos en el mercado actual.

4.1.1. Módulos fotovoltaicos

Para poder hacer una selección apropiada de los módulos fotovoltaicos, se necesita saber la energía consumida y la radiación global de la zona de ubicación donde se instalará la electrolinera.

En el mercado actual existe una gran variedad de módulos solares. Debido a que la ubicación de la electrolinera presenta un clima cálido y húmedo, y se tienen restricciones de espacio, la mejor opción es el monocristalino. Aunque estos sean más caros que los policristalinos tienen una mayor eficiencia energética. Las principales diferencias entre los diferentes tipos de células de silicio son:

- **Monocristalino:** cuentan con un rendimiento que oscila entre 18–22%, siendo las de mayor coste económico por su difícil construcción.
- **Policristalino:** cuentan con un rendimiento que oscila entre 12-15%, ofreciendo un rendimiento menor a las de monocristalino debido a que su estructura interna no se encuentra ordenada.
- **Amorfo:** son las más sencillas de construir y las de menor coste económico, presentando un rendimiento inferior al 10%.

En la tabla 6 se procede a realizar una comparación entre tres marcas diferentes, todos ellos con una potencia de 450W. Se consideran los paneles solares de 72 células ya que estos son los que más se usan en proyectos comerciales o de gran escala. Para la elección se hace una comparativa atendiendo a los siguientes criterios:

- Potencia máxima.
- Tolerancia de tensión y corriente.
- Eficiencia.

Modelo	Potencia máxima (W)	Tensión máxima (V)	Corriente máxima (A)	Tensión circuito abierto (V)	Corriente cortocircuito (A)	Eficiencia (%)
ATERSA GS 450W A-450M	450	41,5	10,85	49,30	11,60	20,7
JA Solar 450W 24V Monocrystalino PERC	450	41.52	10.84	49,7	11.36	20.2
SunPower MAXEON 6 450 COM	450	42,8	10,52	52,4	11,51	21,2

Tabla 6. Comparación de módulos fotovoltaico

Otros aspectos relevantes que han influido en la elección son:

- Relación peso/área.
- Precio.

Modelo	Dimensiones (mm)	Peso (Kg)	Precio (€)
ATERSA GS 450W A-450M	2094x1038x35	24	198,22€
JA Solar 450W 24V Monocrystalino PERC	2120x1052x 35	25	210,89€
SunPower MAXEON 6 450 COM	2047x1039x35	22,7	350,42€

Tabla 7. Comparación de módulos fotovoltaico peso/área vs precio

Después de hacer la comparativa, se selecciona el panel solar de ATERSA GS 450W A-450M [48], ya que presenta una eficiencia más que razonable y un precio inferior al resto. El modelo de SunPower es la mejor opción ya que es el que ofrece mejores características, pero su elevado precio hace que se descarte para este proyecto.



Figura 26. Módulo fotovoltaico ATERSA GS 450W A-450M

Estos paneles se instalarán en el techo de la electrolinera y en las marquesinas de aparcamiento que se instalarán. En la figura 27 se muestra la superficie del techo donde irán instalados los módulos fotovoltaicos.



Figura 27. Vista aérea de la electrolinera

En los siguientes apartados, se detallará la ubicación y forma de las estructuras de las marquesinas.

4.1.2. Soporte para los módulos

En este proyecto se tendrán dos tipos de soportes para la ubicación de los módulos fotovoltaicos: uno de suelo que se instalará en el techo de la electrolinera; y otro que serán marquesinas de aparcamiento diseñadas para albergar a las placas y dotas de sombra al aparcamiento.

Los fabricantes encargados de estas estructuras deben asegurar que los soportes instalados aguantan las cargas debidas al peso de los módulos y a las rachas de viento características de la zona. Además, deberán cumplir las especificaciones mínimas que se encuentran recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [49].

Es importante destacar que el diseño de estas estructuras no entra dentro del objeto de este proyecto. Las características de este soporte se pueden observar en el anexo III.

Debido a que no se ha tenido posibilidad en conocer los materiales de la estructura que compone la gasolinera actual, se ha partido del trabajo de fin de grado "*Diseño de una estación de servicio*" [50], donde se puede observar que los materiales de cimentación pueden aguantar bastante peso en el techo de la estructura. Por tanto, no hay impedimento en colocar los soportes para los módulos fotovoltaicos seleccionados encima del techo.

4.1.2.1. Soporte de suelo

Para albergar los módulos en el techo de la gasolinera, se ha escogido la estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal de la marca ATERSA [51], siendo el mismo fabricante que los módulos fotovoltaicos. Se ha escogido esta estructura reforzada ya que en muchas ocasiones las condiciones meteorológicas respecto al viento son extremas. Además, en las hojas del fabricante se puede comprobar que existe una completa compatibilidad con el módulo fotovoltaico seleccionado, teniendo en cuenta las dimensiones de dicha estructura. Por último, mencionar que esta estructura era idónea porque se encuentra inclinada 30° y la inclinación que se ha considerado óptima como se verá en apartados posteriores.

También se consideró la estructura de la misma marca, pero con la ubicación de paneles en vertical. En los siguientes apartados se hace una comparación colocando los paneles en una y otra dirección y se justifica por qué se ha decantado por la orientación horizontal.

En la figura 28 se muestra una toma aérea del plano de techo de la electrolinera.

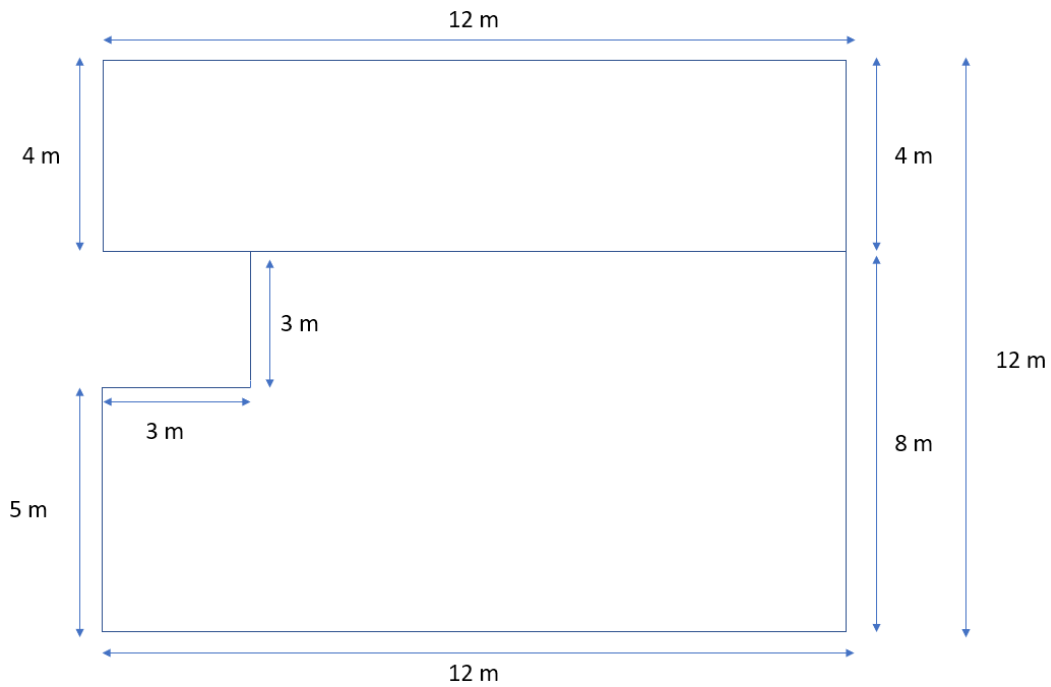


Figura 28. Plano del techo de la electrolinera

El área total de superficie que se puede cubrir de paneles solares es de 136 m². El diseño que tiene este soporte de suelo es el mostrado en la figura 29, siendo válido tanto para el soporte encargado de albergar tres módulos fotovoltaicos como cuatro módulos fotovoltaicos.



Figura 29. Estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal de la marca ATERSA

Las principales características que presenta son:

Estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal	
Tipo de anclaje estructura	Suelo
Inclinación	30 °
Capacidad	De 1 a 4 módulos fotovoltaicos dispuestos en horizontal
Válida para módulos con dimensiones	1650 x 1000mm o 2000 x 1000mm
Peso	10 kg
Material	Aluminio de alta calidad, mientras que la tornillería y accesorios son de acero inoxidable
Garantía	10 años

Tabla 8. Características de la estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal

4.1.2.2. *Marquesinas*

Se instalarán en el aparcamiento de la electrolinera y servirán de soporte para los módulos fotovoltaicos. Cada estructura está diseñada para cubrir dos plazas de aparcamiento, y sus dimensiones son de 5x5 metros. La particularidad de esta estructura es que se pueden instalar hasta 15 placas por cada una de ellas.

Se trata de una estructura fabricada en acero S235 y todos los elementos estructurales (así como la tornillería) son galvanizados en caliente por inmersión según UNE-EN ISO1461.

Esta estructura presenta la facilidad de poder instalar los paneles en cualquier posición, pero en este caso, por un motivo de espacio y para evitar las sombras, se ha decidido instalar en vertical.



Figura 30. Diseño de las estructuras de las marquesinas de aparcamiento.

Al principio se optó por las marquesinas PVingPARKS PVS2-R de la marca CIRCUTOR, pero finalmente se descartaron porque se quería utilizar la misma marca de paneles solares y con las mismas características, ya que CIRCUTOR integra los paneles con las marcas que ellos trabajan. Además, en este proyecto la marquesina solamente se quería como aparcamiento, y no que incluyese un punto de recarga, ya que CIRCUTOR integra puntos de recarga (y de recarga semi rápida o lenta únicamente) aunque es opcional.

Se instalarán 4 marquesinas dando lugar a 8 plazas de aparcamiento, las cuales vienen muy bien para la zona residencial. En total con las 4 marquesinas se tendrán un total de 60 placas solares.



Figura 31. Ubicación de las marquesinas

En la tabla 9 se resumen las principales características de las marquesinas:

ESTRUCTURA SOLAR DE MARQUESINAS PARA APARCAMIENTO HMA-06	
Material	Acero de calidad S235, S275JR o S355JR
Uniones entre elementos	Atornilladas, no existiendo soldaduras posteriores al proceso de acabado
Elementos estructurales	Galvanizados en caliente por inmersión según la UNE-EN ISO1461
Elementos galvanizados	Presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la norma UNE-EN ISO 14.713
Dimensiones	5 m x 5 m
Otros	Adaptables a cualquier dimensión de panel solar fotovoltaico, y se pueden instalar tanto en vertical como en horizontal

Tabla 9. Características de la estructura de las marquesinas.

4.1.3. Baterías

La selección del tipo de batería se hace en función de las características de la misma, ya que en función del tipo del proyecto en el que se vayan a emplear interesa más centrarse en unas características u otras. En el mundo fotovoltaico, el tipo de batería más utilizada son las baterías de plomo-acido debido a bajo precio, la eficiencia de su potencia, la profundidad de descarga media y la poca capacidad de auto descarga.

Estas características son las siguientes:

- **Capacidad:** se trata de la cantidad de electricidad que se puede obtener mediante la descarga de la batería estando en su estado de carga máximo.
- **Eficiencia de carga:** es la relación entre la energía necesaria para cargar la batería y la que este devuelve al ser descargada.

- **Número de ciclos:** tiempo entre la carga y descarga del acumulador. Su vida útil se mide en los números de ciclos de esta.
- **Auto descarga:** proceso de disipación de energía de las baterías cuando no se están usando.
- **Profundidad de la descarga:** cantidad de dicha energía almacenada que podemos sacar de la batería en un uso, sin poner en riesgo la funcionalidad de este, es decir, es el valor de la energía que se saca con cada descarga. Una profundidad del 100% supone una descarga completa lo cual dañaría el acumulador, haciendo perder su vida útil y gran parte de su capacidad.

Los tipos de baterías más frecuentes que hay en función de las características anteriormente mencionadas son:

Tipo	Capacidad por tamaño (Wh/kg)	Tiempo de carga (horas)	Auto descarga mensual (%)	Número de ciclos (80%)	Coste
Plomo-ácido	30-50	8-16	<5	400 – 800	Bajo
Níquel-cadmio (Ni-Cd)	50-80	1	20	1800 – 2000	Medio
Níquel-Metal Híbrido (Ni-Mh)	60-120	2-4	20	300 – 600	Medio
Ion de litio (Li-ion)	110-160	2-4	6	500 – 1200	Alto

Tabla 10. Tipos de baterías

Para este diseño se ha decidido tomar 2 días de autonomía como se mencionó anteriormente, ya que la ubicación elegida presenta una alta concentración de radiación solar y presenta unos requerimientos de potencia muy elevados. Se ha decantado por una batería de tipo Hidro-Fosfato (LiFePO₄) con una capacidad de 300AH de la serie SMART, debido a que presenta un amplio rango de temperaturas de trabajo, una eficiencia de 92% y al alto rendimiento cíclico. Además, presenta un ahorro de un 70% en cuanto a la relación espacio/peso frente a otras baterías.

El principal inconveniente que presenta es su elevado precio, pero se puede justificar su elección ya que se amortiza debido a que presenta una mayor vida útil frente a las de plomo-acido. Las características principales de la batería LIFEP04 SMART 12,8/300 [52] se muestran en la tabla 11:

Batería LIFEP04 SMART 12,8/300			
Capacidad Nominal (Ah)	Voltaje Nominal (V)	Dimensiones (mm)	Precio (€)
300	12.8	345x425x274	2.914,05

Tabla 11. Características de la batería LIFEP04 SMART 12,8/300



Figura 32. Batería LIFEPO4 SMART 12,8/300

El hecho de coger esta batería con Bluetooth, como líneas futuras y posibles mejoras, se puede hacer una aplicación que permita conocer el estado de almacenamiento del sistema en tiempo real.

4.1.3.1. *Ubicación de las baterías*

Para albergar las baterías se ha optado por instalar una caseta prefabricada con una ventilación adecuada. Esta caseta es la CMT SOLAR 4800 del fabricante Consmetal [53].



Figura 33. Caseta CMT SOLAR 4800 del fabricante Consmetal

En la tabla 12 se detallan las principales características técnicas de esta caseta:

Caseta CMT SOLAR 4800	
Estructura	UPN 160 S 275 JR de acero laminado en caliente. Correas DD11 en tubo 60x30x2 y 60x60x2mm
Cubierta	Escamoteable de panel sándwich grecado e= 40mm
Rejillas	Perfilaría de acero galvanizado S 250 GD imprimado y pintado. Filtro de partículas.
Electricidad	Instalación según normativa de baja tensión (REBT), toma de corriente, interruptor, enchufe estanco y luminaria 2x36W
Otros	Extracción natural o forzada, resistencia suelo >500 Kg/m2, suelo técnico y registrable entre otros

Tabla 12. Características técnicas de la caseta CMT SOLAR 4800.

La ubicación de esta caseta se mostrará en el apartado 4.1.5.3. ya que ambas casetas, la que alberga las baterías y reguladores de carga y los inversores irán seguidas una de otra.

4.1.4. Regulador de carga

El regulador se encarga de controlar constantemente el estado de carga de las baterías y de regular la intensidad de carga con el fin de alargar la vida útil de las baterías. Su principal función es la de controlar la entrada de corriente proveniente del panel solar y evita que se produzcan sobrecargas y sobre descargas profundas en la batería. Este se conectará a la salida de las baterías y de los paneles solares. Los dos tipos principales de reguladores de carga son:

- **Regulador de carga PWM:** en esencia es un interruptor que conecta los paneles solares a la batería en la que la tensión resultante de los paneles descenderá a valores cercanos a la tensión de batería.
- **Regulador de carga MPPT:** este tipo es más sofisticado y caro que el anterior. Se encarga de ajustar su voltaje de entrada para conseguir la máxima potencia del panel solar, y de esta forma, transformar esta energía para suministrar un voltaje variable requerido por la batería, así como para la carga.

Se ha optado por un regulador de carga MPPT debido a la envergadura del proyecto y la alta potencia del sistema. En este caso es muy importante no prescindir de elementos de control y seguridad a pesar de aumentar el coste del proyecto.

El modelo seleccionado ha sido el regulador MPPT 250V 85A del fabricante Victron Smart Solar [54]. Se trata de un regulador de carga solar maximizador que proporciona el máximo rendimiento de los paneles de instalación de energía solar. Al igual que las baterías, el hecho de coger el regulador con Bluetooth, se plantea como líneas futuras y posibles mejoras, ya que se puede hacer una aplicación que permita conocer el estado del sistema mediante el control proporcionado por el regulador.



Figura 34. Regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar

Las principales características de este regulador son:

Regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar	
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 o 48V
Corriente de carga nominal	85 A
Potencia FV máxima, 12 V	1200 W
Potencia FV máxima, 24 V	2400 W
Potencia FV máxima, 48 V	4900 W
Máxima corriente de corto circuito	70 A
Tensión máxima del circuito abierto FV:	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo.
Eficacia máxima	99 %
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V

Tabla 13. Características del regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar

4.1.4.1. Ubicación de los reguladores

Los reguladores se instalarán en la misma caseta que las baterías cuya ubicación se puede visualizar en el apartado 4.1.5.3.

4.1.5. Inversor

Se ha seleccionado el modelo de inversor de red trifásico Sun 3PLAY 40TL M480 [55], de 40 kW del fabricante INGECON. Es ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial, gracias a su rendimiento del 98,5 %, que garantiza unas ganancias muy elevadas. Además, permite obtener la máxima cantidad de energía del campo solar fotovoltaico, con un máximo de 2 orientaciones distintas, permitiendo así una eficiencia máxima de los paneles. Otro punto que destacar es su precio siendo muy económico, y de esta forma la amortización del sistema solar será mucho más rápida. Por último, hay que destacar la gran durabilidad de un fabricante como Ingeteam que asegurará un óptimo funcionamiento durante muchos años.

En la tabla 14 se reflejan las principales características de entrada (DC) y principales características de salida (AC) que presenta este inversor:

Inversor Sun 3PLAY 40TL M480	
Entrada (DC)	
Rango de tensión MPP	200 – 820 V
Tensión máxima	1000 V
Corriente máxima	40 A
Rango de potencia máxima	41,2 – 53,6 kW
Número de entradas	5
Strings por entrada de MPP	2
Salida (AC)	
Potencia nominal	40000 W
Tensión nominal	480 V
Corriente máxima	40 A
Frecuencia de trabajo	50/60 Hz
Eficiencia máxima	98,5 %
Euroeficiencia	98,3 %
Autoconsumo nocturno	1 W

Tabla 14. Características del Inversor Sun 3PLAY 40TL M480



Figura 35. Inversor Sun 3PLAY 40TL M480

Este inversor presenta una ventaja muy importante, ya que ofrece tener un rango de tensión del MPPT mucho más amplio que los inversores de la misma gama (comienza en 200 V). A medida que los paneles se degradan, la tensión de los paneles disminuye y, por consiguiente, la potencia generada también. Además, hay que tener en cuenta que si la tensión a la que el MPPT del inversor comienza a operar es elevada, en las primeras y últimas horas del día, en las que la irradiancia es menor, el MPPT no operará. Por esta razón, se decide instalar el modelo INGECON Sun 3PLAY 40TL M480.

4.1.5.1. Sistema de monitorización y comunicaciones

Como se puede observar en la hoja de características, este inversor permite la comunicación vía puerto serie RS-485. Gracias a este puerto el inversor se comunicará al CDP, el cual se encargará de gestionar toda la parte de comunicaciones. Así mismo, también se podrá transmitir las principales variables de funcionamiento de los inversores.

4.1.5.2. Salida del inversor

La salida del inversor se conectará al cuadro de protección ubicado en el centro de transformación. En esta caja, la conexión de los inversores será en paralelo para que las intensidades se sumen y se obtenga a la salida la intensidad total de salida. También hay que destacar que, a la salida de esta caja, mediante un contador trifásico bidireccional se realizará la conexión del inversor con la red eléctrica.

4.1.5.3. Ubicación del inversor

Para alojar los inversores se ha optado por la misma caseta que almacenan las baterías y los reguladores. Además, se alojarán la caja de derivación y los dispositivos de los postes de recarga.

La ubicación de las dos casetas es la siguiente:



Figura 36. Ubicación de la caseta de baterías e inversor.

4.1.6. Contador eléctrico

Para poder contabilizar la energía que produce la instalación fotovoltaica se dispondrá de un contador de producción. A priori se ubicará en el centro de transformación, seguido del cuadro de protecciones del inversor.

Además, adicionalmente a este contador, se instalará un contador bidireccional trifásico para poder garantizar la medición tanto de la salida de energía eléctrica como la inyectada a la red. Estará ubicado en el último tramo de la instalación, es decir, en la zona de CA para que de esta forma el personal de la empresa a la que se venda la energía tenga fácil acceso a él.

El modelo seleccionado ha sido el contador bidireccional trifásico CIRWATT B 410D de la marca CIRCUTOR [56].

En la tabla 15 se recogen las principales características de este contador son:

Contador bidireccional trifásico CIRWATT B 410D	
Tensión nominal	2 x 230 (400) V
Consumo	< 2 W
Frecuencia	50 – 60 Hz

Tabla 15. Características del contador bidireccional trifásico CIRWATT B 410D.



Figura 37. Contador bidireccional CIRWATT B 410D

4.1.7. Puesta a tierra

En cualquier proyecto eléctrico es necesario e imprescindible de una instalación de puesta a tierra para proteger tanto a los equipos que conforman el sistema, como a las personas ante un posible riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto accidental con masas puestas en tensión.

El principal objetivo de esta puesta a tierra es proteger la instalación fotovoltaica frente a sobretensiones que se puedan producir debidas a descargas atmosféricas. La puesta a tierra del campo fotovoltaico se ha calcula en base a que la resistencia final no supere los 80 Ω debido a que en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) [57] se recoge que en todas las obras de este calibre los diferenciales son de 300 mA.

Esta puesta a tierra se hará a través de picas de acero, recubiertas de cobre, si no se especifica lo contrario en otros documentos del proyecto y a ella se conectarán todos los elementos del sistema fotovoltaico: placas solares, estructuras, inversor, etc. Teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18 [58], las picas tendrán un diámetro mínimo de 19 mm y su longitud será de dos metros.

Teniendo en cuenta a los esfuerzos térmicos y dinámicos en caso de cortocircuito son muy elevados, será necesario disponer de elementos de conexión (o bornes) que permitan garantizar una unión perfecta en toda la conexión del circuito de puesta a tierra.

Los conductores de toda la conexión de las líneas principales de tierra y sus derivaciones deberán ser de un metal con alto punto de fusión o de cobre y su sección deberá ser mayor que los 16 mm² de sección para las líneas principales a tierra, y mayor que los 35 mm² de sección para las líneas de enlace con tierra en el caso de que sean de cobre.

Se intentará que el recorrido de los conductores sea lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección, y en todo momento, protegidos contra el desgaste magnético y posibles corrosiones.

Por último, hay que destacar que los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctrica continua en la que no podrán incluirse ni masa ni elementos metálicos.

4.1.8. Puntos de recarga

Atendiendo a la evolución del VE se ha decidido instalar lo siguiente:

- 8 aparcamientos para VE mediante las marquesinas, aunque estas estarán disponibles para todo tipo de vehículos ya que no se instalará ningún punto de recarga en ellas.
- 5 puntos de recarga rápida en modo 3 (AC) con conector Tipo 2 ofreciendo una potencia de hasta 43,5 kW, y en modo 4 (DC) con conectores CHAdeMO y CCS Combo 2 ofreciendo ambos una potencia de hasta 50 kW [59].
- 5 puntos de recarga ultra rápida en modo 3 (AC) con conector Tipo 2 ofreciendo una potencia de hasta 43,5 kW, y en modo 4 (DC) con un conector CHAdeMO ofreciendo una potencia de hasta 50 kW, y un conector CCS Combo 2 ofreciendo una potencia de hasta 180 kW [60].

Para ello se han elegido 2 tipos de postes diferentes:

1. 5 postes INGEREV® RAPID 50 Trio de la marca INGETEAM [59]: se trata de un poste de recarga rápida para exterior compatible con los estándares CHAdeMO, CCS y tipo 2 posibilitando así la recarga de cualquier vehículo híbrido o eléctrico. Este modelo Trio ofrece la posibilidad de carga simultánea en corriente alterna y continua.



Figura 38. Cargador INGEREV® RAPID 50 Trio

En la tabla 16 se resumen las principales características de este poste de recarga:

INGEREV® RAPID 50 Trio	
Entrada en AC (salida en DC)	
Tensión	3 ph. + N + PE; 400 Vac ±15%
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal	77 A + 63 A
Potencia nominal	53 kW + 43,5 kW
Eficiencia	>94%
Factor de potencia	>0.98
Valores de salida en carga DC	
Rango de tensión	50 - 500 V
Corriente máxima	125 A
Potencia máxima	50 kW
Conectores DC	CCS Tipo 2 / CHAdeMO
Valores de salida en carga AC	
Tensión	400 Vac
Corriente máxima	63 A
Potencia máxima	43,5 kW
Conectores AC	Cable Modo 3 Tipo 2 (Opcional Toma Tipo 2, 22 kW)

Tabla 16. Características del cargador INGEREV® RAPID 50 Trio

2. 5 postes INGEREV® RAPID 180 Trio de la marca INGETEAM [60]: se trata de un poste compatible con los estándares CCS y CHAdeMO. En particular este modelo Trio incorpora, además, toma Tipo 2 de 22 kW para carga en corriente alterna, permitiendo la carga simultánea de hasta tres vehículos.



Figura 39. Cargador INGEREV® RAPID 180 Trio

Las principales características de este poste de recarga se resumen en la tabla 17:

INGEREV® RAPID 180	
Entrada en AC (salida en DC)	
Tensión	AC 3ph.+ N + PE; 380/400/480 Vac ±15 %
Frecuencia	50 / 60 Hz ± 5 %
Corriente nominal	280 A + 32 A
Potencia nominal	180 kW + 22 kW
Eficiencia	>94%
Factor de potencia	>0.95
Valores de salida en carga DC	
Rango de tensión	150 - 1.000 V
Corriente máxima	600 A (300 + 300 A)
Potencia máxima	180 kW (90 kW + 90 kW)
Conectores DC	<ul style="list-style-type: none"> • CCS + CCS • CCS + CCS + AC • CCS + CHAdeMO (125, 200 A) • CS + CHAdeMO (125, 200 A) + AC
Valores de salida en carga AC	
Corriente máxima	32 A
Potencia máxima	22 kW
Conectores AC	AC Modo 3 Toma Tipo 2 con obturadores

Tabla 17. Características del cargador INGEREV® RAPID 180 Trio

No obstante, en las hojas de fabricantes adjuntas en el anexo III se puede observar todas las características de ambos postes de recarga.

4.2. Cálculo de pérdidas

En todos los sistemas de producción energética se deben de tener presentes el conjunto de pérdidas en las diferentes etapas de transporte de la energía que afectan directamente al resultado global de la energía producida.

Para poder llevar a cabo un diseño de la planta fotovoltaica lo más óptimo posible se han tenido en cuenta los siguientes tipos de pérdidas:

- Pérdidas por sombreado
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas por orientación e inclinación
- Pérdidas en el cableado
- Pérdidas de suciedad
- Dispersión en el módulo FV
- Rendimiento del inversor

En la figura 40 se pueden observar los distintos tipos de pérdidas:

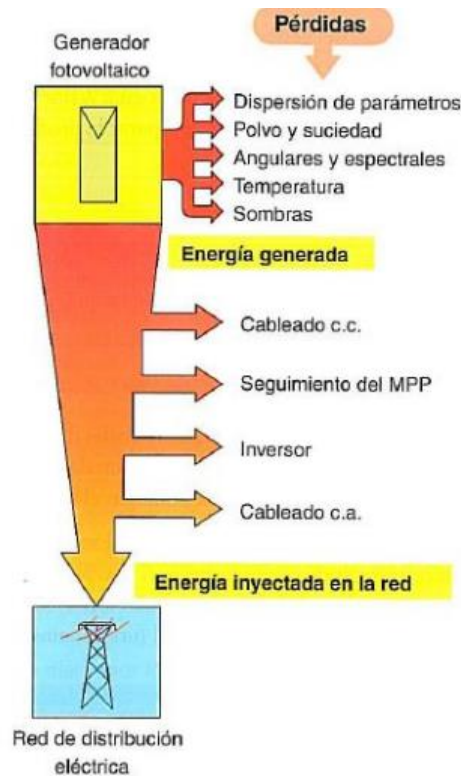


Figura 40. Tipos de pérdidas de sistemas fotovoltaicos

4.2.1. Pérdidas por sombreado

Este tipo de pérdidas se consideran de los más importantes a tener en cuenta en el diseño de una planta fotovoltaica, ya que tiene efectos directos sobre el rendimiento de la misma cuando una célula solar se queda en sombra y deja de producir energía. Esto es debido, a que esta célula solar en sombra es la que determina la intensidad de la corriente y por ende la potencia de toda la cadena. También cabe destacar que cualquier impureza que se encuentre en el panel puede reducir el rendimiento del panel solar.

En este proyecto gracias a la ubicación de la electrolinera, no se tendrán zonas sombreadas ya que no hay obstáculos que las produzcan.

No obstante, las posibles pérdidas que se proyecten sobre las plazas debido a aves voladoras serán mínimas. Además, cualquier otra posible sombra que se proyecten sobre las placas se realizará en un rango de horas en los que los valores de radiación son tan pequeños que el propio inversor ya habrá cortado la entrada de corriente debido a que puede hacer el seguimiento del punto de máxima potencia. Por tanto, con la disposición de los paneles se pueden descartar las pérdidas en la generación debido a las sombras.

4.2.2. Pérdidas por temperatura

La temperatura es un parámetro que influye sobre la potencia que es capaz de suministrar el módulo fotovoltaico a razón de lo indicado por el fabricante. Por tanto, afecta a la tensión y corriente de las placas.

Por lo general, todos los parámetros facilitados por el fabricante, que son afectados por temperatura suelen estar medidos en condiciones estándar con una temperatura de 25°C. Por tanto, cuando en el ambiente haya una temperatura distinta a esta se tendrán pérdidas. Los parámetros mencionados que se comentaban anteriormente son los siguientes:

Módulo fotovoltaico ATERSA GS 450W A-450M	
Coef. De Tª de potencia de I_{SC}	0.049 % /°C
Coef. De Tª de potencia de V_{oc}	-0.271 % /°C
Coef. De Tª de potencia de P_{max} (∇P_{MPP})	-0.352 % /°C
Reducción eficiencia (200W/m² 25°C)	< 5%
TONC	45±2°C

Tabla 18. Características de temperatura

Para calcular las pérdidas por temperatura primero se necesita conocer la temperatura media de cada mes en El Puerto de Santa María los cuales se representan en la tabla 19.

Mes	Temperatura media (°C)
Enero	13,13
Febrero	14,53
Marzo	15,26
Abril	17,13
Mayo	19,92
Junio	21,62
Julio	23,96
Agosto	23,95
Septiembre	22,84
Octubre	20,98
Noviembre	14,3
Diciembre	14,54
Media	18,45

Tabla 19. Temperatura media en El Puerto de Santa María

Para calcular la temperatura media del módulo, se utiliza la expresión facilitada en el PCT del IDAE [49]:

$$T_{cel} = T_{amb} + G \cdot \left(\frac{TONC - 20 \text{ }^{\circ}\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \right)$$

Donde:

- T_{cel} : temperatura del módulo (°C)
- T_{amb} : temperatura ambiente (°C)
- TONC: temperatura de funcionamiento normal de la célula (°C)
- G: Irradiancia (W/m²)

Una vez calculada la temperatura de la célula por mes, se procede a calcular las pérdidas de la misma mediante la siguiente expresión que también se encuentra recogida en el PCT del IDAE [49]:

$$\text{Pérdidas (\%)} = \nabla P_{MPP} \cdot (T_{cel} - 25)$$

Con todo ello en la tabla 20 se reflejan todos los datos (en el anexo I adjunto se pueden ver todos los datos desglosados):

Mes	Radiación Solar máxima	Temperatura media (°C)	T_{cel} (°C)	Pérdidas (%)
Enero	644	13,13	33,26	2,9
Febrero	1302	14,53	55,22	10,64
Marzo	1528	15,26	63,01	13,4
Abril	992	17,13	48,13	8,14
Mayo	924	19,92	48,8	8,37
Junio	993	21,62	52,65	9,73
Julio	914	23,96	52,5	9,68
Agosto	829	23,95	49,9	8,76
Septiembre	833	22,84	48,9	8,41
Octubre	698	20,98	42,8	6,3
Noviembre	967	14,3	44,52	6,9
Diciembre	582	14,54	32,73	2,7
ANUAL	933,83	18,51	47,7	8

Tabla 20. Pérdidas mensuales por temperatura.

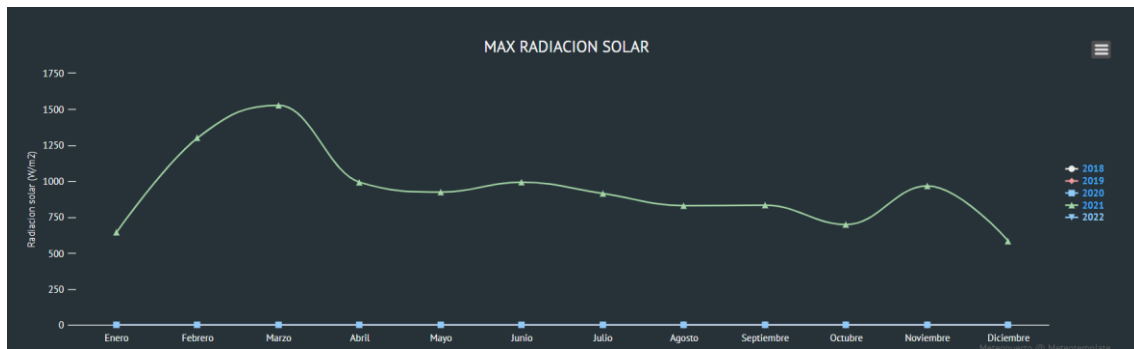


Figura 41. Radiación solar máxima en el Puerto de Santa María.

4.2.3. Pérdidas por orientación e inclinación

La producción de energía en los sistemas fotovoltaicos varía en función de la latitud del lugar, presentando unas pérdidas más o menos acentuadas en los distintos lugares del mundo. Debido a esto conocer exactamente el emplazamiento del lugar es fundamental para poder hacer un diseño óptimo del sistema fotovoltaico.

Dos de los ángulos que son fundamentales en esto son el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut, los cuales son definidos según el PCT del IDAE [49] como:

- Ángulo de inclinación (β): ángulo que se forma entre la superficie de los módulos con el plano horizontal.
- Angulo azimut (α): ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

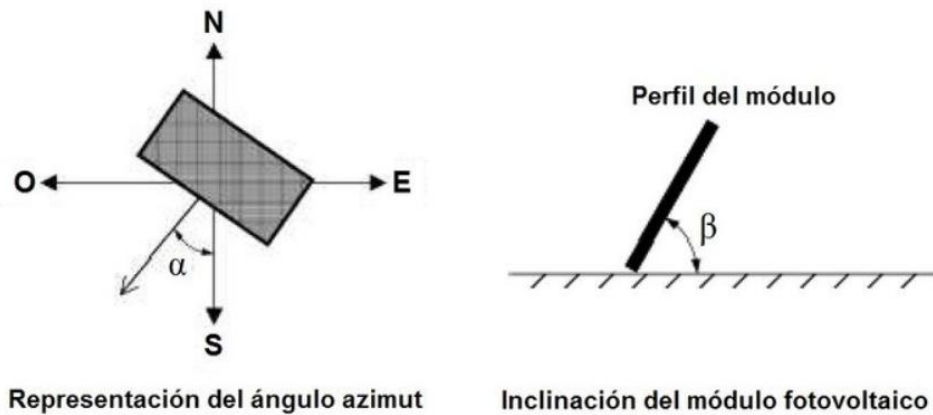


Figura 42. Inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos

Para instalaciones que se implementan ubicadas en el hemisferio norte, la orientación óptima de las placas sería aquella que apunte hacia el sur. En la práctica, en muchas ocasiones no se puede seguir este criterio, por lo que se desplazan las instalaciones un ángulo con respecto al sur, conocido como azimut, provocando que el sistema tenga unas pérdidas. En este caso, la instalación no se puede orientar al sur, debido a la orientación del edificio, y presenta una orientación de 40° .

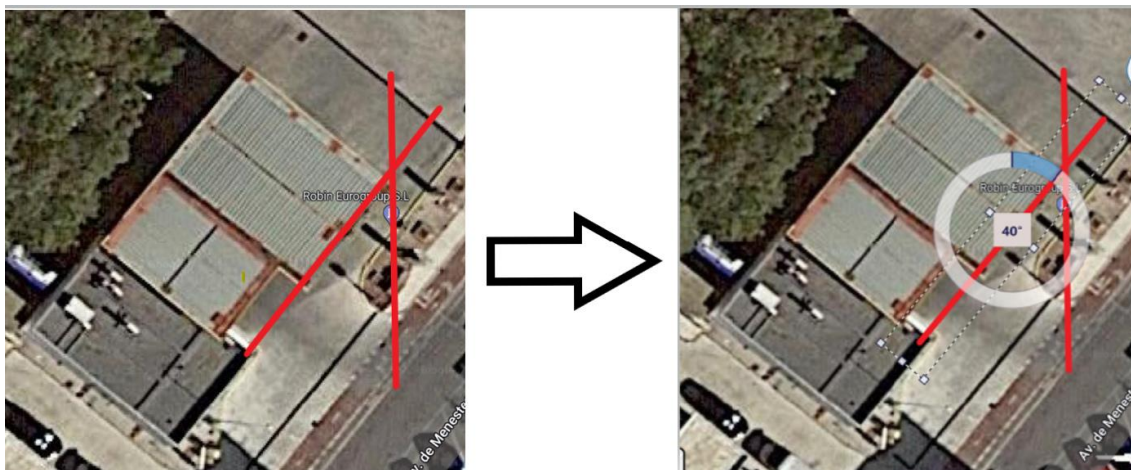


Figura 43. Orientación de la electrolinera

La inclinación que se considera óptima es la latitud del lugar menos 10° . Por tanto, en este caso la inclinación óptima de las placas será de 26° , que en la práctica se redondea a 30° para unos cálculos e instalación más sencilla.

Para el cálculo de las pérdidas por orientación de los módulos, el PCT del IDAE [49] establece tres supuestos:

	Orientación e Inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración Arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 21. Pérdidas máximas permitidas por orientación y sombras según IDAE

Para este proyecto en particular, se ha escogido el caso general debido a que las placas estarán colocadas sobre una estructura específica como es una marquesina con un funcionamiento exclusivo para producir energía. Con todo ello las pérdidas máximas por orientación e inclinación son del 10 %.

Para calcular con exactitud las pérdidas del sistema fotovoltaico en particular se procede a lo siguiente. Conociendo el ángulo de azimut el cual que es 40° y con un ángulo de inclinación de 30°, se pueden determinar los límites para la inclinación en el caso de $\phi=41^\circ$ mediante la figura 44:

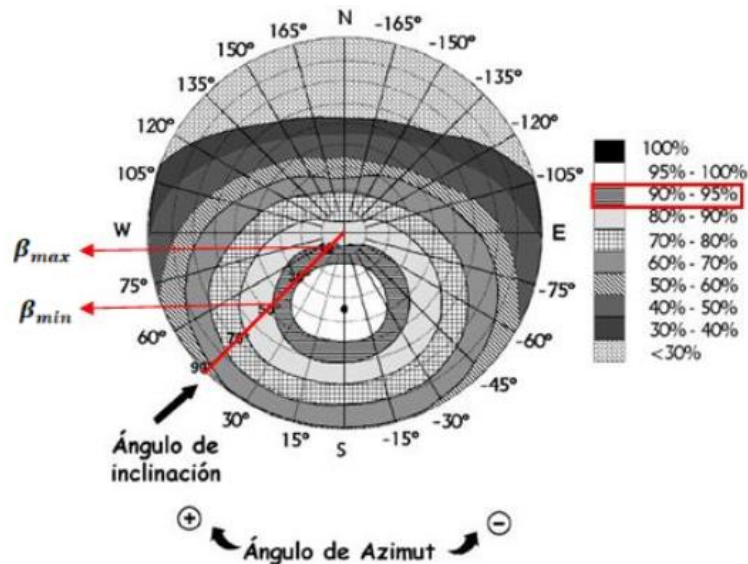


Figura 44. Pérdidas por orientación e inclinación

Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90 % - 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima. Estos valores que se obtienen son para la latitud $\phi=41^\circ$, y posteriormente hay que corregirlos con la latitud específica de este emplazamiento.

- Inclinación máxima (β_{max}): 45°
- Inclinación mínima (β_{min}): 5°

A continuación, se procede a corregir para la latitud de la electrolinera, en este caso, $\phi=36^\circ$:

- Inclinación máxima (β_{max})= Inclinación ($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = $45^\circ - (41^\circ - 36^\circ) = 40^\circ$
- Inclinación mínima (β_{min})= Inclinación ($\phi = 41^\circ$) - ($41^\circ - \phi$) = $5^\circ - (41^\circ - 36^\circ) = 0^\circ$.

Por tanto, la inclinación escogida está dentro de los límites permitidos para que las pérdidas sean inferiores al 10%.

Para poder conocer con exactitud las pérdidas del sistema, se utiliza la expresión que proporciona el PCT del IDAE [49]:

$$Pérdidas = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \text{ Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Estando α , β , ϕ expresados en grados, y siendo ϕ la latitud de este proyecto. Por tanto, si $\phi = 36^\circ$, $\alpha = +45^\circ$ y $\beta = 30^\circ$, en este caso se tiene:

$$Pérdidas = 5,8 \%$$

Como se puede observar, las pérdidas calculadas están por debajo del 10% establecido por el IDEA [49], por lo que estas placas se pueden instalar con la orientación e inclinación escogidas.

4.2.4. Pérdidas en el cableado

Estas pérdidas se calculan en función de la sección de los distintos cables que conforman el sistema fotovoltaico. Por lo general, para este tipo de instalaciones no se trata de unas pérdidas críticas, y suelen tener valores entre 1% y 2% [61]. Por lo que se consideran unas pérdidas de 1.5%.

4.2.5. Pérdidas por suciedad

Los módulos solares con el paso del tiempo, y sobre todo por estar situados en la intemperie, suelen depositarse en su superficie restos de polvo y suciedad lo que provoca una disminución de la potencia. Estas pérdidas se pueden estimar de un 2% [61].

4.2.6. Rendimiento del inversor

Para este sistema fotovoltaico se considera el valor de funcionamiento habitual de las instalaciones fotovoltaicas, el cual está basado en el rendimiento (98.5%). En las hojas de características del inversor escogido, adjuntas en el anexo III, se puede observar cómo este componente tiene un alto rendimiento.

4.2.7. Dispersión del módulo fotovoltaico

Las pérdidas por dispersión de los módulos son distintas en cada marca y modelo de los módulos, ya que no es posible fabricar todos los módulos exactamente iguales. Por este motivo puede haber ligeras diferencias con los valores de las hojas del fabricante.

En particular, el módulo A-450M de ATERSA GS [48] tiene una tolerancia menor a un 5 % según indica el propio fabricante. Por lo tanto, se considera el caso más crítico de un 4,99 %.

4.3. Performance Ratio (PR)

El performance ratio [62] expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible, por lo que se tienen en cuenta todas las pérdidas previamente calculadas.

El PR se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$PR (\%) = (1 - P_{temp}) \cdot (1 - P_{som}) \cdot (1 - P_{suc}) \cdot (1 - P_{cab}) \cdot (1 - P_{ori_inc}) \cdot n_{inv}$$

En la tabla 22 se muestran todo el conjunto de pérdidas del sistema:

Pérdidas globales del sistema fotovoltaico	
Pérdidas por sombreado (P_{som})	0 %
Pérdidas por temperatura (anuales) (P_{temp})	8 %
Pérdidas por orientación e inclinación (P_{ori_inc})	5,8 %
Pérdidas en el cableado (P_{cab})	1,5 %
Pérdidas por suciedad (P_{suc})	2 %
Rendimiento del inversor n_{inv}	98,5 %

Tabla 22. Pérdidas globales del sistema fotovoltaico

Sustituyendo los datos de las pérdidas y rendimiento en la ecuación del PR se tiene que:

$$PR (\%) = (1 - 8 \%) \cdot (1 - 2 \%) \cdot (1 - 1,5 \%) \cdot (1 - 7,28 \%) \cdot 98,5 \% = 0,82$$

Como se puede observar es un valor bastante aceptable ya que en instalaciones de este tipo suele estar entre el 75% y el 85% [62].

4.4. Cálculos Implementación fotovoltaica

4.4.1. Estimación del consumo

Para poder dimensionar el sistema fotovoltaico primero se debe realizar una estimación del consumo. Para ello se han considerado VE de gama media alta, los cuales cuentan con una capacidad neta entre 60 KW/h y 110 KW/h [63].

Estos VE tienen en común que permiten la carga de sus baterías con intensidades de trabajo de 375 A, y algunos incluso más como el Mercedes EQS, por lo que se decide a realizar dos tipos de instalaciones en la electrolinera: una carga rápida, que permitirá la recarga completa de los VE en media hora aproximadamente; y recarga ultrarrápida, que permitirá la recarga completa entre 5 y 10 minutos aproximadamente. No obstante, estos datos son orientativos y se supone el tiempo de recarga con la batería del VE vacía y hasta que se llena por completo. Por tanto, el tipo de repostaje será inferior, ya que por norma general el VE no está descargado por completo.

A continuación, se detalla el consumo diario de los diez puntos de recarga para el caso más desfavorable (que estén todos los puntos en uso):

Aparcamientos	Intensidad de trabajo (A)	Potencia (KW)
1 (rápida)	80	50
2 (rápida)	80	50
3 (rápida)	80	50
4 (rápida)	80	50
5 (rápida)	80	50
6 (ultrarrápida)	375	180
7 (ultrarrápida)	375	180
8 (ultrarrápida)	375	180
9 (ultrarrápida)	375	180
10 (ultrarrápida)	375	180
TOTAL		1150

Tabla 23. Consumo estimado de la instalación

Por tanto, considerando siempre el caso más desfavorable, es decir haciendo una estimación contando de que el 100% de los puntos de carga están en uso, el tiempo que se estima que se estará demandando esta potencia será de unas diez horas al día. Por ello, se diseñará la instalación para un consumo estimado de 11500 kW·h.

4.4.2. Datos de radiación en el emplazamiento

En este apartado se procede a recabar los datos de radiación disponibles en el emplazamiento donde se diseñará la electrolinera. Para ello se hace uso de los datos recabados en la Estación Meteorológica del Puerto de Santa María durante el año 2021 [64].

En primer lugar, se decantó por utilizar la herramienta de la comisión Europa, PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM [65], pero los datos últimos registrados eran del año 2020 por lo que finalmente se decidió utilizar los datos de la propia estación.

A la hora de diseñar el generador fotovoltaico se debe de conocer la hora solar pico (HSP), tomando como referencia los datos de la radiación solar media en El Puerto de Santa María. Estos datos se representan en la tabla 24.

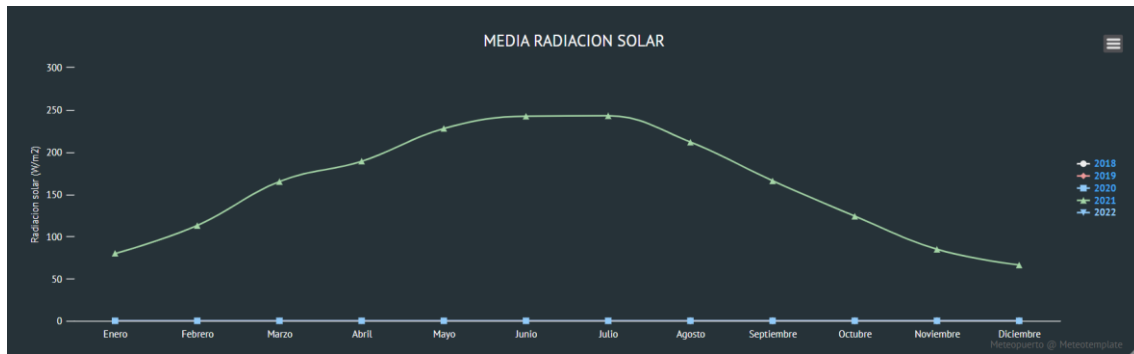


Figura 45. Radiación solar media en el año 2021 en el Puerto de Santa María

MES	Radiación Solar Media diaria	Radiación Solar media horas diurnas	Radiación Solar media máxima
Enero	79,8	174,1	644
Febrero	113,2	245,2	1302
Marzo	165,3	330,1	1528
Abril	189,2	349,3	992
Mayo	228	364,6	924
Junio	242,5	387,94	993
Julio	243	388,88	914
Agosto	211,7	390,65	829
Septiembre	165,8	306,15	833
Octubre	123,9	247,81	698
Noviembre	84,7	184,82	967
Diciembre	66,1	158,6	582
MEDIA	162,9	294,01	933,83

Tabla 24. Radiación solar en el año 2021 en el Puerto de Santa María

En la documentación proporcionada por la herramienta de la comisión Europa [65] se pueden encontrar las ecuaciones necesarias para el cálculo de las HSP. Resultando:

$$HSP = \frac{\text{Radiacion solar global media (W)}}{1000}$$

$$\beta = \text{Radiacion solar global media} \left(\frac{W}{m^2} \right)$$

$$\beta = 158,6 \frac{W}{m^2} \cdot 86400 \frac{s}{dia} \cdot \frac{1KJ}{1000W} = 13703,04 \frac{KJ}{m^2}$$

$$HSP = \frac{13703,04 \frac{KJ}{m^2} \cdot \frac{1000J}{1KJ} \cdot \frac{1H}{3600s}}{1000} = 3,81 \text{ horas}$$

Para considerar un diseño óptimo de la instalación se ha considerado tomar el valor de la irradiación del mes crítico, es decir diciembre, considerando solamente las horas diurnas, y de esta forma poder garantizar la producción de energía en el mismo, aunque en el Puerto de Santa María se tengan días soleados en la mayor parte del día.

4.4.3. Número de módulos solares

En este apartado se calculan el número de placas solares que se instalarán tanto en el techo del edificio como en las marquesinas. Para el cálculo en el techo se debe de tener cuenta la distancia mínima entre las filas de los módulos fotovoltaicos para evitar que las sombras de unos módulos perjudiquen a otros.

4.4.3.1. Distancia mínima entre filas de paneles

Como se comentó anteriormente los paneles que se instalarán en el techo del edificio se dispondrán sobre el suelo con una estructura especializada en ello.

Según el PCT del IDAE [49], se recomienda que la distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras o entre filas de módulos, sea tal que se pueda garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

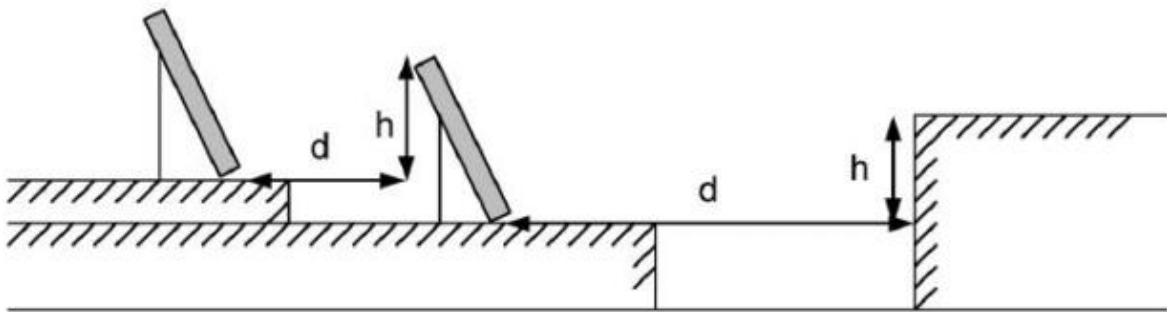


Figura 46. Distancia mínima entre filas de paneles

Considerando k como un factor dimensional que depende de la latitud del emplazamiento, se debe garantizar que d sea como mínimo igual al producto de $h \cdot k$. Este factor dimensional se puede calcular mediante la siguiente expresión [49]:

$$k = \frac{1}{\tan(61 - \phi)}$$

Conociendo la latitud del emplazamiento, $\phi = 36^\circ$, se tiene que $k = 2,145$. Para poder aprovechar el máximo de las dimensiones del techo, y tener la menor posible sombra entre módulos, la altura h será la del módulo en horizontal. Así considerando la inclinación óptima calculada en apartados anteriores, $\beta = 30^\circ$, se tiene:

a) Soportes instalados horizontalmente

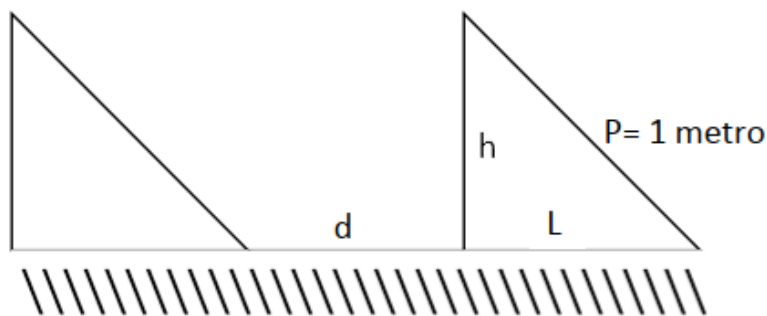


Figura 47. Soportes instalados horizontalmente

$$h = P \cdot \sin \beta = 1 \cdot \sin 30 = 0,5 \text{ m}$$

$$l = P \cdot \cos \beta = 1 \cdot \cos 30 = 0,866 \text{ m}$$

Con todo ello la distancia mínima, d , que se debe de tener es:

$$d = h \cdot k = 0,5 \cdot 2,145 = 1,08 \text{ m}$$

Por tanto, la distancia mínima entre los paneles debe de ser:

$$D = d + l = 1,08 + 0,866 = 1,94 \text{ m} \approx 1,95 \text{ m}$$

Entre las filas de los módulos de haber como mínimo 1,95 metros, que por seguridad se decide dejar 2 metros.

b) Soportes instalados verticalmente

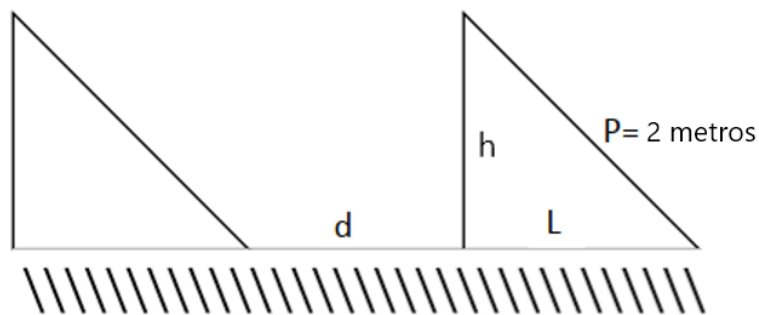


Figura 48. Soportes instalados verticalmente

$$h = P \cdot \sin \beta = 2 \cdot \sin 30 = 1 \text{ m}$$

$$l = P \cdot \cos \beta = 2 \cdot \cos 30 = 1,78 \text{ m}$$

Con todo ello la distancia mínima, d , que se debe de tener es:

$$d = h \cdot k = 1 \cdot 2,145 = 2,145 \text{ m}$$

Por tanto, la distancia mínima entre los paneles debe de ser:

$$D = d + l = 2,145 + 1,78 = 3,925 \text{ m} \approx 4 \text{ m}$$

Entre las filas de los módulos de haber como mínimo 3,925 metros, que por seguridad se decide dejar 4 metros.

c) Soportes instalados doble verticalmente

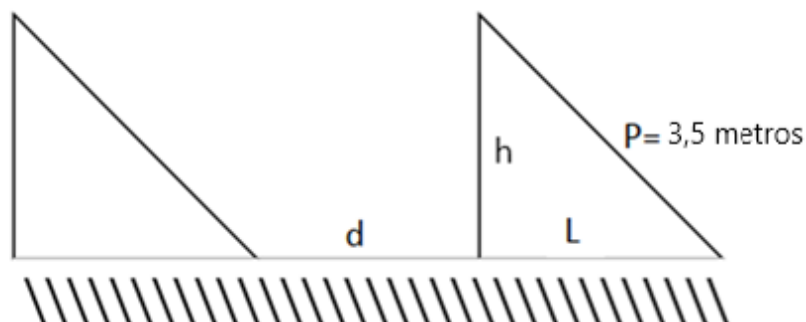


Figura 49. Soportes instalados doble verticalmente

$$h = P \cdot \sin \beta = 3,5 \cdot \sin 30 = 1,75 \text{ m}$$

$$l = P \cdot \cos \beta = 3,5 \cdot \cos 30 = 3,03 \text{ m}$$

Con todo ello la distancia mínima, d , que se debe de tener es:

$$d = h \cdot k = 3,5 \cdot 2,145 = 7,51 \text{ m}$$

Por tanto, la distancia mínima entre los paneles debe de ser:

$$D = d + l = 7,51 + 3,03 = 7,513 \text{ m} \approx 8 \text{ m}$$

Entre las filas de los módulos de haber como mínimo 7,513 metros, que por seguridad se decide dejar 7,6 metros.

Con todo ello la solución que se considera más optima es la de **“Soportes instalados horizontalmente”**.

4.4.3.2. Número de paneles solares

Para determinar el número de paneles que se pueden instalar se puede hacer de dos maneras; la primera es calcular cuanta energía es necesaria y a partir de ahí en función de las características del módulo fotovoltaico calcular el número de paneles, y la segunda de ellas es medir todo el espacio que se dispone para la instalación y colocar todas las placas factibles guardando la distancia mínima para que no se produzcan sombras entre ellas. Lo ideal sería la primera opción, pero en este caso como no se puede cubrir toda la energía que se demanda porque es inviable en este emplazamiento, se toma la segunda opción.

a) Ubicación: Techo

Teniendo en cuenta las dimensiones del emplazamiento y como se puede observar en la hoja del fabricante del soporte que albergará las placas [51], el espacio que ocuparía este con un ángulo de 30° serían:

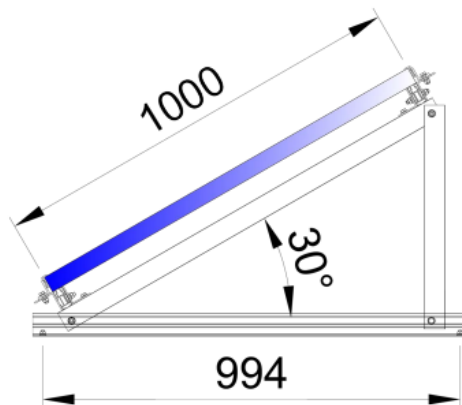


Figura 50. Soporte de los módulos fotovoltaicos

Así colocando la primera unidad de este soporte en el que se albergan 3 paneles solares en el techo de la electrolinera se tendría:

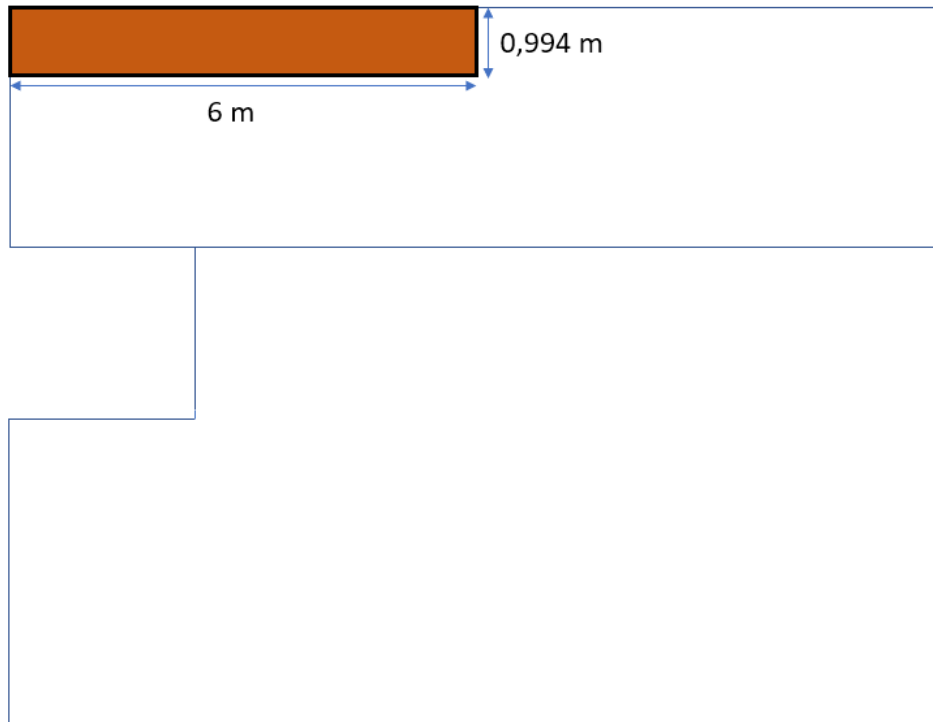


Figura 51. Ubicación en el techo de los módulos fotovoltaicos.

Realizando un análisis sobre que configuración era mejor se ha optado por el soporte horizontal, esto da lugar para 22 paneles como se puede comprobar a continuación

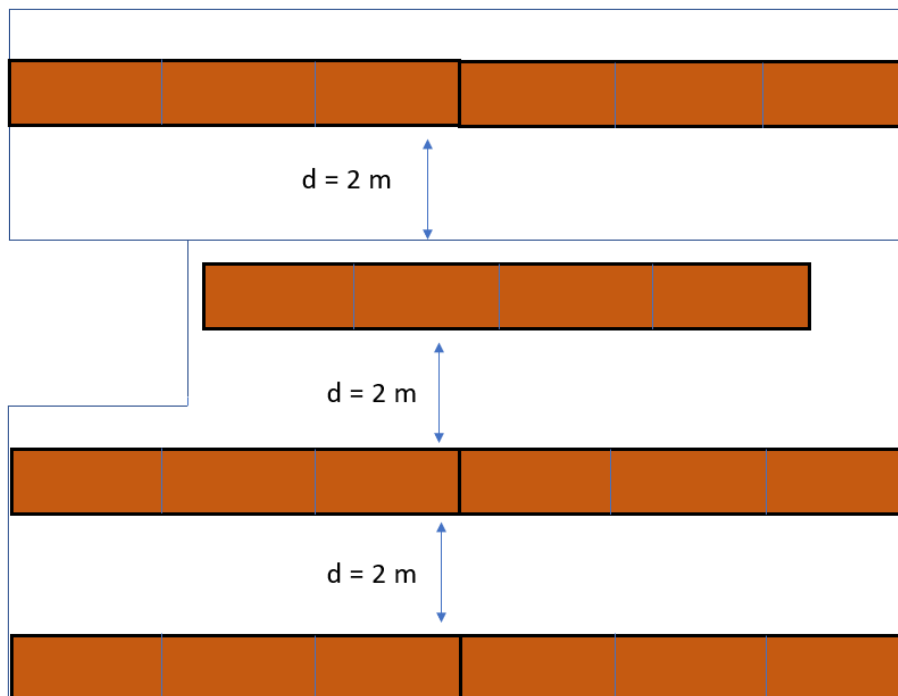


Figura 52. Ubicación en el techo de los módulos fotovoltaicos.

Por tanto, como se puede comprobar se tienen 4 cadenas de módulos fotovoltaicos, denominados *strings*, con 6 paneles cada uno en 3 *strings*, y 4 paneles en otro *string*.

b) Ubicación: Marquesinas

A parte, gracias a las estructuras de las marquesinas, como se vio en el apartado 4.1.2.2., se podrán instalar 60 paneles más. Cada marquesina estará compuesta por 3 *strings* (cadenas de módulos fotovoltaicos) de 5 módulos cada una como se puede comprobar en la figura 53:

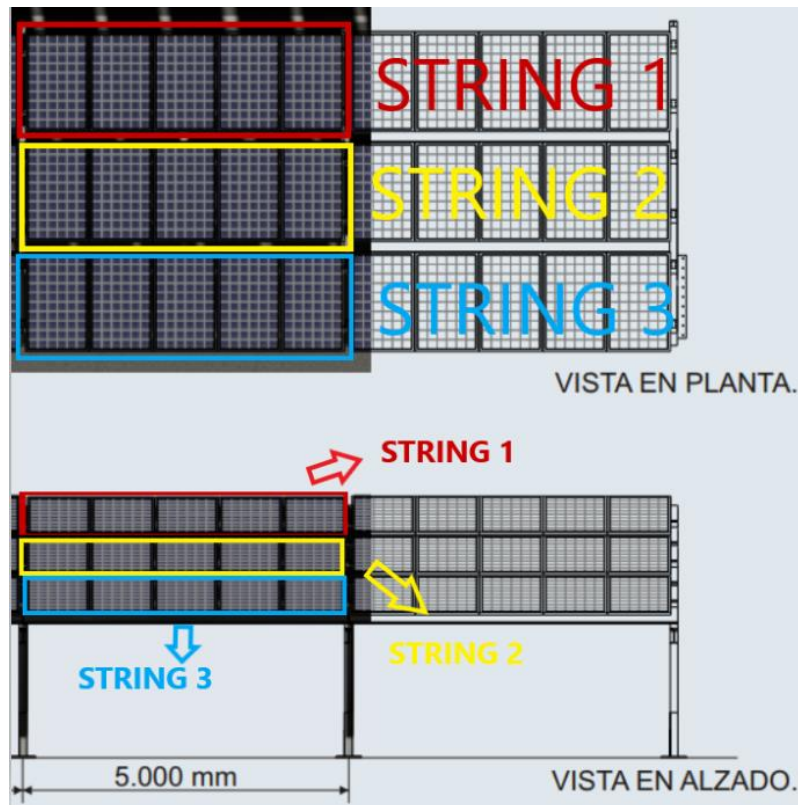


Figura 53. Colocación de módulos en las marquesinas

Por ende, se tienen un total de 82 módulos fotovoltaicos.

4.4.3.3. *Corriente máxima y tensión máxima*

En este apartado se calcula el dimensionado de la corriente máxima y la tensión máxima que se tiene en los módulos fotovoltaicos considerando el total de módulos de la instalación, es decir, los ubicados en el techo y los de las marquesinas resultando en 82 módulos. Teniendo en cuenta las características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado se realizará una conexión mixta, es decir, en serie y en paralelo.

La diferencia entre conectarlos en serie o paralelo es la siguiente:

- Si se conectan en serie: se suman las tensiones y la corriente se mantiene.
- Si se conectan en paralelo: se suman las corrientes y la tensión se mantiene.

El valor de la tensión y corriente a considerar son los mostrados en las hojas de características del fabricante en el que se tiene una tensión de máxima potencia $V_{mp}=41,5$ V y una corriente de máxima potencia $I_{mp}=10,85$ A.

Las ecuaciones necesarias para este cálculo son las siguientes [15]:

$$V_{T_1} = V_{mp} \cdot n$$

Donde:

- V_{T_1} : tensión total de un *string* (V).
- V_{mp} : tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico (V).
- n : número de paneles en el *string*

$$I_{T_1} = I_{mp} \cdot m$$

Donde:

- I_{T_1} : corriente total de un *string* (A).
- I_{mp} : corriente de máxima potencia del módulo fotovoltaico (A).
- m : número de paneles en el *string*.

Así pues, cada *string* se conectará en paralelo y en dicho *string* los módulos irán conectados en serie.

Techo

Como se vio en el anterior apartado se tienen 4 *strings*, con 6 paneles cada uno en 3 *strings*, y 4 paneles en otro *string*.

- *String* con 6 paneles conectados en serie:
 - $V_{T_1} = V_{mp} \cdot n = 41.5 \cdot 6 = 249 V$.
 - $I_{T_1} = I_{mp} = 10,85 A$.
- *String* con 4 paneles conectados en serie:
 - $V_{T_1} = V_{mp} \cdot n = 41.5 \cdot 4 = 166 V$.
 - $I_{T_1} = I_{mp} = 10,85 A$.

Con todo ello como se tienen 4 *string* en total se decide conectarlos en paralelo y de esta forma se tiene:

- $I_T = I_{T_1} \cdot 4 = 10.85 \cdot 4 = 43.4 A$

Marquesinas

Como se vio en el anterior apartado cada marquesina estará compuesta por 3 *strings* de 5 módulos.

- *String* con 5 paneles conectados en serie:
 - $V_{T_1} = V_{mp} \cdot n = 41.5 \cdot 3 = 124.5 V$.
 - $I_{T_1} = I_{mp} = 10,85 A$.
- Conectando los 3 *string* de cada marquesina en paralelo se tiene:
 - $I_T = I_{T_1} \cdot 3 = 10.85 \cdot 3 = 32.55 A$

Como se verá posteriormente en el apartado 4.4.7.4. no hay ninguna limitación en la agrupación de paneles para este proyecto conforme a los módulos fotovoltaicos e inversor seleccionados.

Lo ideal sería que todas las agrupaciones de los módulos fotovoltaicos tuviesen la misma tensión, sin embargo, esto es imposible debido a que se optó por dos estructuras distintas para albergar los módulos, una con capacidad de albergar 3 módulos y otra con capacidad de albergar 4 módulos como se detalló en el apartado anterior, y así en el techo se tuviese la posibilidad de tener un módulo fotovoltaico más. De esta forma, se capacita al sistema de más energía fotovoltaica.

4.4.4. Potencia generada con los módulos fotovoltaicos

4.4.4.1. Techo de la electrolinera

Como se conoce el número de paneles que se pueden instalar en el techo y la potencia nominal del panel solar escogido, la cual se puede encontrar en la hoja de características proporcionada por el fabricante y adjunta en la presente memoria, se puede calcular la potencia que generan los módulos fotovoltaicos mediante la siguiente relación:

$$N = \frac{P_{GFV_t}}{P_{PANEL}} \rightarrow P_{GFV_t} = N \cdot P_{PANEL}$$

Donde:

- P_{PANEL} : Potencia nominal del panel
- P_{GFV_t} : Potencia que generan los módulos fotovoltaicos del techo
- N : Número de módulos fotovoltaicos instalados

Como se ha calculado en el apartado 4.4.3.2., se tienen 22 paneles instalados en el techo y la potencia del módulo fotovoltaico es 450 W según se puede observar en las hojas de características se tiene:

$$P_{GFV_t} = N \cdot P_{PANEL} = 22 \cdot 450 \text{ W} = 9900 \text{ W}$$

Mediante los módulos fotovoltaicos instalados en el techo se generan 9,9 KW lo que representa una demanda respecto del total que se necesita de:

$$\% = \frac{P_{GFV_t}}{P_{TOTAL}} = \frac{9,9 \text{ kW}}{1150 \text{ kW}} \cdot 100 = 0,861 \%$$

4.4.4.2. Marquesinas

Mediante el mismo procedimiento que en el apartado anterior y considerando de que se pueden instalar 60 placas como se vio en el apartado 4.1.2.2.:

$$N = \frac{P_{GFV}}{P_{PANEL}} \rightarrow P_{GFV_m} = N \cdot P_{PANEL} = 60 \cdot 450 \text{ W} = 27000 \text{ W}$$

Donde:

- P_{GFV_m} : Potencia que generan los módulos fotovoltaicos de las marquesinas

Como se puede observar gracias a los módulos fotovoltaicos de las marquesinas se generan 27 KW lo que representa una demanda respecto del total que se necesita de:

$$\% = \frac{P_{GFV}}{P_{TOTAL}} = \frac{27 \text{ kW}}{1150 \text{ kW}} \cdot 100 = 2,35 \%$$

4.4.4.3. Total de potencia generada

La potencia total con los 82 módulos fotovoltaicos que conforman la instalación es de 36900 W, lo que representa un 3,17 %.

$$P_{GFV} = P_{GFV_t} + P_{GFV_m} = 36900 \text{ W}$$

4.4.5. Número de reguladores de carga

Para poder definir el regulador de carga es necesario considerar la intensidad máxima debido principalmente a dos razones:

- Asegurar la correcta carga de la batería; para esto la tensión de los módulos fotovoltaicos debe ser mayor que la tensión nominal de la batería.
- Atenuar posibles disminuciones de tensión debidas al aumento de temperatura.

Por tanto, conociendo el tipo de generador fotovoltaico a implementar en la estación de recarga, se puede calcular el regulador de carga requerido, multiplicando la intensidad de cortocircuito de cada panel que está dada en el catálogo por el total de módulos fotovoltaicos a utilizar. Es decir [66]:

$$I_{max} = I_{sc} \cdot N$$

Donde:

- I_{max} : intensidad máxima del regulador requerido (A).
- I_{sc} : intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).
- N : número de módulos fotovoltaicos de la instalación.

Por tanto:

$$I_{max} = 11,60 \cdot 82 = 951.2 \text{ A}$$

Con todo ello, como el regulador seleccionado tiene una intensidad de 85 A se necesitan 12 reguladores de carga. Simplemente es necesario dividir la intensidad máxima y la intensidad nominal, ambas del regulador seleccionado:

$$N_{reg} = \frac{I_{max}}{I_{reg}}$$

Donde:

- N_{reg} : número de reguladores
- I_{max} : intensidad máxima del regulador requerido (A).
- I_{reg} : intensidad nominal del regulador(A).

$$N_{reg} = \frac{951.2}{85} = 11,19 \approx 12 \text{ reguladores}$$

4.4.6. Número de baterías

El sistema de almacenamiento se diseñará para ayudar a la red eléctrica en situaciones de picos de carga, y de esta forma, mejorar la fiabilidad de la red, garantizar la continuidad del servicio de la red a la población local y, por tanto, evitar situaciones de desconexión de la red. Además, se dará prioridad al consumo de energía de dichas baterías y módulos fotovoltaicos frente a la red eléctrica siempre y cuando sea posible.

La capacidad de las baterías depende por un lado de la energía que se desea almacenar y el número de días de autonomía de la instalación, y por otro lado, de la profundidad de descarga y el voltaje de dicha batería. Es decir, se puede calcular mediante la siguiente ecuación [67]:

$$C_N = \frac{E_R \cdot N}{P_D \cdot V_B}$$

Donde:

- C_N : capacidad nominal de la batería (Ah).
- E_R : energía que se quiere almacenar.
- N : número de días de autonomía.
- P_D : profundidad de descarga de la batería
- V_B : voltaje de la batería seleccionada

Con el diseño planteado se desea poder abastecer el 30% de cargadores simultáneamente, al menos una vez al día, con lo que se tiene una potencia de 345 KW (30% de 1150 KW). Debido a que se tienen cargadores rápidos y ultra rápidos, en el caso más desfavorable, el VE se cargará en media hora, lo que se traduce en una potencia de 172,5 KWh (345 KW · 0,5 horas). A modo de conclusión, la potencia que sería necesaria almacenar en el sistema sería 175,5 KWh y como se considerará una vez al día, $N = 1$.

Por tanto:

$$C_N = \frac{175500 \cdot 1}{0,8 \cdot 12,8} = 16845,7 \text{ Ah}$$

Por tanto, para calcular el número de baterías necesario se puede dividir entre la capacidad total necesaria y la capacidad nominal de la batería seleccionada, es decir:

$$N = \frac{C_N}{C_{nB}}$$

Donde:

- N : número de baterías necesarias.
- C_N : capacidad total necesaria (Ah).
- C_{nB} : capacidad nominal de la batería seleccionada (Ah).

$$N = \frac{C_N}{C_{nB}} = \frac{7119,14}{300} = 56,15 \text{ baterías}$$

Con todo ello, se necesitan un mínimo de 57 baterías.

4.4.6.1. Conexión de baterías

La conexión de las baterías es muy importante en un proyecto de este calibre ya que una mala elección puede deteriorar el resto de los elementos que conforman el sistema fotovoltaico. Por tanto, debe cumplir con las especificaciones del regulador, inversor, tensiones de los módulos fotovoltaicos, etc. Aunque no entre dentro del alcance del proyecto por la magnitud del mismo, se explican las diferencias entre conectar las baterías en serie o paralelo y se procede a justificar que sería lo más idóneo para el sistema.

Aunque todas las baterías que se monten en el sistema sean el mismo modelo, debe conocerse que nunca dos baterías van a ser exactamente iguales. Esto es debido a factores como la fabricación o al transporte hacen que las baterías se descompensen con el tiempo.

Si se conectan las baterías en paralelo se forma un circuito en el que se permite el paso de corrientes de desequilibrio que circulan de una batería a otra para intentar equilibrarlas [67]. Estas corrientes de desequilibrio se producen de forma permanente y aceleran el proceso de desgaste de las baterías. Así pues, cuanto mayor sean estas diferencias entre baterías mayores

serán estas corrientes de desequilibrio y mayor será el desgaste. Con el paso del tiempo al conectar las baterías en paralelo pueden empezar a surgir los siguientes fallos en las baterías:

- La capacidad es inferior a la que debería tener normalmente porque alguna batería está más desgastada que otra.
- Pasan de estar descargadas a cargadas a una velocidad anormal.

Si se conectan las baterías en serie se aumentaría la tensión nominal de las baterías individuales manteniendo la misma corriente. Por tanto, al incrementar la tensión, se incrementará la capacidad [67]. Con todo ello, la conexión en serie de baterías solamente permite el paso de corriente cuando hay consumo. Cuando no hay ningún consumo las baterías se mantienen en reposo.

De esta forma, como recomendación personal se recomienda una conexión en serie, evitando por completo conectarlas en paralelo. Ante posibles ampliaciones de la capacidad de baterías es preferible sustituirlas por unas de mayor capacidad.

4.4.7. Número de inversores

Para este diseño se ha optado por buscar un inversor que satisfaga toda la potencia fotovoltaica generada. Por tanto, conociendo la potencia del generador fotovoltaico y la potencia del inversor seleccionado, se puede calcular el número de inversores necesarios en la instalación:

$$N = \frac{P_{GFV}}{P_{inversor}} = \frac{36900}{40000} = 0,92 \text{ inversores}$$

Por tanto, se necesitan un inversor de 40 kW. Al principio el diseño se había realizado con el inversor 20TL M de 20 kW de la misma marca, en el que se necesitaban dos de estos. Al tratarse de una instalación fotovoltaica de grandes dimensiones, en términos de costes, mantenimiento y simplicidad del diseño sale más rentable la elección de un único inversor de 40 kW.

4.4.7.1. Número mínimo de módulos conectados en serie

A continuación, se calcula el número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie al inversor. Para ello es necesario conocer la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión del módulo fotovoltaico es circuito abierto [68], es decir:

$$N_{ps_{min}} = \frac{V_{i_{min}}}{V_{oc}}$$

Donde:

- $N_{ps_{min}}$: número mínimo de paneles en serie.
- $V_{i_{min}}$: tensión mínima de entrada al inversor (V).
- V_{oc} : tensión del módulo en circuito abierto (V).

Como se puede comprobar en el datasheet del inversor la tensión mínima de entrada al inversor, $V_{i_{min}}$, es 200 V. Por otro lado, en el datasheet del módulo fotovoltaico se puede observar como la tensión del módulo en circuito abierto, V_{oc} , es de 49,30 V. Por tanto:

$$N_{ps_{min}} = \frac{200}{49,30} = 4,06 \approx 4 \text{ paneles}$$

4.4.7.2. Número máximo de módulos conectados en serie

Seguidamente se calcula el número máximo de paneles que se permiten según la tensión máxima de entrada del inversor. A diferencia del apartado anterior, aquí es necesario conocer la tensión máxima de entrada al inversor y la tensión del módulo fotovoltaico es circuito abierto [68], es decir:

$$N_{ps_{max}} = \frac{V_{i_{max}}}{V_{oc}}$$

Donde:

- $N_{ps_{max}}$: número máximo de paneles en serie.
- $V_{i_{max}}$: tensión máxima de entrada al inversor (V).
- V_{oc} : tensión del módulo en circuito abierto (V).

Como se puede comprobar en el datasheet del inversor la tensión máxima de entrada ($V_{i_{max}}$) es 820 V. Por otro lado, en el datasheet del módulo fotovoltaico se puede observar como la tensión del módulo en circuito abierto (V_{oc}) es de 49,30 V. Por tanto:

$$N_{ps_{min}} = \frac{820}{49,30} = 16,63 \approx 17 \text{ paneles}$$

4.4.7.3. Número máximo de módulos conectados en paralelo

El número máximo de *strings* está limitado por la corriente de entrada del inversor, que tiene que ser mayor o igual a la intensidad de cortocircuito de los módulos conectados en paralelo [68].

El inversor INGECON Sun 3PLAY 40TL M480 tiene cinco entradas, una para cada MPPT, con intensidades de entrada máxima idénticas (40 A), por lo que no es necesario calcular el número máximo de paneles en paralelo para cada entrada ya que en todas se obtendrá el mismo resultado $N_{max} = N_{1_{max}} = N_{2_{max}} = N_{3_{max}} = N_{4_{max}} = N_{5_{max}}$.

$$N_{max} = \frac{I_{inv_{max}}}{I_{sc}}$$

Donde:

- N_{max} : número máximo de paneles en paralelo.
- $I_{inv_{max}}$: corriente máxima de entrada al inversor (A).
- I_{sc} : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).

Como se puede comprobar en el datasheet del inversor la corriente máxima de entrada ($I_{inv_{max}}$) es 40 V. Por otro lado, en el datasheet del módulo fotovoltaico se puede observar cómo corriente de cortocircuito (I_{sc}) es de 11,60 A. Por tanto:

$$N_{max} = \frac{40}{11,60} = 3,45 \text{ A}$$

Con todo ello se puede observar que el número máximo de *strings* (hilera o cadena de paneles conectados en serie) que pueden conectarse en paralelo es 6.

4.4.7.4. Agrupación de paneles

Como se puede observar, cada *string* puede estar formado por entre 4 y 17 paneles. Por tanto, como se vio en el apartado 4.4.3.2 no hay ninguna limitación con ubicarlos de la forma diseñada en dicho apartado, ya que se tienen como máximo 6 paneles en serie y mínimo 4 paneles debido a las estructuras elegidas. Tampoco existe ninguna limitación en los paneles de las marquesinas, aunque lo ideal es intentar que todos los conexiones, tanto en serie como en paralelo, sean lo más homogéneos posibles.

Cabe destacar que lo ideal, hubiese sido instalar el número máximo posible de paneles en serie por cada *string*, para que la tensión de entrada al inversor sea elevada, y así que esta se encuentre el mayor tiempo posible dentro del rango de tensión en el que el MPPT del inversor opera. Pero por razones de espacio en el techo de la electrolinera resulta imposible. Referente a las marquesinas sucede lo mismo porque cada marquesina alberga 5 paneles en cada uno de los 3 *strings* que la contiene (15 paneles en total por marquesina). Al estar prefabricada la marquesina no se puede adaptar y aprovechar el MPPT del inversor.

5. Implementación eléctrica

El suministro de energía eléctrica de alta tensión en El Puerto de Santa María tiene como principal punto de suministro la subestación eléctrica principal de "Puerto de Santa María" a 220kV perteneciente a la red principal de primer rango, gestionada por Red Eléctrica de España. Se encuentra situada en el límite oeste del término municipal de Rota.

La subestación "Puerto de Santa María" se suministra directamente desde la subestación La Cartuja mediante una línea de simple circuito a 220kV.

La red de distribución urbana de energía eléctrica en el municipio la realiza ENDESA, dando servicio a las tres principales subestaciones existentes: La Valenciana, Platero y Valdelagrana, todas ellas a 66kV. De acuerdo con la información facilitada por la compañía ENDESA, las subestaciones existentes a 66kV, las subestaciones de La Valenciana y Platero se encuentran saturadas en capacidad, y no tienen disponibilidad de admitir nuevos suministros [69].

En todo momento se debe de tener una visión global en cuanto a carga se refiere y por supuesto tener en cuenta la elevada potencia que se requiere debido a los puntos de recarga rápidos y ultra rápidos, sin olvidarse del abastecimiento del área de servicio y de la iluminación de la electrolinera.

Para poder trabajar con un buen transformador además del cuadro general de baja tensión y el cuadro de contadores se hará una derivación de la línea de tensión de 24 kV directamente desde la subestación de Valdelagrana evitando cualquier tipo de abastecimiento de la red.

En este capítulo se procede a hacer un análisis de las distintas partes que conforman la instalación eléctrica, tanto en media como en baja tensión, con sus correspondientes características y requerimientos, siendo las partes a tratar:

- Previsión de cargas
- Red subterránea de MT
- Centro de seccionamiento
- Centro de transformación
- Red de distribución de BT
- Puestas a tierra

A grandes rasgos en la figura 54 se muestra un esquema y resumen de los elementos necesarios para generar y distribuir la energía hasta llegar a los particulares.

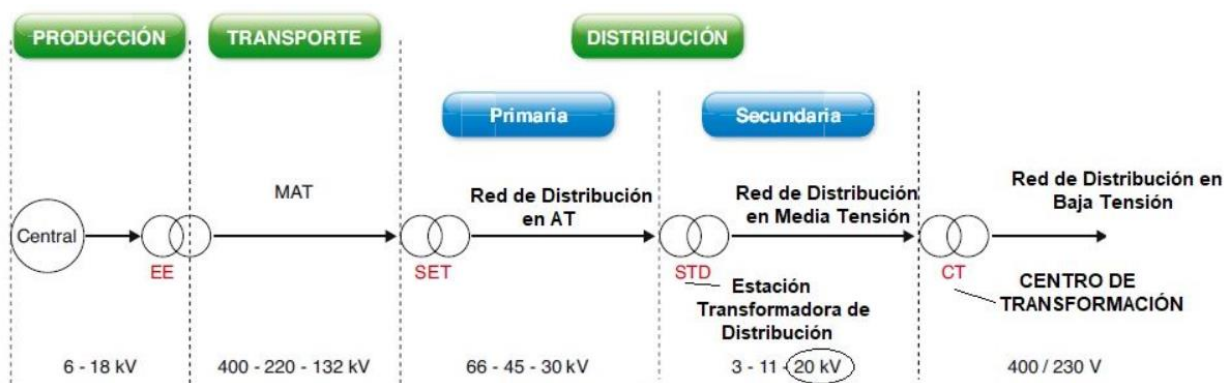


Figura 54. Esquema sobre generación y distribución de la energía [24]

5.1. Diseño de la instalación eléctrica

El presente proyecto surgió ante la necesidad actual y que se tendrá en un futuro cercano, sobre la recarga de VE, y como consecuencia los problemas que tendrá la red eléctrica ante un elevado número de vehículos recargándose simultáneamente.

La potencia eléctrica que se necesita para los sistemas de recarga rápida es bastante elevada, y ante este problema se ha optado por un diseño independiente de la instalación en la que únicamente se abasteciera la instalación eléctrica, que está formada por:

- Infraestructura de recarga rápida, o electrolinera.
- Área de servicio (Sin desarrollar).
- Iluminación exterior (Sin desarrollar).

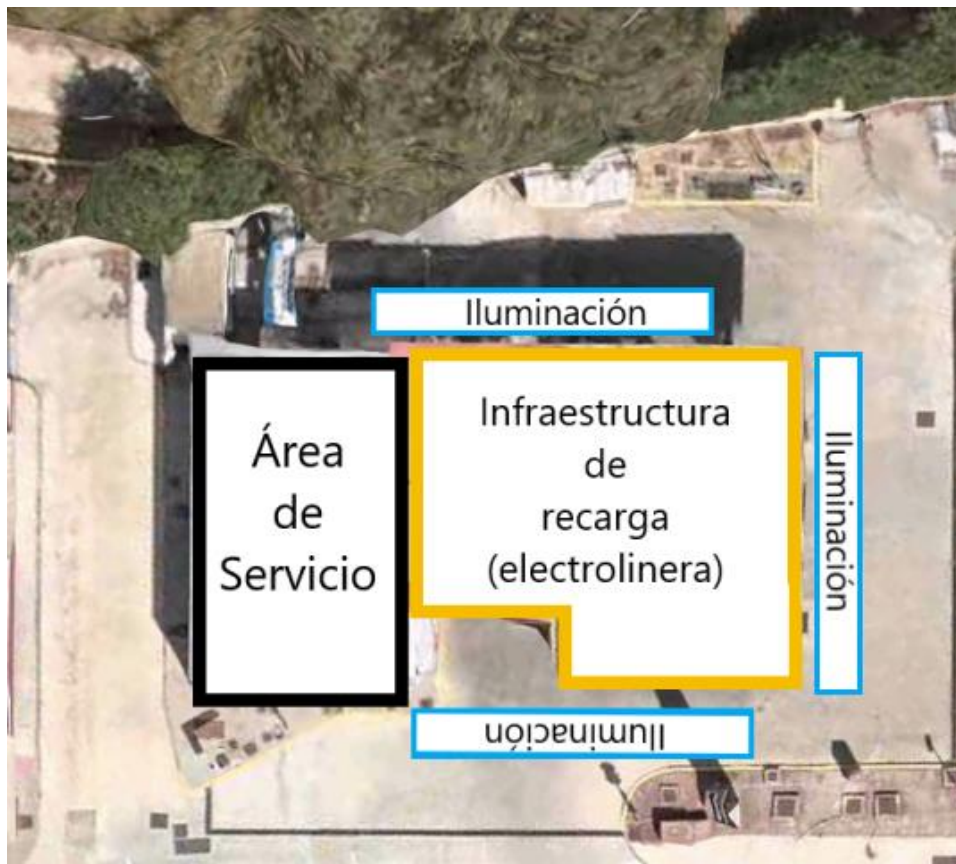


Figura 55. Elementos de la instalación eléctrica

Para el diseño se optó por la creación de una línea de media tensión de 24 kV, y de esta forma, poder abastecer las infraestructuras de recarga ultra rápida y rápida mediante un nivel de potencia adecuado. Con todo ello se definirán los requerimientos necesarios para la implementación de un centro de transformación (CT) con un transformador de 1250 kVA.

Seguidamente al CT, se tiene el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) que desemboca en el cuadro de contadores (C/C). De este cuadro salen las derivaciones de las líneas hacia los Cuadros Secundarios (CS).

5.2. Características de la red subterránea de MT

En este apartado se presentan las principales características de la red eléctrica que da servicio en el Puerto de Santa María para la red de media tensión. La compañía suministradora de energía es Endesa, cuya información se ha obtenido desde el ayuntamiento y se refleja en la tabla 25:

Compañía	Endesa, S. A
Potencia de cortocircuito	500 MVA
Tensión nominal	24 kV
Tensión más elevada de la red	37 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente máxima de defecto a tierra	500 – 600 A
Tiempo máximo de desconexión	0,6 s

Tabla 25. Características de la compañía Endesa

5.2.1. Categoría de clasificación de la línea eléctrica

Al ser una línea de 24 kV, a una frecuencia de 50 Hz, la instalación pertenece a la tercera categoría según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión [70].

5.2.2. Características del cableado de MT

El cable utilizado para el diseño de la instalación es el modelo Al Voltalene H Compact AL RH5Z1 [71] de 400 mm² de tensión normalizado por la empresa de red eléctrica ENDESA el cual se detalla en el anexo III del presente trabajo. Este cable sigue la norma de diseño UNE 211620:2020 y presenta una tensión asignada de 12/20 kV y 18/30 kV. Este cableado irá canalizado bajo tierra a través de un tubo normalizado entre 160 mm y 200 mm desde la red eléctrica hasta el centro de transformación.

Las características más destacadas de este cable son:

- Capa semiconductor externa pelable en frío facilitando la instalación en terminales, empalmes o conectores separables.
- Triple extrusión: capa semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor externa se extruyen en un solo proceso.
- Aislamiento reticulado en catenaria para una mejor reticulación de las cadenas poliméricas, presentando una mayor vida útil.
- Cubierta Vemex: mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje.
- Garantía única para el sistema.

Las principales características eléctricas que presenta este cable se resumen en la tabla 26:

Parámetros	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal, U_0 (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U_m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U_p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	
Reactancia del conductor a temp. máx. 20°C (Ω/km)	0,125	
Reactancia del conductor a temp. máx. 105°C (Ω/km)	0,161	
Reactancia inductiva (Ω/km)	0,106	

Tabla 26. Características del conductor Al Voltalene H Compact AL RH5Z1

La corriente máxima de fabrica admisible es de 415 A como se puede observar en las hojas de características proporcionadas por el fabricante.

En el Anexo III se puede encontrar más información sobre el conductor Al Voltalene H.

5.2.3. Accesorios de la instalación

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los conductores elegidos, preservando las características ambientales y cumpliendo las normativas de la compañía.

Estos empalmes y terminales se encuentran regulados por la Norma NI 56.80.02, "Accesorios para cables subterráneos de tensiones asignadas 12/20 kV hasta 18/36 kV. Cables con aislamiento seco" [72].

5.3. Previsión de cargas

La previsión de cargas o potencias en las instalaciones eléctricas es un aspecto muy importante ya que suele ser un paso previo para el cálculo de las secciones de los conductores, y también para el cálculo del valor nominal de muchos de los componentes que conforman la instalación.

Teniendo en cuenta los modelos de los puntos de recarga escogidos se tiene: el modelo de carga rápida presenta una potencia máxima de 50 kW y un factor de potencia de 0,98 como se puede observar en el anexo III, por tanto, la potencia consumida se resume en 49 kW y teniendo en cuenta que se tienen cinco postes de recarga se traduce en 245 kW; el modelo de carga ultra rápida presenta una potencia máxima de 180 kW y un factor de potencia de 0,95 como se puede observar en el anexo III, por tanto la potencia consumida es 171 kW y como se tienen cinco postes de recarga con estas características se resume en 855 kW. En la tabla 27 se resume la previsión de cargas de los puntos de recarga.

Previsión de cargas de los puntos de recarga			
Modelo de recarga rápida	Factor de potencia	Potencia consumida (kW)	Potencia total (kW)
5 postes INGEREV® RAPID 50 Trio	0,98	250	245
5 postes INGEREV® RAPID 180 Trio	0,95	900	855
TOTAL			1100

Tabla 27. Previsión de cargas de los puntos de recarga

Para el área de servicio se considera una potencia consumida de 20 kW y para la iluminación 2 kW. En la tabla 28 se resume la previsión de cargas del proyecto:

Instalación eléctrica	Potencia consumida (kW)
Puntos de recarga	1100
Área de servicio	20
Iluminación	2
TOTAL	1122

Tabla 28. Previsión de cargas del proyecto

Por tanto, se seleccionará un transformador de 1250 kVa. Cabe destacar que teniendo en cuenta la previsión de cargas, la capacidad del transformador seleccionado es un poco justa para una posible ampliación del sistema, pero se ha seleccionado por diversas razones: por un lado, un transformador de mayor capacidad aumentaba mucho el coste del proyecto, y por otro lado, la idea principal es que ante una ampliación de la electrolinera, esta se aumente mediante energías renovables capacitándola de aerogeneradores, y de esta forma poder fomentar más la energía “verde”.

5.4. Centro de seccionamiento

El centro de seccionamiento (CS) es un elemento que se encarga de recibir la acometida de la Compañía de red eléctrica, en forma de bucle, es decir, con entrada y salida. Por ello, Desde la salida del CS se alimenta en punta el Centro de Transformación (CT), mediante su respectiva acometida.

Cabe destacar de que el centro de transformación y el centro de seccionamiento están unidos mediante líneas subterráneas siendo independientes, de tipo intemperie, y formados por edificios prefabricados cumpliendo la norma UNE 20099 [73] y la Norma ENDESA FND003 [74].

En la figura 56 se puede observar un esquema del centro de seccionamiento:

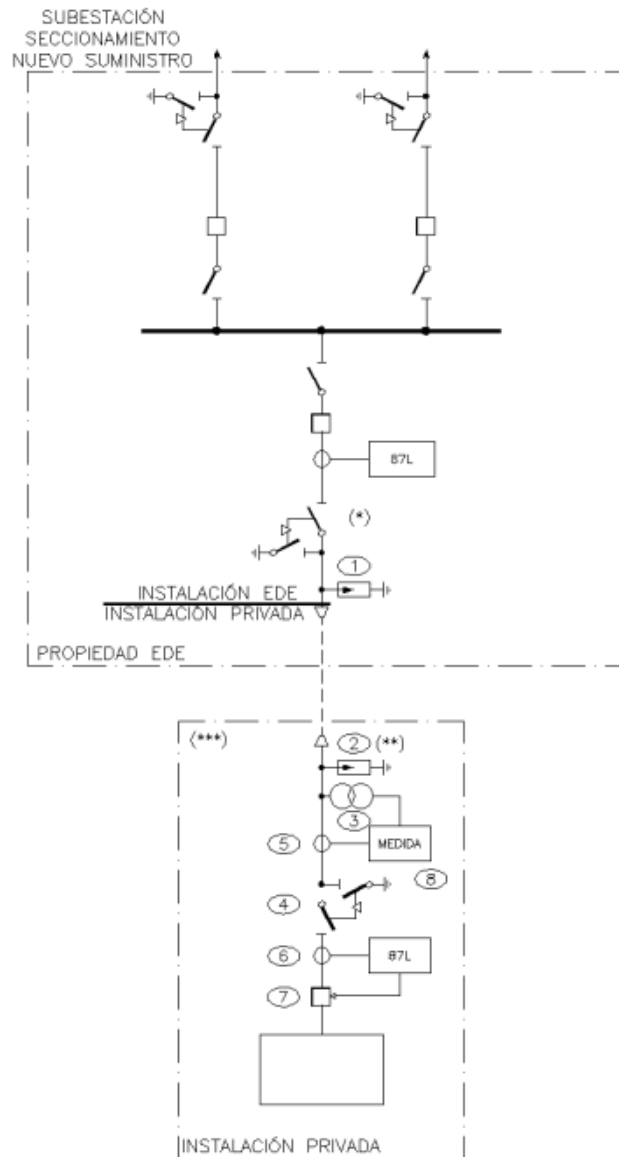


Figura 56. Esquema centro de seccionamiento

5.4.1. Requerimientos del CS

Para evitar pérdidas debidas al uso de conductores demasiado largos, el centro de seccionamiento se debe ubicar los más cerca posible al edificio que alberga el CT.

Todas las celdas deben formar el equipo de aparamenta eléctrica de alta tensión estando bajo envolventes metálicas con aislamiento integral en SF₆ para una tensión máxima de hasta 24 kV según indican las normativas vigentes. Además, este conjunto de celdas debe estar homologado por la compañía y que esta permita su implantación.

Las celdas de entrada y salida del CS se encuentran equipadas por un interruptor-seccionador de corte SF₆, seccionador de puesta a tierra, y conectores especiales para la entrada de acometida de los cables de la compañía eléctrica.

El modelo elegido para que cumpla con los requerimientos de la instalación es el conjunto de compactas Gama RM6 de Schneider Electric, dentro de un centro de maniobra monobloque 24 kV serie ECS-24, de Schneider. Las características técnicas de los mismos están descritas en el anexo III.

5.4.2. Características generales de las celdas RM6

Las características de las celdas RM6 se pueden visualizar en el datasheet, las cuales se adjuntan en el anexo III. Las más relevantes son: presenta un poder de corte de la apartamentación eléctrica de 400 A eficaces en funciones de línea y de 16 kA en funciones de protección, presenta un poder de cierre de los interruptores de 40 kA cresta, y todas las funciones incorporan un seccionador de puesta a tierra de 40 kA cresta de poder de cierre.

En la tabla 29 se reflejan las características más importantes de estas celdas:

Tensiones	Asignada	24 kV
	Soportada a frecuencia industrial	50 kV eficaces
	Soportada a impulso tipo rayo	125 V cresta
Intensidades	Asignada en funciones de línea	400 A
	Asignada en funciones de protección	200 A
	Nominal admisible durante 1 seg	16 kA eficaces
	Valor de cresta de la intensidad nominal admisible	40 kA cresta

Tabla 29. Características eléctricas celdas RM6

5.5. Centro de transformación (CT)

A continuación, se procede a describir un CT de abonado, tipo exterior intemperie prefabricado bajo envoltorio metálica, según recoge la norma NI 50.40.06 [75] y UNE – EN 60298 [73].

Las celdas forman el CT, son celdas modulares presentan una extinción de arco en SF₆ y están equipadas con apartamentación fija con corte. Los elementos de los que se compone el CT son los siguientes:

- Celdas de MT
- Cables de MT
- Cables de BT
- Envoltorio
- Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)
- Transformador.

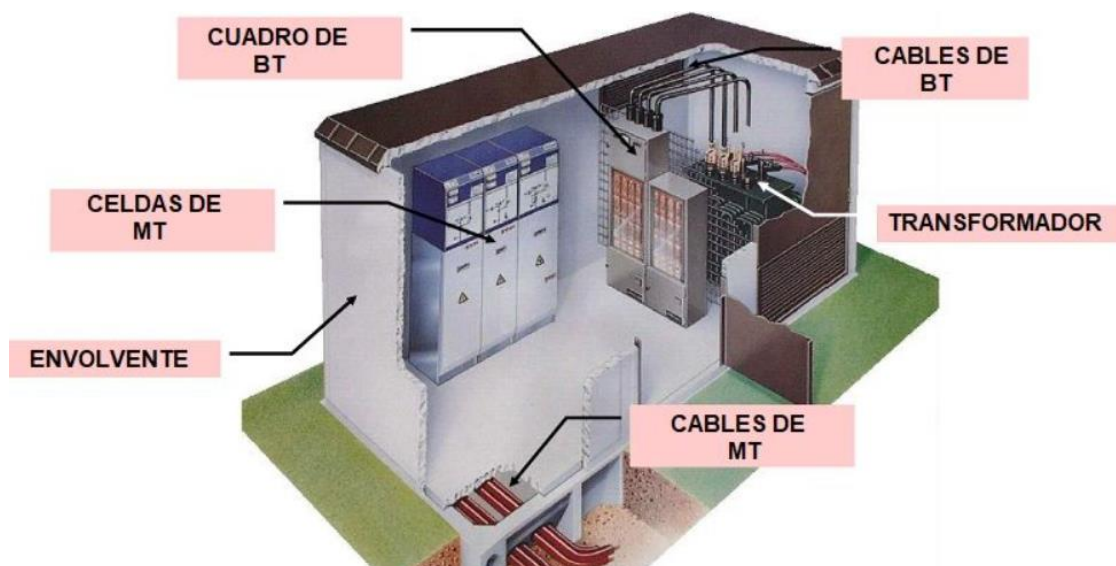


Figura 57. Elementos del CT

A continuación, se presenta el edificio prefabricado donde se albergarán todos los elementos necesarios.

5.5.1. Edificio prefabricado

Para albergar los distintos elementos se ha elegido el modelo EHC – 4 del fabricante Schneider Electric [76], el cual se encuentra regulado por la Norma NI 50.40.07 [77]. Presenta una configuración como centro de transformación en punta, con capacidad para albergar los siguientes elementos:

- 1 x Celda de protección con fusibles
- 1 x Celda de medida
- 1 x Celda de línea
- 1 x Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)
- 1 x Transformador de potencia de 1250 kVA.

En la figura 58 se muestra el edificio prefabricado, cuyas características técnicas se pueden encontrar en el anexo III.



Figura 58. Edificios prefabricados de hormigón serie EHC.

5.5.2. Celdas del CT

El modelo seleccionado para las celdas del centro de transformación, son las celdas modulares de gama SM6 del fabricante Schneider Electric [78]. Las características más importantes que presenta son:

Tensiones	Asignada	24 kV
	Soportada a frecuencia industrial	50 kV eficaces
	Soportada a impulso tipo rayo	125 V cresta
Intensidades	Asignada en funciones de línea	400 A
	Asignada en funciones de protección	400 A
	Nominal admisible durante 1 seg	16 kA eficaces
	Valor de cresta de la intensidad nominal admisible	40 kA cresta
Grado de protección de la envolvente	IP307	

Tabla 30. Características celdas modulares SM6

5.5.2.1. *Celda de protección con interruptor automático*

El modelo seleccionado es el DM1C [79]. Esta celda Schneider Electric es un interruptor automático de gama SM6. Su principal función es la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, y sus dimensiones son: 750 mm de anchura, 1220 mm de altura y 1600 mm de profundidad. En su interior contiene:

- Interruptor automático de corte en SF₆ (hexafluoruro de azufre) tipo Fluarc SFset, tensión de 24 kV, intensidad de 400 A, poder de corte de 16 kA, con bobina de apertura a emisión de tensión 220 V en CA., con una frecuencia de 50 Hz.
- Seccionador de puesta a tierra en SF₆.
- Juegos de barras tripolares de 400 A para conexión superior con celdas adyacentes, de 16 kA.
- Indicadores de presencia de tensión.
- Mando RI manual.
- Embarrado de puesta a tierra.

5.5.2.2. *Celda de medida*

El modelo seleccionado es el GBC2C [80]. Esta celda Schneider Electric presenta medida de tensión y corriente con entrada y salida inferior por cable SM6. Sus dimensiones son: 750 mm de anchura, 1600 mm de altura y 1038 mm de profundidad. En su interior contiene:

- Transformadores de intensidad de relación 50-100/5A, 10VA CL y aislamiento 24 kV según la compañía.
- Transformadores de tensión según compañía, bipolares, modelo de alta seguridad de relación, potencias no simultáneas, contrato mínimo de 374 kW y máximo de 1.993 kW, Ft= 1.9 Un y aislamiento 24 kV.
- Juegos de barras tripolar de 400 A, 24 kV y 16 kA.
- Entrada y salida por cable seco.

5.5.2.3. *Celda de línea*

El modelo seleccionado es un interruptor-seccionador gama SM6 del fabricante Schneider Electric [78], de dimensiones son 375 mm de anchura, 1600 mm de altura y 940 mm de profundidad. En su interior contiene:

- Interruptor-seccionador de corte en SF₆ de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA.
- Seccionador de puesta a tierra en SF₆.
- Juego de barras tripolar de 400 A.
- Indicadores de presencia de tensión.
- Mando CIT manual.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Bornes para conexión de cable.

En la figura 59 se muestra un esquema del conexionado las celdas del CT.

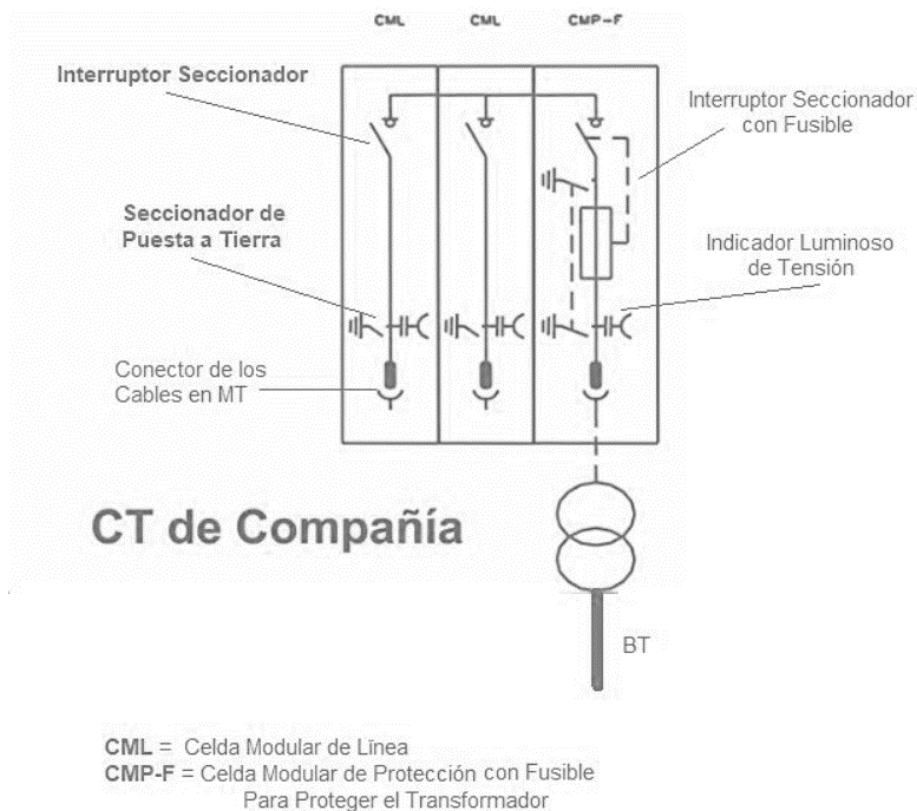


Figura 59. Esquema del conexionado las celdas del CT

5.5.3. Transformador de potencia

Se ha escogido un transformador trifásico elevador tipo en aceite de origen vegetal de tipo interior del fabricante IMEFY [81]. Cumple la Norma UNE 21538 [82] y UE 548/2014 de ecodiseño [83]. Las características más importantes son:

Potencia	1250 kVA	
Tensiones	Nominal	24 kV
	Secundaria en vacío	400 V
	De cortocircuito	6%
Intensidades	Transformadores	36,1 A
	Relés	30 A
	Fusibles	80 A
Otros	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación: +/-2,5%, +/-5%. • Grupo conexión: Dyn11. • Incluye equipo de sondas y termómetro 	

Tabla 31. Características generales del transformador de potencia.

5.5.4. Cuadro de Baja Tensión

Para este proyecto en particular se contará con varios cuadros de baja tensión, los cuales se pueden clasificar en:

- Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)
- Cuadros Secundarios:
 - Cuadro Instalación electrolinera
 - Cuadro Área de Servicio
 - Cuadro Iluminación

Estos cuadros no se dimensionarán por no entrar dentro del alcance de este proyecto. Para los cálculos posteriores se utilizarán valores más o menos standard en este tipo de proyectos.

5.6. Red de distribución en baja tensión (BT)

Para diseñar la red de distribución en baja tensión se deben de tener en cuenta las dos fuentes que llegan al cuadro general, como son el suministro de red proveniente del CT, y del apoyo de los paneles solares de la instalación.

La tensión nominal de trabajo de la red es de 230 V en monofásico y 400 V en trifásico. En este punto se debe de tener en cuenta la alimentación recibida por la red eléctrica de ENDESA a través del transformador y se sumará como apoyo de alimentación a la instalación fotovoltaica.

Un posible esquema unifilar de la instalación es el mostrado en la figura 60, en el que se muestra la conexión de los distintos elementos del sistema:

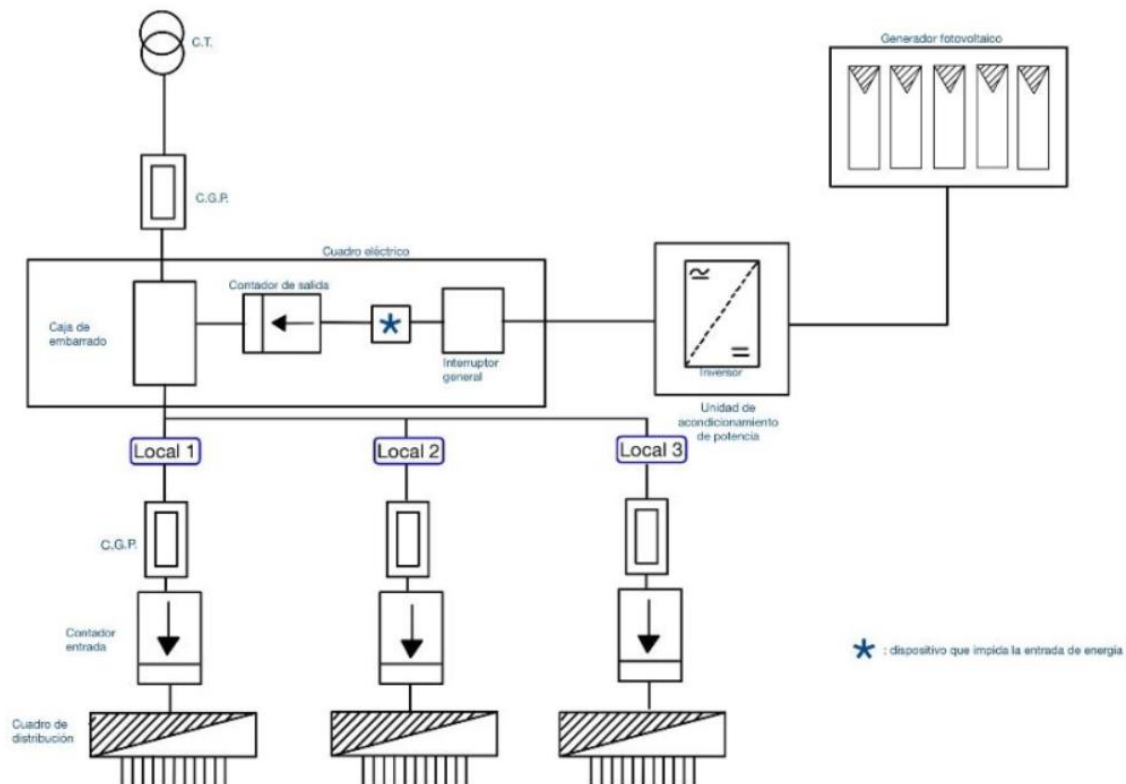


Figura 60. Esquema unifilar de la instalación

Por motivos de simplificación de la figura, en particular para este proyecto se tendrían 10 cuadros generales de protección (CGP), 10 contadores de entrada y 10 cuadros de distribución, uno por cada punto de recarga.

Se diseñará el esquema de instalación para la recarga de VE en la red de distribución de baja tensión siguiendo las instrucciones técnicas complementarias ITC-BT-04 [57] y la ITC-BC-52 [57]. En particular el esquema del que se partirá es el de la instalación colectiva con un contador principal genérico para toda la infraestructura de recarga y contadores secundarios individuales para cada estación de recarga como se muestra en la figura 61:

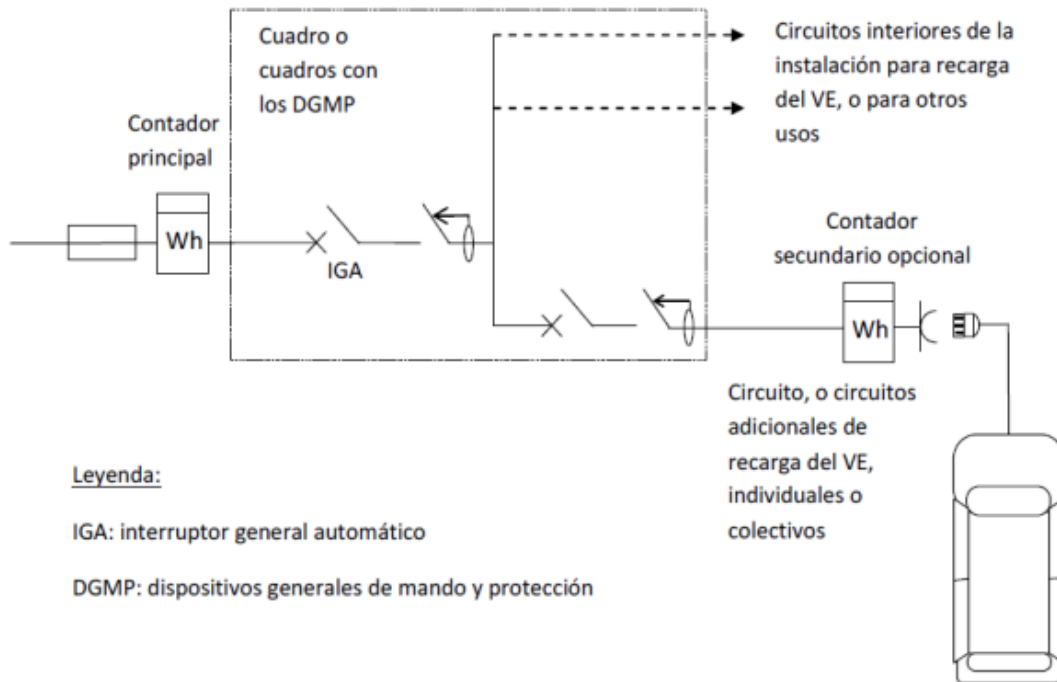


Figura 61. Instalación con cto o ctos adicionales para la recarga del VE

Al ser una instalación que posee un CT propio, por definición en ITC-BT-19 [57], las caídas de tensión máximas admisibles serán de 4.5 % para alumbrado y 6.5% para los demás usos.

En particular para este proyecto, la red de distribución consiste en cinco salidas de la CGBT, hacia los distintos cuadros secundarios o las respectivas instalaciones como se muestra en la tabla 32:

LÍNEA	TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)
Línea de distribución	Interruptor Transformador – Armario distribución BT (CGBT)	1187,5	1
Línea 1	CGBT – Línea general	1122	1
Línea 2	CGBT – CS Puntos de recarga	1100	12
Línea 3	CGBT – CS Área de servicio	20	100
Línea 4	CGBT – Iluminación exterior	2	12
Línea 5	CS puntos de recarga - cargador	Recargar ultra rápida: 171	3 y/o 6*
		Recargar rápida: 49	9 y/o 12*

Tabla 32. Líneas del cuadro principal.

*: Ver apartado 5.8.3.3. Derivaciones de las líneas secundarias

- **Cuadros Secundarios**

Se dispondrá de un cuadro secundario para cada derivación individual ubicada en armario sobre suelo o sobre pared dependiendo del tipo de instalación hacia la que se dirija, cumpliendo con la normativa impuesta en ITC-BT-15 [57] e ITC-BT-16 [57].

Desde el Cuadro Secundario de los Puntos de Recarga, sale la instalación hacia los 10 cargadores, de la electrolinera, como se verá en capítulos posteriores.

Aunque no entre dentro del alcance del presente proyecto, se dejan calculadas las potencias aproximadas de uso de la instalación del Área de servicio y de la instalación de iluminación exterior para un futuro desarrollo de estas instalaciones.

5.6.1. Líneas principales

Estas constituyen las líneas que enlazan los bornes de BT del transformador con el CGBT.

Para realizar un correcto diseño de la conexión entre el transformador y el cuadro general, esta se implementará con cable de cobre con aislamiento en polietileno reticulado, bajo en la emisión de humos correspondiente con la designación RZ1-0,6/1 kV-K(AS). Este cable se detalla en el apartado 5.6.5.

Un aspecto muy importante es la sección de los conductores. Estos deben de ser capaces de soportar la potencia instalada sin sobrecalentarse, la potencia de cortocircuito sin superar los 250 °C en el tiempo de corte del interruptor automático que se encarga de protegerlo, y no superar caídas de tensión sin sobrepasar los límites permitidos recogidos en el Reglamento Vigente.

Referente a la conexión de los cables a los bornes de interruptores, se utilizarán terminales metálicos, que se unirán a los cables por presión, y de esta forma poder garantizar una perfecta conexión sin reducción aparente de la sección del conductor.

En el interior de los cuadros, estos cables se fijarán al bastidor de los mismos, con el objetivo de poder liberar a las conexiones de posibles tensiones mecánicas.

La instalación será exterior, es decir, al aire sobre bandeja ventilada (o rejillas), donde irán clasificados por ternas con el neutro al centro y separadas las ternas entre sí dos veces el diámetro del cable unipolar que lo forma. Las bandejas metálicas irán puestas a tierra con una sección mínima de conductor de 16 mm² con aislamiento amarillo-verde utilizándose piezas especiales del fabricante para esta unión.

En el ITC-BT-21 [57] se detallan las especificaciones mínimas que deben de tener las bandejas de transporte. Para ello, en la tabla 33 se muestran estas características mínimas que deben de tener las rejillas.

Características	Grado
Resistencia al impacto	2 Joules
Temperatura de instalación y servicio	-5 °C ≤ T ≤ 60 °C
Propiedades eléctricas	Continuidad eléctrica
Resistencia a la propagación de llama	No propagador

Tabla 33. Características mínimas de las bandejas en rejilla, establecidas por el BT-21

5.6.2. Líneas secundarias

Estas constituyen las líneas que enlazan los interruptores automáticos de salida del CGBT con los cuadros secundarios (CS) y las tomas eléctricas.

En todos los tramos que conforman todas las líneas secundarias los cables serán de cobre, y toda la instalación será enterrada y puesta a tierra hasta los CS correspondientes.

El cálculo de las secciones de cable vendrá determinado por las siguientes condiciones cuyo fin es evitar el sobrecalentamiento:

- La intensidad de cortocircuito calculada en el punto de partida del circuito.
- La intensidad máxima admisible por la carga instalada.

Su realización será en conductor de cobre con aislamiento en polietileno reticulado y bajo en la emisión de humos, incumbiendo con la designación R Z1-0,6/1 kV-K (AS).

5.6.3. Protecciones de corriente alterna en BT

En este tramo la protección de los circuitos de recarga se realizará con interruptores automáticos de la empresa CIRCUTOR [84]. Este esquema presenta la particularidad de que deja abierto el uso de circuitos del cuadro para más usos a parte de los puntos de recarga, como puede ser para el abastecimiento del área de servicio o la iluminación.

Este conjunto de protecciones en corriente alterna engloban al total de protecciones del tramo inversor-centro de transformación. Dentro de todas estas protecciones se dividen en dos grupos: protecciones generales y las protecciones de los puntos de recarga.

Todos estos elementos de protección serán integrados en cuadros de contadores de baja tensión, cumpliendo con todas las protecciones especificadas en las normas UNE-EN 50102 [85] teniendo en cuenta la ITC-BT-16 [57] para baja tensión. De esta forma, se dispondrá de un contador principal en el que se incluyen todas las protecciones generales (área de servicio, iluminación...) y contadores secundarios, uno para cada punto de recarga.

Para proteger el sistema frente a sobrecargas y cortocircuitos, y teniendo en cuenta de que se tiene un sistema de recarga colectivo que alimenta a varias estaciones de recarga, se instalará un interruptor automático por circuito.

Para este tipo de instalación la caída de tensión máxima en todas las partes del circuito no puede superar al 5% como se puede comprobar en el REBT [57] y los conductores serán de cobre con una sección mínima de 2,5 mm².

5.6.4. Conexión con la instalación fotovoltaica

El tramo entre los módulos fotovoltaicos y el inversor es en corriente continua. Es necesario instalar una serie de protecciones durante todo este tramo para poder obtener un grado de protección adecuado entre todos los componentes que lo forman.

Para una correcta protección del equipo, se equipa la instalación, con una caja de protección entre los módulos y el inversor. El módulo escogido es la StringBox de CIRCUTOR [86], en la que se incluyen los siguientes elementos:

- Portafusibles y fusibles de entrada de 15 A.
- Interruptores seccionadores en CC de salida a 1000 V.
- Protección contra sobretensiones en CC de 1000 V.



Figura 62. StringBox de CIRCUTOR

Para tener una idea de este conexionado, ya que el diseño esquemático no es parte del alcance del proyecto, entre los módulos fotovoltaicos y el StringBox se facilita el esquema de conexionado de CIRCUTOR [86]:

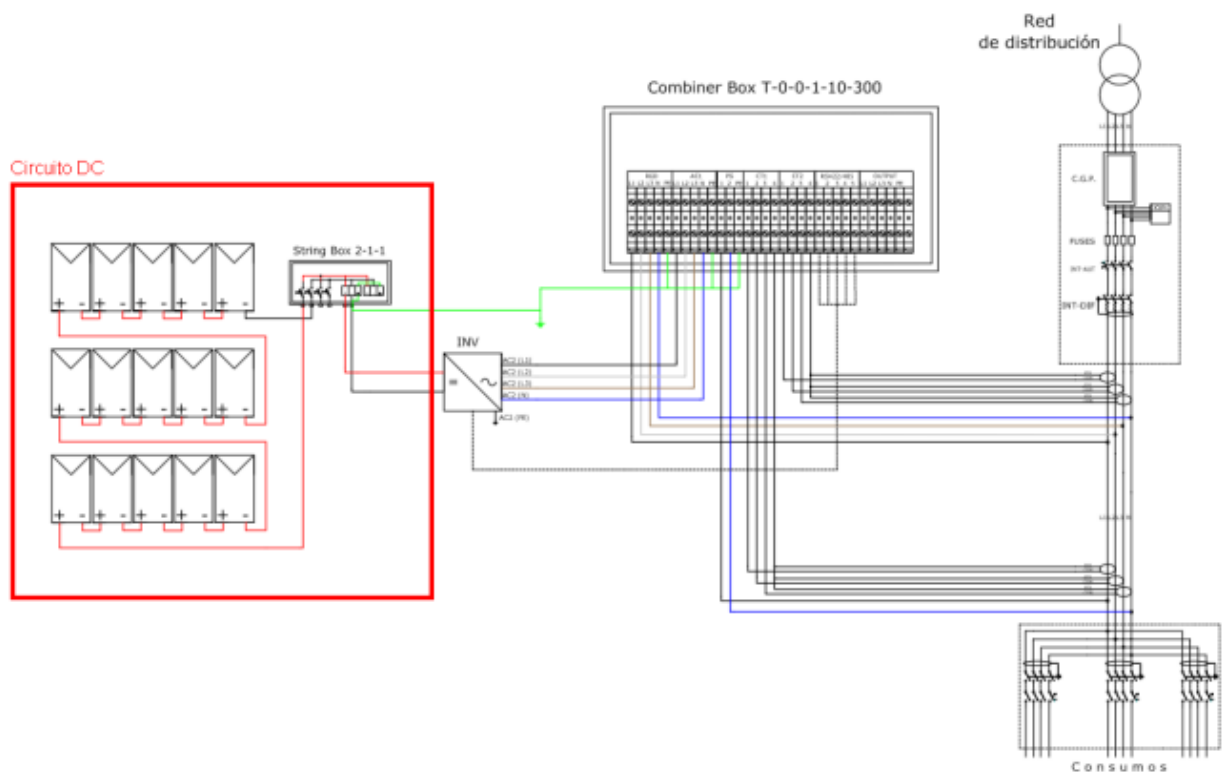


Figura 63. String box CDP SB 4-2-2.

Una vez generada la corriente alterna entra en juego un controlador dinámico de potencia, el cual es suministrado por la empresa CIRCUTOR [87]. El CDP ofrece la posibilidad de regular el nivel de generación de un inversor en una instalación fotovoltaica, en función del consumo del usuario. Sus objetivos principales son:

- Ajustar el nivel de producción de energía de los inversores en una instalación fotovoltaica al consumo del usuario.
- Monitorizar y registrar el consumo energético total del usuario.
- Monitorizar y registrar la producción de energía fotovoltaica y el consumo (o inyección) de la red eléctrica mediante un analizador de redes externo y un transformador toroidal.



Figura 64. Controlador dinámico de potencia de CIRCUTOR

De esta forma, la potencia total demandada por la recarga de vehículos será suplida por la red eléctrica en el caso de que se necesite más energía que la proporcionada por los módulos fotovoltaicos (energía fotovoltaica) y de la acumulada en el sistema de baterías.

El CDP se conectará mediante un bus de comunicaciones RS-485 al inversor y a un analizador de redes trifásico CVM-Mini de la marca CIRCUTOR [88].



Figura 65. CVM-Mini de CIRCUTOR

Este analizador de redes se emplea para medir ciertos parámetros de la energía suministrada por la red eléctrica y generada por el sistema fotovoltaico. Así, el CDP usará la información recibida del CVM-Mini y de esta forma gestionará adecuadamente la cantidad de potencia empleada por la generación fotovoltaica y la “no” inyección de esta a la red eléctrica.

Además, se instalarán transformadores de intensidad para poder medir la corriente producida por el sistema fotovoltaico. Estos irán instalados en la parte de la red de corriente alterna junto al CVM-Mini. El modelo seleccionado es del tipo MC3 primario de la marca CIRCUTOR [89], como se observa en la figura 66.



Figura 66. Transformadores de corriente MC3

Todos estos componentes irán alojados en un cuadro eléctrico de corriente alterna, el cual dispone de un conjunto de elementos para el mando y protección de la instalación. El modelo escogido es un Combiner Box diseñado por CIRCUTOR [86] y sus principales características son:

- Dispone de un cuadro compacto y optimizado en espacio.
- Monitoriza y registra consumos eléctricos y aprovecha la instalación fotovoltaica respecto la red eléctrica.
- Ahorro en diseño y garantía de cuadro eléctrico y del montaje del kit completo de autoconsumo.



Figura 67. Combiner Box de la instalación [86]

Como se observa en la figura 67 los principales elementos que contiene esta caja son:

- Analizador de redes CVM-MINI.
- CDP.
- Relé diferencial ultraimunizado, transformador diferencial toroidal y magnetotérmico con bobina incluida.
- Protecciones contra sobretensiones en corriente alterna y con indicación visible en caso de actuación.
- Medida de seguridad redundante mediante contactor incorporado para evitar la posible inyección de corriente a red.

El esquema de conexionado del Combiner box para este proyecto se muestra en la figura 68:

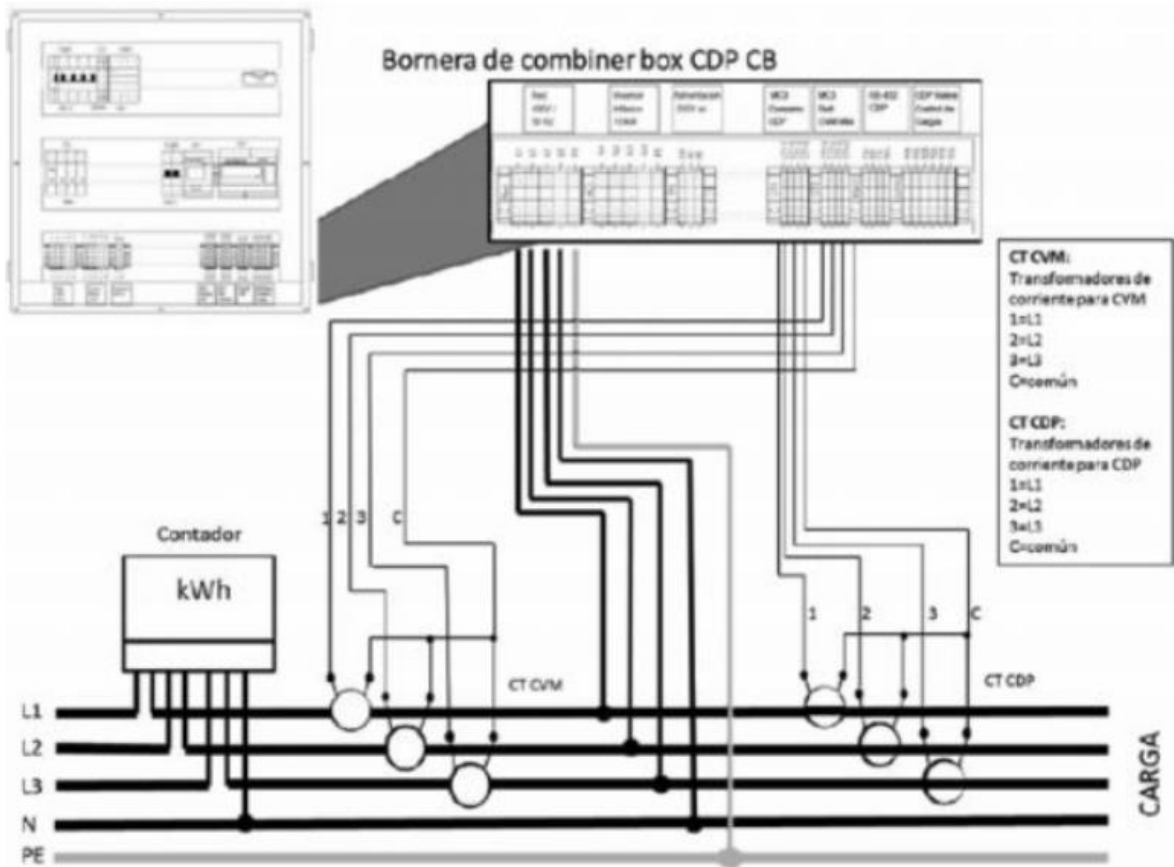


Figura 68. Esquema de conexionado del Combiner box

A modo de resumen se ilustra en la figura 69 un esquema de conexión de todos los elementos especificados anteriormente:

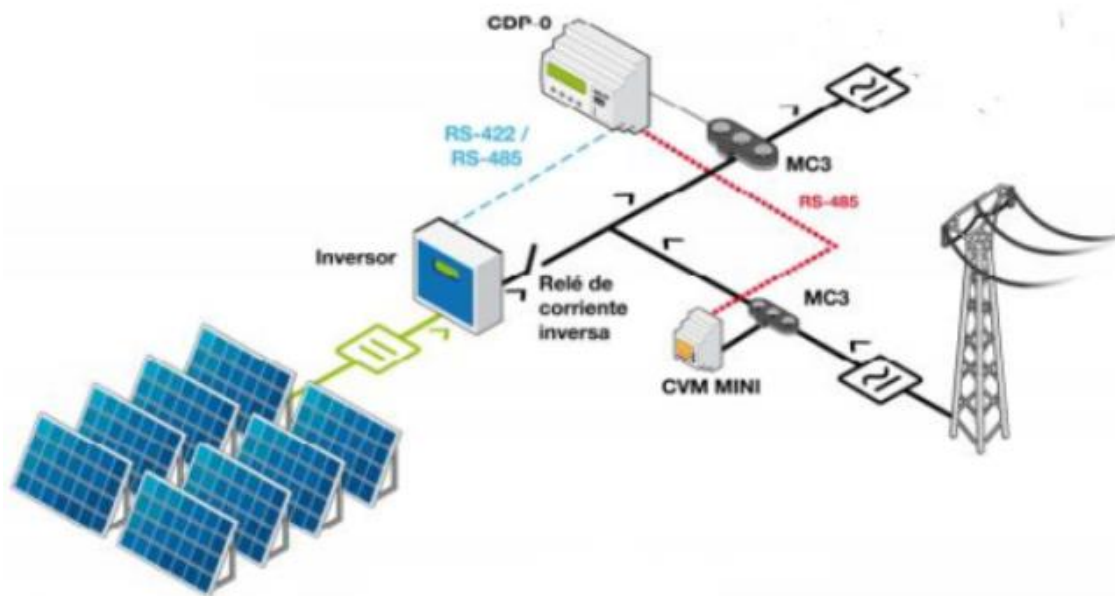


Figura 69. Esquema de conexión red y módulos fotovoltaicos

5.6.5. Conductores y canalizaciones en la red de BT

El conductor utilizado en este tramo de la red en toda la instalación de baja tensión son el modelo EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu [90]. Según los requerimientos de cada tramo de la red se utilizará este cable con una sección u otra.



Figura 70. Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu

Las canalizaciones cumplirán los requisitos establecidos según las distintas ITC del REBT en función del lugar donde se realice la instalación, que en particular para este proyecto son el ITC-BT-30 [57] pertenecientes a instalaciones en intemperie y el ITCBT-3 [57] perteneciente a instalaciones con protección frente al agua. Además, estas canalizaciones deben garantizar una protección mínima IP4X o IPXXD, a lo que habría que sumarle una resistencia mínima IK08 para hacer frente a posibles impactos mecánicos.

La tensión asignada de los cables de alimentación de las estaciones de recarga será de 0,6/1 kV tal y como se recomienda en el REBT [57].

5.6.6. Medidas de protección en la red de BT

Todas las medidas de protección que se deben de cumplir en un proyecto de baja tensión como este se encuentran recogidas en la ITC-BT-24 [57]. En los siguientes párrafos se especifican las medidas específicas para este proyecto.

La protección de los equipos eléctricos y/o electrónicos deben asegurarse mediante mecanismos de protección diferencial, gracias a dispositivos de corriente diferencial-residual donde se le asignará una corriente máxima de 30 mA. El modelo seleccionado pertenece a la serie IDA-EV de la empresa CIRCUTOR [91], el cual cumple con la normativa IEC 62955 [92] sobre instalaciones de recarga de vehículos eléctricos.



Figura 71. Interruptor diferencial IDA-EV de CIRCUTOR.

El circuito que alimenta a todos los puntos de recarga debe de tener un conductor de protección, y la instalación debe de tener una toma de tierra. La instalación de puesta tierra debe realizarse de forma que cumpla con la imposibilidad de producirse tensiones de contacto mayores a 24V en partes metálicas accesibles en la instalación. Los conductores de la red de tierra que se encarguen de unir los electrodos y el conductor de protección que une cada punto de recarga con el electrodo o con la red de tierra, serán aislados mediante cables de tensión asignada de 450/750 V. La sección mínima será de 16 mm² y el color del recubrimiento será amarillo-verde.

Todas las conexiones de circuitos a tierra se construirán de tal forma que tengan un contacto permanente y pueda quedar protegidas contra la corrosión, ya sea con terminales, grapas o soldaduras. Además, debido a la ubicación exterior del sistema, y teniendo en cuenta la ITC-BT-30 [57] se usarán canalizaciones como se comentó en apartados anteriores.

Para la protección frente a las sobretensiones transitorias se utilizará un descargador unipolar de tipo 1 (gama CSH) de la empresa Cirprotect [93]. CSH es la gama más robusta de descargadores unipolares tipo 1 / clase I, capaces de derivar la energía (corriente) conducida a partir del impacto directo del rayo (10/350) sobre un sistema de pararrayos externo (SPCR) o sobre acometidas aéreas, según norma IEC 61643-11.



Figura 72. Descargador unipolar de tipo 1 de Cirprotect

5.6.7. Condiciones de los Puntos de Recarga en BT

5.6.7.1. Alimentación de los puntos de recarga

En el caso de que se use el modo 3, la tensión nominal en instalaciones eléctricas específicas para la recarga de VE que se alimentan desde la red de distribución será de 230/400 V. Sin embargo, en el caso de que se use el modo 4 la tensión podrá estar entre los 1000 V en CA o 1500 V en CC.

5.6.7.2. Punto de conexión de los puntos de recarga

Tal y como se indica en la ITC-BT-52 [57], el punto de conexión debe de estar obligatoriamente situado junto a la plaza donde se encuentre el punto de recarga que se alimentará, el cual debe instalarse de forma fija en una envolvente. También se especifica que los conectores y las tomas de corriente deben estar a una altura mínima de 0,6 metros por encima del nivel del suelo y con una altura máxima de 1,2 metros.

5.6.7.3. Contadores secundarios de los puntos de recarga

Tal como se comentó en el apartado 5.6.3. cada punto de recarga tendrá un contador los cuales irán en un armario junto a las protecciones correspondientes.

Estos contadores secundarios medirán la energía activa y como mínimo deben ser de clase A. El modelo escogido es el contador CIRWATT de CIRCUTOR [94]. Este contador es idóneo para aplicaciones industriales de gran envergadura. Algunas de sus principales características son: instalación sencilla, larga durabilidad y gran precisión en la medida. Además, cumple las normativas existentes aplicables a contadores electrónicos, y dispone de un sistema autónomo de retención de datos que evita su pérdida frente a la ausencia de alimentación.



Figura 73. Contador CIRWATT de CIRCUTOR

5.6.7.4. *Cajas de protección de los puntos de recarga*

Como se ha comentado anteriormente cada punto de recarga tendrá una caja de protecciones. La principal función de esta es garantizar la seguridad y el comportamiento adecuado de la red eléctrica cumpliendo con la normativa ITC-BT-52 [57]. Las principales características de esta caja de protección son: presenta un interruptor automático, un diferencial superinmunizado, un protector contra sobretensiones permanentes y transitorias, y una alta estanqueidad externa gracias al uso de cerraduras.

Uno de los modelos que cumple todo esto, son las cajas de protecciones de la marca LUNERGY. A continuación, se detalla las principales funcionalidades del interruptor automático, del diferencial superinmunizado y del protector contra sobretensiones permanentes y transitorias.

Interruptor automático: su principal función es la protección de la instalación cuando se producen cortocircuitos o sobrecargas. Cuando esto se produce, el interruptor impide la corriente eléctrica cuando la red sobrepasa los valores máximos permitidos. Para frenar el daño que pueda producirse en el sistema debido a picos de corriente en pequeños intervalos de tiempo, el interruptor salta. Además, dispone una lámina bimetálica que se encarga de detectar cuando se produce una sobrecarga en la red del sistema. Para este proyecto se instalará un interruptor magnetotérmico de 4 polos del fabricante Revalco [95] como se muestra en la figura 74.



Figura 74. Interruptor automático de Revalco

Diferencial superinmunizado: sirve para detectar posibles derivaciones de corriente a tierra o falsos positivos que son producidos por un uso a la vez de varios dispositivos electrónicos, gracias a un filtro de altas frecuencias. Para este proyecto, se instalará un interruptor diferencial de clase A del fabricante Revalco [95], siendo capaz de evitar falsos disparos. Sus características más importantes son: corriente de 40 A, sensibilidad de 30 mA y un poder de corte de 10 kA. En la figura 75 se muestra este diferencial superinmunizado.



Figura 75. Diferencial superinmunizado de Revalco

Protector contra sobretensiones permanentes y transitorias: este dispositivo protegerá el sistema de posibles daños provocados por picos de tensión siguiendo la norma UNE-EN 50550 [96]. Frente a las sobretensiones permanentes, se protegerá contra aumentos de tensión producidos en periodos de tiempo indeterminados, y frente a las sobretensiones transitorias, se protegerá la instalación respecto a aumentos de tensión que se producen en micro tiempos. En la figura 76 se muestra el protector contra sobretensiones permanentes y transitorias del mismo fabricante que los anteriores.



Figura 76. Protector contra sobretensiones permanentes y transitorias de Revalco

5.6.7.5. Conexión del neutro en los puntos de recarga

Para el diseño del sistema de conexión del neutro de recarga, y de esta forma que exista una protección contra contactos indirectos, se utilizará el sistema de conexión TN-S, donde el neutro está conectado a tierra y las masas están conectadas al neutro. En caso de defecto se produce un cortocircuito.

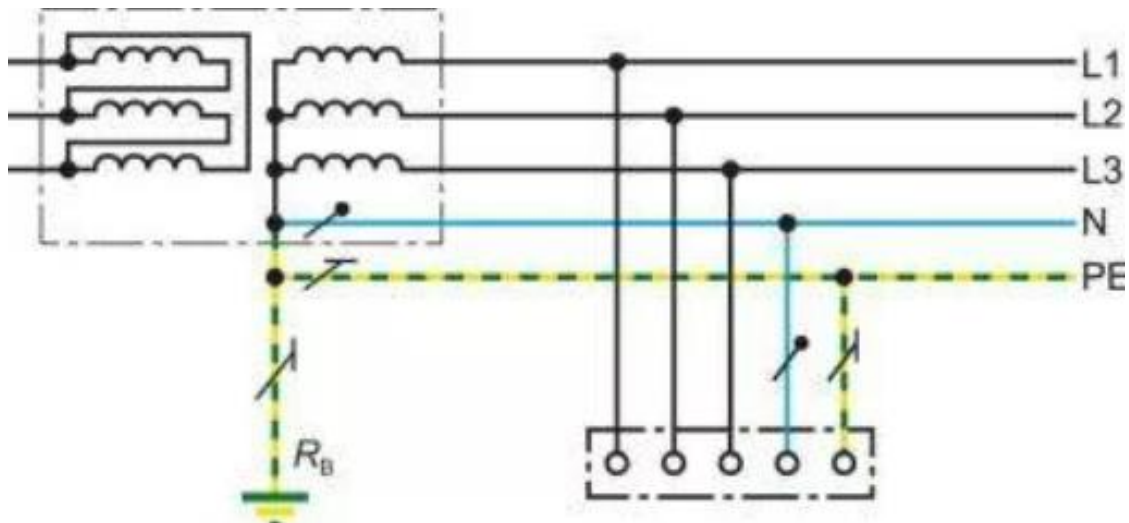


Figura 77. Sistema TN-S

5.7. Puesta a tierra

Este proyecto se define acorde a unos datos de resistividad del terreno y espacios disponibles para poder albergar los electrodos de puesta a tierra. Para ello, se darán una serie de supuestos y normas UNESA y de esta forma poder obtener unos mejores resultados.

Se seguirá el reglamento MIE-RAT-13 [57], donde se especifica que todos los elementos, tanto los de protección como los de servicio, deben estar conectados a tierra, y la normativa ITC-BT-18 del REBT [57]. Además, deben estar interconectados para formar una única instalación a tierra, cumpliendo los requerimientos y condiciones de tensiones de paso y tensiones de contacto definidas en dicho apartado del MIE-RAT-13.

Hay que distinguir entre dos tipos de tierra para un completo diseño:

- **Tierra de protección:** se conectarán todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los elementos, aparatos y equipos ubicados dentro del CT.
- **Tierra de servicio:** se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de MT para evitar tensiones peligrosas en BT causadas por una posible falta de red en MT. Para que no exista influencia en la red general de tierra se emplea un cable de cobre aislado.

La elección de la toma de tierra se hará, siempre que sea posible, según recomendaciones y tipos regulados por la normativa UNESA. Según dicha normativa pueden estar formadas por conductores de cobre desnudos de 50 mm² y enterrados a una profundidad mínima de 0.5 m.

5.8. Cálculos Implementación eléctrica

Cabe destacar que todas las fórmulas y/o ecuaciones del presente apartado se han obtenido de los libros *Standard Handbook for Electrical Engineers* [97], *Energía solar fotovoltaica y térmica. Manual técnico* [98], e *Instalaciones eléctricas* [25] los cuales han sido de referencia para todo el proyecto.

Para no repetir la numeración de las referencias en las ecuaciones de todo el apartado no se especificarán los números de dichas referencias.

5.8.1. Línea subterránea – media tensión

Las características de la red de media tensión ofrecidas por la compañía Endesa se pueden observar en la tabla 25 del apartado 5.2. La línea fue diseñada por la propia compañía y en ese punto se comprueba que cumple con las condiciones apropiadas para el correcto funcionamiento de la instalación.

5.8.1.1. Intensidad nominal de diseño

La intensidad nominal de diseño se define como la intensidad máxima que circula por la red de distribución de la compañía y se calcula de la siguiente forma:

$$I_{nom} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Donde:

- I_{nom} : corriente nominal máxima de la red (A).
- P : potencia activa (kW).
- U : tensión de la red (V).
- $\cos \varphi$: factor de potencia de la red.

Sabiendo que la potencia aparente del transformador es de 1250 kVA, y que el factor de potencia es $\cos \varphi = 0,95$, se obtiene una potencia total activa tal como se indica a continuación.

$$P = S \cdot \cos \varphi$$

Obteniéndose $P = 1250 \cdot 0,95 = 1.187,5$ kW. Conociendo que la tensión de la red es de 24 kV y sustituyendo en la primera ecuación del apartado, la intensidad nominal para el diseño de este proyecto tendrá un valor de:

$$I_{nom} = \frac{1.187,5}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,95} = 30,07 \text{ A}$$

5.8.1.2. Densidad máxima de corriente

Para el cálculo de la densidad máxima de corriente hay que tener en cuenta diferentes aspectos comentados en el apartado 5.2.2., en el que se introduce el modelo de conductor Al Voltalene H compact AL RH5Z1 [71] de 400 mm² que se empleará en este proyecto. La densidad de máxima de corriente viene definida por:

$$\sigma = \frac{I_{LS \max}}{S}$$

El conductor Al Voltalene H, que lleva la línea subterránea, soporta una intensidad máxima de fábrica de $I_{LS \max} = 415$ A, con una sección de $S = 400$ mm². Por lo tanto, la densidad máxima de corriente es:

$$\sigma = \frac{415}{400} = 1,0375 \text{ A/mm}^2$$

5.8.1.3. Resistencia de la línea

Para poder calcular la resistencia de línea se debe de tener en cuenta la resistencia que ofrece el conductor Al Voltalene H y la longitud de línea subterránea. La fórmula para el cálculo de la resistencia de línea viene dada por:

$$R_{T-LS} = R_{LS} \cdot l_{LS}$$

Sabiendo que $R_{LS} = 0,161$ Ω/km y $l_{LS} = 0,1$ km se tiene que:

$$R_{T-LS} = 0,161 \cdot 0,1 = 0,0161 \text{ Ω}$$

5.8.1.4. Reactancia aparente de la línea

Para calcular la reactancia aparente de la línea, la metodología es muy similar al apartado anterior, pero se tiene en cuenta la reactancia aparente del conductor y la misma longitud de la línea subterránea. La ecuación para el cálculo de la reactancia aparente viene dada por:

$$X_{T-LS} = X_{LS} \cdot l_{LS}$$

Sabiendo que $X_{LS} = 0,106$ Ω/km y $l_{LS} = 0,1$ km se tiene que:

$$X_{T-LS} = 0,106 \cdot 0,1 = 0,0106 \text{ Ω}$$

5.8.1.5. Caída de tensión

La caída de tensión en el tramo subterráneo se calcula en función de la impedancia total de la línea, ya que depende de su resistencia y de su reactancia. Esta viene definida por la fórmula:

$$\Delta U_{LS} = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L_{LS} \cdot (R_{LS} \cdot \cos \varphi + X_{LS} \cdot \sin \varphi)$$

Donde:

- ΔU_{LS} : caída de tensión en el tramo subterráneo (V).
- I_{nom} : corriente nominal máxima de la red (A).
- L_{LS} : longitud de la línea subterránea (km).
- R_{LS} : resistencia por fase de la línea subterránea (Ω/km).
- X_{LS} : reactancia por fase (Ω/km).
- φ : ángulo de desfase ($^\circ$).

Donde:

- $\cos \varphi = 0,95 \rightarrow \varphi = 18,19^\circ$.
- $\sin (18,19) = 0,31$

Por tanto:

$$\Delta U_{LS} = \sqrt{3} \cdot 30,07 \cdot 0,1 \cdot (0,161 \cdot 0,95 + 0,106 \cdot 0,31) = 0,968 \text{ V}$$

Caída de tensión en tanto por ciento (%)

Se debe de cumplir la normativa, y como se ha comentado anteriormente en el apartado 5.6.3., en este tipo de instalación no podrá superar el 5% de caída de tensión. La ecuación viene definida por:

$$\Delta U_{LS}(\%) = \frac{P \cdot L_{LS}}{10 \cdot U_l^2 \cdot \cos \varphi} \cdot (R_{LS} \cdot \cos \varphi + X_{LS} \cdot \sin \varphi)$$

Donde:

- ΔU_{LS} : caída de tensión en el tramo subterráneo (%).
- P : potencia total activa (kW).
- L_{LS} : longitud de la línea subterránea (km).
- U_l : tensión compuesta de la red subterránea (kV).
- R_{LS} : resistencia por fase de la línea subterránea (Ω/km).
- X_{LS} : reactancia por fase (Ω/km).
- φ : ángulo de desfase ($^\circ$).

Por tanto:

$$\Delta U_{LS}(\%) = \frac{1.187,5 \cdot 0,1}{10 \cdot 22^2 \cdot 0,95} \cdot (0,161 \cdot 0,95 + 0,106 \cdot 0,31) = 0,0048 \%$$

Como se puede comprobar es menor al 5% que se exigía.

5.8.1.6. Potencia máxima a transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea está limitada principalmente por dos condiciones como son:

- La caída de tensión producida en la línea, la cual depende de la longitud del tramo y no debe de exceder del 5%.
- La intensidad máxima admisible que puede llegar a soportar el conductor.

5.8.1.6.1. Potencia máxima a transportar en función de la caída de tensión

La caída de tensión máxima para la compañía es de un 5% tal como se ha comentado en apartados anteriores, y al igual que en el apartado anterior, la caída de tensión depende de la longitud y en este caso de la caída de tensión producida. La potencia máxima que se puede transportar en función de la caída de tensión viene dada por:

$$P_{LS\ max} = \frac{10 \cdot U_l^2}{(R_{LS} \cdot \cos \varphi + X_{LS} \cdot \sen \varphi) \cdot L_{LS\ max}} \cdot \Delta U_{LS}(\%)$$

Donde:

- $P_{LS\ max}$: potencia máxima a transportar por el conductor Al Voltalene H (kW).
- U_l : tensión compuesta de la red subterránea (kV).
- R_{LS} : resistencia por fase de la línea subterránea (Ω /km).
- φ : ángulo de desfase ($^\circ$).
- X_{LS} : reactancia por fase (Ω /km).
- $L_{LS\ max}$: longitud de la línea subterránea (km).
- ΔU_{LS} : caída de tensión en el tramo subterráneo de la compañía (%).

Sustituyendo valores se tiene:

$$P_{LS\ max} = \frac{10 \cdot 22^2}{(0,161 \cdot 0,95 + 0,106 \cdot 0,31) \cdot 0,1} \cdot 5 = 1302,41\ kW$$

Como se puede apreciar la potencia máxima que permite transportar el conductor subterráneo no es muy superior a la potencia demandada en este proyecto (1250 kW) por lo que hay que tener mucho cuidado o redimensionar el proyecto, aunque no se supera en cuanto a demanda de potencia transportada por línea a la potencia calculada respecto la caída de tensión.

5.8.1.6.2. Potencia máxima a transportar en función de la intensidad máxima admisible

Para el conductor Al Voltalene H, la potencia máxima a transportar se encuentra limitada por la intensidad máxima admisible. La potencia viene definida por la ecuación:

$$P_{LS\ max} = \sqrt{3} \cdot U_l \cdot I_{LS\ max} \cdot \cos \varphi$$

Donde:

- $P_{LS\ max}$: potencia máxima a transportar por el conductor Al Voltalene H (kW).
- U_l : tensión compuesta de la red subterránea (kV).
- $I_{LS\ max}$: intensidad máxima admisible por el conductor Al Voltalene H (A).
- $\cos \varphi$: factor de potencia de la red.

Por tanto:

$$P_{LS\ max} = \sqrt{3} \cdot 24 \cdot 415 \cdot 0,95 = 16388,66\ \text{kW}$$

Como se puede apreciar, para este caso, la potencia que permite transportar el conductor subterráneo es bastante superior a la potencia demandada en este proyecto.

5.8.1.7. Pérdidas de potencia

Otro cálculo muy importante a la hora de realizar el diseño son las pérdidas de potencia. Estas pérdidas en una línea eléctrica se deben al efecto Joule que se expresan con la siguiente fórmula:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$$

Particularizando para este conductor, se tiene que:

$$\Delta P_{LS} = 3 \cdot R_{LS} \cdot L_{LS} \cdot I_{nom}^2$$

Donde:

- ΔP_{LS} : pérdida de potencia a transportar en la línea subterránea (W).
- R_{LS} : resistencia por fase de la línea subterránea (Ω/km).
- $L_{LS\ max}$: longitud de la línea subterránea (km).
- I_{nom} : intensidad nominal de la línea (A).

Dando valores a la ecuación:

$$\Delta P_{LS} = 3 \cdot 0,161 \cdot 0,1 \cdot 30,07^2 = 43,67\ \text{W}$$

De igual forma que en cálculos anteriores se puede expresar esta pérdida de potencia en forma de tanto por ciento mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta P_{LS} (\%) = \frac{P \cdot L_{LS} \cdot R_{LS}}{10 \cdot U_l^2 \cdot \cos^2 \varphi}$$

Donde:

- $\Delta P_{LS}(\%)$: pérdida de potencia a transportar en la línea subterránea (%).
- P : potencia del transformador (kW).
- L_{LS} : longitud de la línea subterránea (km).
- R_{LS} : resistencia por fase de la línea subterránea (Ω/km).
- U_l : tensión compuesta de la red subterránea (kV).
- $\cos \varphi$: factor de potencia de la red.

Por tanto:

$$\Delta P_{LS} (\%) = \frac{1250 \cdot 0,1 \cdot 0,161}{10 \cdot 22^2 \cdot 0,95^2} = 0,0046\%$$

5.8.1.8. Corriente de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en MT, se deben de tener en cuenta los datos facilitados por la compañía Endesa respecto a la potencia de cortocircuito de su red, el cual se muestra en la tabla 25 del apartado 5.2., con un valor de $S_{cc} = 500$ MVA.

La corriente de cortocircuito en el lado de MT viene definida por la siguiente ecuación:

$$I_{CC_{MT}} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

- $I_{CC_{MT}}$: corriente de cortocircuito en MT (kA eficaces).
- S_{cc} : potencia de cortocircuito de la Red de AT (MVA).
- U_p : tensión compuesta primaria (kV).

Obteniendo los valores proporcionados en la tabla 31, y sustituyendo se tiene:

$$I_{CC_{MT}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 24} = 12,03 \text{ kA}$$

5.8.2. Centro de transformación

La instalación del centro de transformación está dotada de un transformador de 1250 kVA, cuya construcción está condicionada por la normativa de la compañía, y cuyas características vienen estipuladas en la tabla 25 del apartado 5.2.

La potencia total de la instalación es de 1250 kVA, suministrada mediante un transformador de baño en aceite como se vio en el apartado 5.5.3.

5.8.2.1. Intensidad de Media Tensión

La intensidad de MT en el primario de un transformador trifásico viene establecida por la ecuación:

$$I_{M.T} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

- $I_{M.T}$: corriente primaria (A).
- S : potencia del transformador (kVA).
- U_p : tensión compuesta primaria (kV).

Obteniendo los valores proporcionados en la tabla 31, y sustituyendo por sus valores queda:

$$I_{M.T} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 24} = 30,07 \text{ A}$$

Como se puede observar coincide con la tensión nominal calculada en el apartado 5.8.1.1., certificando un correcto diseño, ya que en la ecuación utilizada para el cálculo de la intensidad nominal se utilizó la potencia activa, y a continuación se divide entre el factor de potencia, y esto al fin y al cabo es la potencia del transformador (). Para aclarar dicha explicación ver el apartado mencionado en este párrafo.

5.8.2.2. Intensidad de Baja Tensión

La intensidad de BT en el primario de un transformador trifásico viene establecida por la ecuación:

$$I_{B.T} = \frac{S - W_{FE} - W_{CU}}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

Donde:

- $I_{B.T}$: corriente primaria (A).
- S : potencia del transformador (kVA).
- W_{FE} : pérdidas en el hierro del transformador (kW)
- W_{CU} : pérdidas en el cobre del transformador (kW)
- U_p : tensión compuesta primaria (kV).

Debido a que el fabricante no ha proporcionado la hoja de características del transformador, se ha realizado una búsqueda extensa en internet sobre transformadores con características similares, pero no iguales en potencia, y se ha hecho una suposición de las pérdidas del hierro y del cobre tomando la media de valores en los transformadores similares. Estos valores son $W_{FE} = 1030$ W y $W_{CU} = 6500$ W, respectivamente.

Sustituyendo por sus valores queda:

$$I_{B.T} = \frac{1250 - 1,030 - 6,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1793,35 \text{ A}$$

5.8.2.3. Intensidad de cortocircuito

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito se debe de tener en cuenta la potencia de cortocircuito de la red en MT, valor que es proporcionado por la compañía eléctrica tal y como se puede comprobar en la tabla 25 del apartado 5.2.

5.8.2.3.1. Cálculo de la intensidad de cortocircuito en MT

Esta corriente se ha calculado previamente en el apartado 5.8.1.8. siendo su valor $I_{CC_p} = 12,03$ kA.

5.8.2.3.2. Cálculo de la intensidad de cortocircuito en BT

La corriente de cortocircuito en el lado de BT, o secundario del transformador, viene definida por la siguiente ecuación:

$$I_{CC_s} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_s}$$

Donde:

- I_{CC_s} : corriente de cortocircuito en el secundario (kA).
- P : potencia del transformador (W).
- E_{CC} : Tensión de cortocircuito del transformador (%)
- U_s : tensión compuesta primaria (kV).

Obteniendo los valores proporcionados en la tabla 31, y sustituyendo se tiene:

$$I_{CC_s} = \frac{100 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 400} = 30,07 \text{ kA}$$

5.8.2.4. Dimensionado de la ventilación

Aunque no sea objeto y estudio de este proyecto, si hay que destacar que los transformadores sufren pérdidas de potencia. Estas pérdidas se disipan en forma de calor por lo que es fundamental dimensionar la ventilación del CT, siendo necesaria la renovación del aire para mantener el transformador a una temperatura de trabajo adecuada.

La ventilación del CT se realizará mediante las rejas de entrada y salida de aire dispuestas para tal efecto. La construcción de estas rejas está diseñada de tal forma que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

Además, se dispondrá de un sistema de ventilación constituido por extractores en las salas de los transformadores, con las características que se indican a continuación:

- La entrada y salida de aire se hará por paredes opuestas y a distinta cota.
- La ventilación se diseña de tal manera que la circulación de aire pase alrededor de los transformadores.

Debido a que se ha seleccionado un edificio prefabricado por Schneider Electric [76], la ventilación de este cuenta con todas las medidas de homologación y pruebas pasadas reuniendo todas las condiciones necesarias.

5.8.2.5. Requerimientos de las protecciones del CT

En este apartado se detalla de forma teórica y se calcula las protecciones de los fusibles y del interruptor de alta tensión.

- **Fusibles**

Para realizar un correcto diseño y dimensionado de los fusibles se deben de cumplir las siguientes tres ecuaciones según se indica en la UNE HD 60364-4-43 [99]:

$$I_b < I_n < I_z$$

Donde:

- I_b : corriente nominal de la instalación (A).
- I_n : corriente nominal del fusible (A).
- I_z : corriente admisible por el conductor (A).

$$I_2 < 1,6 \cdot I_n$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- I_2 : corriente y condición para que el fusible proteja correctamente la instalación (A).

- **Interruptor de Alta tensión**

Para realizar un correcto diseño y dimensionado del interruptor se debe de cumplir la siguiente ecuación:

$$I_b < I_n < I_z$$

Donde:

- I_b : corriente nominal de la instalación (A).
- I_n : corriente nominal del fusible (A).
- I_z : corriente admisible por el conductor (A).

5.8.2.5.1. Cálculo de las protecciones de los fusibles

Recordando que la intensidad nominal de diseño es $I_{nom} = 30,07$, tal como se calculó en el apartado 5.8.1.1., y que la intensidad máxima del conductor es $I_{LS\ max} = 415$ A, se puede diseñar el fusible de alta tensión dando valores, resultando:

$$30,07\text{ A} < I_n < 415\text{ A}$$

Así pues, un valor correcto para el diseño de esta intensidad y que se encuentre dentro del rango, $I_n = 40\text{ A}$, aunque normalmente y según el Real Decreto 223/2008 referente a instalaciones de Alta Tensión [70], la intensidad nominal es de 630 A para soportar correctamente solicitaciones dinámicas de conexión y desconexión del circuito. A continuación, se comprueban las siguientes dos ecuaciones para comprobar si el diseño se ha realizado correctamente:

$$I_2 < 1,6 \cdot 30,07 = 48,112\text{ A}$$

$$48,112\text{ A} < 1,45 \cdot 415 = 601,75\text{ A}$$

Por tanto, como $48,112\text{ A} < 601,75\text{ A}$ sí que es un diseño válido.

5.8.2.5.2. Cálculo de las protecciones del interruptor de Alta Tensión

De la misma forma que para el caso de los fusibles se tiene:

$$30,07\text{ A} < I_n < 415\text{ A}$$

Por tanto, un valor correcto para el diseño de esta intensidad y que se encuentre dentro del rango, es $I_n = 40\text{ A}$. Si bien es cierto que por lo general y según el documento de instalaciones de Alta Tensión, la intensidad nominal es de 630 A para soportar correctamente solicitaciones dinámicas de conexión y desconexión del circuito.

5.8.3. Instalación de Baja Tensión

Para el diseño de la instalación de BT se ha seguido la normativa ITC-BT-07 del REBT [57]. Para realizar algunos de los cálculos de la instalación a baja tensión se deben tener en cuenta las siguientes condiciones de las instalaciones que se encuentran limitadas por el ITC-BT-07, siendo los factores de corrección a aplicar sobre la instalación:

- Temperatura igual a 25° C → Factor de corrección = 1.
- Resistividad térmica → Factor de corrección = 1.
- Instalación bajo tubo → Factor de corrección = 0.8.
- Profundidades diferentes → Factor de corrección = 0.99

Para calcular el factor de corrección total basta con multiplicar todos los factores de corrección, es decir:

$$FC_T = FC_{temp} \cdot FC_{res} \cdot FC_{inst} \cdot FC_{prof}$$

Donde:

- FC_T : Factor de corrección total.
- FC_{temp} : Factor de corrección de la temperatura igual a 25º C.
- FC_{res} : Factor de corrección de la resistividad térmica.
- FC_{inst} : Factor de corrección de la instalación bajo tubo.
- FC_{prof} : Factor de corrección de las distintas profundidades.

Por tanto, sustituyendo los diferentes factores de corrección por sus valores se tiene que:

$$FC_T = 1 \cdot 1 \cdot 0.8 \cdot 0.99 = 0.792$$

Así pues, el factor de corrección total es de 0.792, siendo aplicable a todos los cálculos de la instalación de BT como se verá en cálculos sucedáneos.

5.8.3.1. *Determinación de la sección de los conductores*

En las instalaciones de BT se pueden usar sistemas trifásicos a 400 V entre fases, o sistemas monofásicos a 230 V entre fase y neutro.

Para la elección de la sección de los conductores se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Caída de tensión.
- Intensidad máxima admisible por el cable.

Además de estos dos parámetros fundamentales también hay que tener en cuenta los siguientes:

- Temperatura máxima
- Flexibilidad del conductor
- Material de la cubierta

No obstante, durante todo el desarrollo del trabajo estará basado en los dos primeros.

5.8.3.1.1. *Caída de tensión*

Por caída de tensión se debe de distinguir entre los dos tipos de derivaciones: monofásica o trifásica. Para ello, dando una sección teórica, se comprueba si no excede la caída de tensión permitida para el tipo de instalación, y si no lo sobrepasa el cálculo es correcto.

• **Derivaciones monofásicas:**

La sección de una derivación monofásica viene dada por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{C \cdot e \cdot U}$$

Donde:

- S : sección del conductor (mm²).
- P : potencia activa (kW).
- L : longitud de la línea (m)
- e : caída de tensión máxima.
- U : tensión de la red (V).
- C : resistividad del material.

Como se comentó anteriormente, lo que interesa es comprobar si la caída de tensión excede o no del máximo permitido por lo que la ecuación real para el cálculo del diseño es:

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{C \cdot S \cdot U}$$

- **Derivaciones trifásicas**

De igual forma que para las derivaciones trifásicas, la sección de una derivación trifásica viene dada por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{P \cdot L}{C \cdot e \cdot U}$$

- **Resistividad del cobre a temperatura máxima**

Al utilizar todos los conductores de la instalación de BT, en Cobre, la resistividad del material es para todos los cálculos la misma estando definida por la siguiente ecuación. Se ha considerado el caso más desfavorable, es decir la máxima temperatura que aguantan los conductores. En particular para este conductor como se puede mostrar en la tabla 26 del apartado 5.2.2., en concreto en la propiedad de "Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)" se puede observar que la temperatura máxima siendo de 90°C.

$$\rho = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Donde:

- ρ : resistividad del cobre.
- ρ_{20} : resistividad del cobre a 20 °C.
- α : coeficiente de temperatura (m)
- T : temperatura máxima del conductor.

Como se puede comprobar en la figura 78, la resistividad del cobre a 20 °C es $\rho_{20}=0,018$, el coeficiente de temperatura tiene un valor de 0,00392 y la temperatura máxima del conductor son 90 °C.

Material	1/°C
Aluminio	0,0039
Cobre	0,00393
Hierro	0,005
Oro	0,0034
Plata	0,0038
Acero	0,0043
Mercurio	0,00088
Tungsteno	0,0045
Germanio	-0,05
Silicio	-0,07
Carbono	-0,0005

MATERIAL	$\rho \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$	MATERIAL	$\rho \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$
Acero	0,1 - 0,25	Hierro	0,10 - 0,14
Acero niquel	0,50	Mercurio	0,95
Aluminio	0,026	Nicrom	1,05 - 1,15
Carbon	100 - 1000	Niquelina	0,40 - 0,44
Cobre	0,0175	Oro	0,022
Estaño	0,12	Plata	0,016

Figura 78. Resistividad del cobre y coeficiente de temperatura

Por tanto:

$$\rho = 0,0018 \cdot (1 + 0,00392 \cdot (90 - 20)) = 0,023 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Con todo ello se puede calcular el valor de la constante C de las ecuaciones anteriores, siendo definido por la ecuación:

$$C = \frac{1}{\rho} = \frac{1}{0,023} = 43,59 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

5.8.3.1.2. Intensidad máxima admisible

Para elegir la sección en función de la intensidad máxima admisible, se calcula partiendo de la potencia a transportar por el conductor. Para ello se calcula la intensidad correspondiente y se elige el conductor adecuado para cada caso, de acuerdo con los valores de intensidad máxima proporcionados en la tabla 5 del ITC-BT-05 [57]. Esta tabla se adjunta mediante la figura 79:



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 79. Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre

La intensidad viene definida por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Donde:

- I : intensidad nominal máxima de la red (A).
- P : potencia activa (kW).
- U : tensión de la red (V).
- $\cos \varphi$: factor de potencia de la red.

Una vez calculada la corriente máxima que admita el cable se podrá escoger el tipo de aislamiento y su sección nominal. Cabe destacar, que al tratarse de una instalación que posee un CT propio, por definición en ITC-BT-19 [57], las caídas de tensión máximas admisibles serán de 4.5% para alumbrado y 6.5% para los demás usos.

5.8.3.2. Derivaciones de las líneas

5.8.3.2.1. Línea interruptor transformador – Armario distribución BT (CGBT)

- **Intensidad**

Haciendo uso de la ecuación descrita en el apartado 5.8.1.1., y que se recuerda a continuación, la corriente que circula por la línea es:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Sabiendo que la potencia del transformador es 1187,5 kVA, la tensión 400 V y el factor de potencia de 0,95:

$$I = \frac{1187,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 1604,22 \text{ A}$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

$$- \quad 3 \times (3 \times 400 \text{ mm}^2) + 3 \times (1 \times 400 \text{ mm}^2) + \text{TT}$$

Comprobando en la tabla de secciones se verifica como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 705 \text{ A}$. Como se tienen 3 conductores por fase queda un total de $I_{adm} = 2115 \text{ A}$, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 2115 \cdot 0,792 = 1.775,08 \text{ A}$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida

- **Caída de tensión**

Como se trata de una derivación trifásica se utilizará la ecuación característica para ello, y que se detalló en apartados anteriores:

$$e = \frac{P \cdot L}{C \cdot S \cdot U}$$

Sabiendo que la potencia del transformador es 1250 kVA, la longitud de la conexión de 1 metro, la constante C tiene un valor de 43,59 como se calculó anteriormente, la sección del conductor es 400 mm² y la tensión son 400V: Se tiene que:

$$e = \frac{1250 \cdot 1}{43,59 \cdot 400 \cdot 0,4} = 0,18 \text{ V}$$

La caída máxima de tensión en este tipo de instalaciones según el ITC-BT-19 [57] es de un 6,5 %, por tanto, expresando este valor obtenido en tanto por ciento se tiene que $e(\%) = 0,472\%$. De esta forma, se puede comprobar que es un valor mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

5.8.3.2.2. Línea CGBT – Línea general

- **Intensidad**

Como se detalló en el apartado 5.3. la potencia de la previsión de cargas es 1122 KW, la tensión 400 V y el factor de potencia de 0,95. Con todo ello se tiene:

$$I = \frac{1122}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 1704,70 \text{ A}$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

$$- \quad 3 \times (3 \times 400 \text{ mm}^2) + 3 \times (1 \times 400 \text{ mm}^2) + \text{TT}$$

Siguiendo la tabla de secciones se puede demostrar como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 705 \text{ A}$. Como se tienen 3 conductores por fase queda un total de $I_{adm} = 2115 \text{ A}$, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 2115 \cdot 0,792 = 1.775,08 \text{ A}$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida.

- **Caída de tensión**

Como se trata de una derivación trifásica se utilizará la ecuación característica para ello, y suponiendo para este caso una longitud de conexión de 1 metro, por tanto:

$$e = \frac{1122 \cdot 1}{43,59 \cdot 400 \cdot 0,4} = 0,161 \text{ V}$$

De la misma forma que en el caso anterior, la caída máxima de tensión en este tipo de instalaciones es de un 6,5 %, por tanto, expresando este valor obtenido en tanto por ciento se tiene que $e(\%) = 0,092\%$. Así pues, se puede garantizar que este valor es mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

5.8.3.2.3. Línea CGBT – CS Puntos de recarga

- **Intensidad**

Siguiendo la metodología de apartados anteriores, y sabiendo que la potencia de los puntos de recarga es 855 KW tal y como se detalló en el apartado 5.3., la tensión 400 V y el factor de potencia de 0,95:

$$I = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 1671,28 \text{ A}$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

$$- \quad 3 \times (3 \times 400 \text{ mm}^2) + 3 \times (1 \times 400 \text{ mm}^2) + \text{TT}$$

Como en el apartado anterior, se puede comprobar como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 705 \text{ A}$, y debido a que se tienen 3 conductores por fase resulta un total de $I_{adm} = 2115 \text{ A}$. Aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 2115 \cdot 0,792 = 1.775,08 \text{ A}$$

Por tanto, la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida.

- **Caída de tensión**

Como se trata de una derivación trifásica se utilizará la ecuación característica para ello, y suponiendo una longitud de conexión de 12 metros, por tanto:

$$e = \frac{1100 \cdot 12}{43,59 \cdot 400 \cdot 0,4} = 1,893 V$$

Como se ha mencionado anteriormente la caída máxima de tensión en este tipo de instalaciones según el ITC-BT-19 [57] es de un 6,5 %, por tanto, expresando este valor obtenido en tanto por ciento se tiene que $e(\%) = 0,108\%$. De esta forma, se puede comprobar que es un valor mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

5.8.3.2.4. Línea CGBT – CS Área de servicio

- **Intensidad**

Siguiendo la metodología como en los apartados anteriores, y conociendo que la potencia del área de servicio es 20 KW, la tensión 400 V y el factor de potencia de 0,95:

$$I = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 30,38 A$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

- 4 x 16 mm² + TT

Observando la tabla de secciones se puede comprobar como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 125 A$, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 125 \cdot 0,792 = 99 A$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida.

- **Caída de tensión**

Como se trata de una derivación trifásica se utilizará la ecuación característica para ello, y suponiendo una longitud de conexión de 50 metros, se tiene:

$$e = \frac{20 \cdot 50}{43,59 \cdot 16 \cdot 0,4} = 3,58 V$$

Siguiendo la metodología anterior, este valor obtenido en tanto por ciento es $e(\%) = 0,87\%$. De esta forma, se puede comprobar que es un valor mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

5.8.3.2.5. Línea CGBT – Iluminación exterior

- **Intensidad**

De igual forma para la iluminación exterior, se sigue la metodología de los apartados anteriores. Sin embargo, aquí se tiene una configuración monofásica, donde la potencia de la iluminación es 2 KW, la tensión es de 230 V y el factor de potencia de 0,95. Por tanto sustituyendo en la ecuación característica de la derivación monofásica mencionada anteriormente se tiene que:

$$I = \frac{2}{0,23 \cdot 0,95} = 9,16 A$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

- 2 x 6 mm² + TT

Mediante la tabla de secciones se puede comprobar como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 72 A$, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 72 \cdot 0,792 = 57,024 A$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida.

- **Caída de tensión**

Como se trata de una derivación monofásica se utilizará la ecuación característica para ello, y suponiendo una longitud de conexión de 12 metros, se tiene:

$$e = \frac{2 \cdot 2 \cdot 12}{43,59 \cdot 6 \cdot 0,4} = 0,459 V$$

Expresando este valor obtenido en tanto por ciento se tiene que $e(\%) = 0,289\%$ garantizando el cumplimiento de la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

5.8.3.3. Derivaciones de las líneas secundarias

Para el estudio del caso de la electrolinera se procede a realizar una derivación desde el Cuadro Secundario de los Cargadores, y de esta forma poder abastecer toda la instalación de estos.

Los cargadores de la electrolinera son los que más demanda de potencia necesitan de todos los elementos que componen la instalación, debido a que la corriente que demandan es de aproximadamente 90 A en el caso de los puntos de recarga rápida, y de aproximadamente 280 A en el caso de los puntos de recarga ultra rápida tal y como muestran las hojas de características, lo que provoca un aumento de potencia requerida.

En la figura 80 se muestra la distribución de los cargadores y la distancia entre ellos:

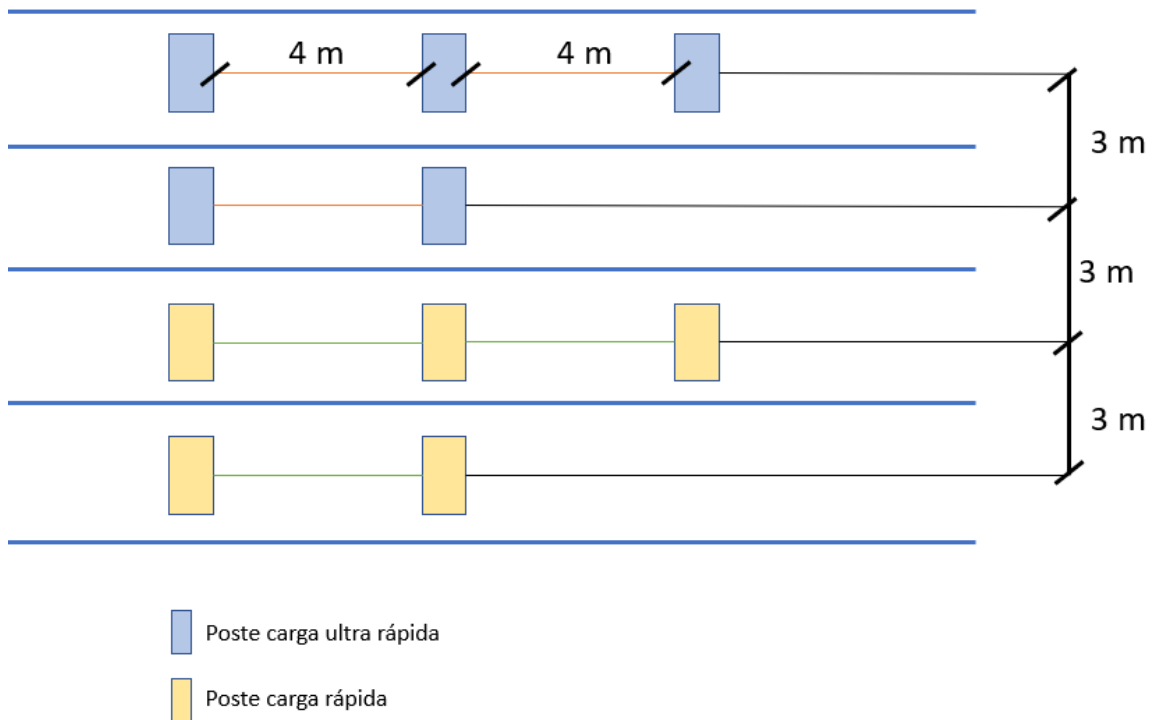


Figura 80. Distribución de los postes de recarga

La distribución de los postes de recarga se realiza a distintas longitudes debido a la separación entre ellos, estando los cargadores en posición simétrica. Esto se muestra en la tabla 34:

N.º de cargadores	Longitud (m)
3	3
2	6
3	9
2	12

Tabla 34. Distribución de los cargadores.

La potencia de los cargadores ultra rápidos es de 171 kW por cargador, mientras que la potencia de los cargadores rápidos es de 49 kW por cargador, a tensión trifásica de 400 V.

5.8.3.3.1. Línea CS puntos de recarga - cargador

- **Intensidad**

Haciendo uso de la ecuación descrita en el apartado 5.8.1.1., y que se recuerda a continuación, la corriente que circula por la línea es:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

- **Punto de recarga ultra rápida**

Para el caso del punto de recarga ultra rápida potencia es 171 kW, la tensión es de 400 V y el factor de potencia de 0,95, se tiene que:

$$I = \frac{171}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 259,81 \text{ A}$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

- 4 x 120 mm² + TT

Así pues, mediante la tabla de secciones se puede demostrar como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 380$ A, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 380 \cdot 0,792 = 300,96 \text{ A}$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida.

NOTA: En un principio se diseñó con una configuración 4 x 95 mm² + TT con una $I_{adm} = 335 \cdot 0,792 = 265,32$ A, que para este apartado se cumple con los requerimientos, pero se tuvo que rediseñar el sistema ya que en el diseño del cálculo de las protecciones del apartado siguiente no se cumplía el diseño.

- Punto de recarga rápida

Para el caso del punto de recarga ultra rápida potencia del transformador es 171 kW, la tensión es de 400 V y el factor de potencia de 0,95, se tiene que:

$$I = \frac{49}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,95} = 74,45 \text{ A}$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es:

- 4 x 25 mm² + TT

Con todo ello la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 160$ A observando la tabla de secciones, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 160 \cdot 0,792 = 126,72 \text{ A}$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, por lo que, la sección elegida es válida.

NOTA: En un principio se diseñó con una configuración 4 x 16 mm² + TT con una $I_{adm} = 125 \cdot 0,792 = 99$ A, que para este apartado se cumple con los requerimientos, pero se tuvo que rediseñar el sistema ya que en el diseño del cálculo de las protecciones del apartado siguiente no se cumplía el diseño.

- Caída de tensión

Como se trata de una derivación trifásica se utilizará la ecuación característica para ello, y que se detalló en apartados anteriores:

$$e = \frac{P \cdot L}{C \cdot S \cdot U}$$

- Cargadores a 3 m

Sabiendo que la potencia del punto de recarga ultra rápida es 171 kW, la longitud de la conexión de 3 metros, la constante C tiene un valor de 43,59 como se calculó anteriormente, la sección del conductor es 95 mm² y la tensión son 400V: Se tiene que:

$$e = \frac{171 \cdot 3}{43,59 \cdot 95 \cdot 0,4} = 0,31 V$$

La caída máxima de tensión en este tipo de instalaciones según el ITC-BT-19 es de un 6,5 %, por tanto, expresando este valor obtenido en tanto por ciento se tiene que $e(\%) = 0,08\%$. De esta forma, se puede comprobar que es un valor mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

- Cargadores a 6 m

Sabiendo que la potencia del punto de recarga ultra rápida es 171 kW, la longitud de la conexión de 6 metros, la constante C tiene un valor de 43,59 como se calculó anteriormente, la sección del conductor es 95 mm² y la tensión son 400V: Se tiene que:

$$e = \frac{171 \cdot 6}{43,59 \cdot 95 \cdot 0,4} = 0,62 V$$

Siguiendo la metodología anterior, este valor obtenido se puede presenta en tanto por ciento como $e(\%) = 0,16\%$. De esta forma, se puede comprobar que es un valor mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

- Cargadores a 9 m

Sabiendo que la potencia del punto de recarga rápida es 49 kW, la longitud de la conexión de 9 metros, la constante C tiene un valor de 43,59 como se calculó anteriormente, la sección del conductor es 16 mm² y la tensión son 400V: Se tiene que:

$$e = \frac{49 \cdot 9}{43,59 \cdot 16 \cdot 0,4} = 1,58 V$$

Expresando este valor obtenido en tanto por ciento se tiene que $e(\%) = 0,41\%$, garantizando que se cumple la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

- Cargadores a 12 m

Sabiendo que la potencia del punto de recarga rápida es 49 kW, la longitud de la conexión de 12 metros, la constante C tiene un valor de 43,59 como se calculó anteriormente, la sección del conductor es 16 mm² y la tensión son 400V: Se tiene que:

$$e = \frac{49 \cdot 12}{43,59 \cdot 16 \cdot 0,4} = 2,11 V$$

Al igual que en todos los apartados anteriores, este valor obtenido en tanto por ciento resulta $e(\%) = 0,58\%$. De esta forma, se puede comprobar que es un valor mucho menor del 6.5% permitido según la normativa y que se ha realizado una correcta selección del conductor.

5.8.3.4. Protecciones en BT

El dimensionado de las protecciones se encuentra establecido en el apartado 5.8.2.5. con sus respectivas ecuaciones. Para un correcto diseño de las protecciones en BT se debe asignar un valor de intensidad nominal a los interruptores de corte que se implementarán en la red de baja tensión como se verá a continuación.

5.8.3.4.1. Línea interruptor transformador – Armario distribución BT (CGBT)

Mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.2.1., es decir $I = 1699,18 A$ y $I_{adm} = 1.775,08 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$1669,18 A < I_n < 1775,08 A$$

Por lo que $I_n = 1700 A$, siendo un interruptor de corte en carga que cumpla con estas características.

5.8.3.4.2. Línea CGBT – Línea general

Mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.2.2., es decir $I = 1704,70 A$ y $I_{adm} = 1.775,08 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$1704,70 A < I_n < 1775,08 A$$

Por lo que $I_n = 1745 A$, siendo un interruptor de corte en carga que cumpla con estas características.

5.8.3.4.3. Línea CGBT – CS Puntos de recarga

Mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.2.3., es decir $I = 1671,28 A$ y $I_{adm} = 1.775,08 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$1671,28 A < I_n < 1775,08 A$$

Por lo que $I_n = 1675 A$, siendo un interruptor automático magnetotérmico que cumpla con estas características. Por tanto, se puede dimensionar como:

$$I_2 = 1,6 \cdot 1675 = 2512,5 A \\ 2512,5 < 1,45 \cdot 1775,08 = 2573,87 A$$

5.8.3.4.4. Línea CGBT – CS Área de servicio

Mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.2.4., es decir $I = 30,38 A$ y $I_{adm} = 99 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$30,38 A < I_n < 99 A$$

Por lo que $I_n = 60 A$, siendo un interruptor automático magnetotérmico que cumpla con estas características. Por tanto, se puede dimensionar como:

$$I_2 = 1,6 \cdot 60 = 96 A \\ 96 < 1,45 \cdot 99 = 143,55 A$$

5.8.3.4.5. Línea CGBT – Iluminación exterior

Mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.2.5., es decir $I = 9,16 A$ y $I_{adm} = 57,024 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$9,16 A < I_n < 57,024 A$$

Por lo que $I_n = 40 A$, siendo un interruptor automático magnetotérmico que cumpla con estas características. Por tanto, se puede dimensionar como:

$$I_2 = 1,6 \cdot 40 = 64 A \\ 64 < 1,45 \cdot 57,024 = 82,68 A$$

5.8.3.4.6. Línea CS puntos de recarga - cargador

- Punto de recarga ultra rápida

Mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.3.1., es decir $I = 259,81 A$ y $I_{adm} = 380 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$259,81 A < I_n < 380 A$$

Por lo que $I_n = 280 A$, siendo un interruptor automático magnetotérmico que cumpla con estas características. Por tanto, se puede dimensionar como:

$$I_2 = 1,6 \cdot 280 = 448 A$$
$$280 < 1,45 \cdot 380 = 551 A$$

- Punto de recarga rápida

Del mismo modo que para los puntos de recarga ultra rápidos, mediante las intensidades obtenidas en el apartado 5.8.3.3.1., es decir $I = 74,45 A$ y $I_{adm} = 126,72 A$, y dando valores se dimensiona la protección de BT, resultando:

$$74,45 A < I_n < 126,72 A$$

Por lo que $I_n = 80 A$, siendo un interruptor automático magnetotérmico que cumpla con estas características. Por tanto, se puede dimensionar como:

$$I_2 = 1,6 \cdot 80 = 128 A$$
$$128 < 1,45 \cdot 126,76 = 183,744 A$$

5.8.4. Puesta a tierra

El cálculo de la puesta a tierra se cometerá cumpliendo con las normativas de Instalaciones de puesta a tierra (ITC-BT-18) del REBT [57] y el documento MIE RAT 13 "INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA (se encuentra dentro del REBT), en la que todas las masas de la instalación fotovoltaica irán conectadas a una única masa independiente.

Además, conforme insta el PCT del IDAE [49], todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como la de alterna, estarán conectadas a una única tierra que será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

El valor de la resistencia de la tierra no puede dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en locales húmedos o emplazamientos del conductor.
- 50 V en el resto de los casos.

Debido a que esta instalación está ubicada en una zona de alta humedad se usarán los 24 V y como la protección diferencial que protege la instalación es de 300 mA.

5.8.4.1. Características del suelo

Observando las características del terreno, la tierra se instalará en un suelo de hormigón cuya resistividad según el REBT [57] está comprendida entre $2000-3000 \Omega \cdot m$. Para los cálculos posteriores se considera el valor medio $\rho_H = 2500 \Omega \cdot m$. Además, según la investigación previa del terreno donde se instalará el centro de transformación, se determina una resistividad media superficial $\rho_m = 210 \Omega \cdot m$.

5.8.4.2. Cálculo de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo de eliminación de defecto

El neutro de la red de distribución en MT está conectado rígidamente a tierra, y por ende, la intensidad máxima de defecto depende de la resistencia de puesta a tierra de protección y de las características de la red de MT.

Según los datos facilitados por la Compañía Eléctrica suministradora (Endesa), el valor de corriente máxima de defecto a tierra puede estar entre 500 A y 600 A como se especifica en la tabla 25 del apartado 5.2. El tiempo máximo de desconexión si existiese un defecto puede llegar hasta los 0,6 s. Los valores de K y n necesarios para calcular la tensión máxima de contacto aplicada según se indica en el MIE-RAT 13 [57] en el tiempo de defecto proporcionado por la compañía son $K = 72$ y $n = 1$.

La resistencia a tierra viene dada por la siguiente ecuación:

$$R_T = \frac{U_L}{\sqrt{3} I_d}$$

Donde:

- R_T : resistencia de puesta a tierra (Ω).
- I_d : Intensidad máxima de defecto a tierra facilitada por Endesa (A).
- U_L : tensión de línea (V).

Sabiendo que la tensión de servicio son 24 kV y considerando el valor máximo de intensidad con un valor de 600 A, se tiene:

$$R_T = \frac{24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 600} = 23,09 \Omega$$

5.8.4.3. Diseño preliminar de la puesta a tierra

Para el diseño de la puesta a tierra seguiremos el punto 6.3 indicado en la ITC MIE-RAT 13 [57] que especifica que “las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán interconectarse, constituyendo una instalación de tierra general”. Por un lado, se estudiarán la tierra de protección y por otro la tierra de servicio.

Para la selección del electrodo se necesita conocer el valor del parámetro K_r , el cual viene definido por la siguiente formula:

$$K_r \leq \frac{R_T}{\rho}$$

Donde:

- K_r : parámetro teórico de cálculo.
- R_T : resistencia de puesta a tierra (Ω).
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

Dando valores queda:

$$K_r \leq \frac{23,09}{210} = 0,11$$

- **Tierra de protección**

A este sistema se conectarán todas las partes metálicas que no estén en tensión por lo general, pero que en algún momento puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas. Estos pueden ser los chasis, los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

Para los cálculos a realizar se emplean los procedimientos y expresiones según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría" [100], editado por UNESA, conforme a las características del CT del presente proyecto, siendo entre otras las que se muestran en la tabla 35:

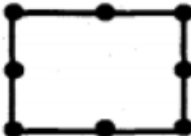
Identificación	Código 20-20/8/82 del método de cálculo de tierras de UNESA.
Parámetros característicos	<ul style="list-style-type: none"> • $K_r = 0,110$ • $K_p = 0,0206$ • $K_c = 0,0530$
Profundidad	0,8 m
Número de picas	8
Longitud de las picas (L)	2 m
Configuración	Sistema en anillo rectangular 

Tabla 35. Tierra de protección

- **Tierra de servicio**

A este sistema se conectarán el neutro del transformador, y la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:

Identificación	Código 5/44 del método de cálculo de tierras de UNESA.
Parámetros característicos	<ul style="list-style-type: none"> • $K_r = 0,0572$ • $K_p = 0,00919$
Profundidad	0,5 m
Número de picas	4
Longitud de las picas (L)	2 m

Tabla 36. Tierra de servicio

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37Ω tal y como se indica la normativa [57] y recomienda UNESA [100]. Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA, no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 V.

5.8.4.4. Cálculo de la puesta a tierra

Tierra de protección

A continuación, se calcula el valor real de la resistencia de puesta a tierra para el caso de tierra de protección, estando definida por la siguiente ecuación:

$$R_T = K_r \cdot \rho$$

Sustituyendo por los valores calculados en apartados anteriores queda:

$$R'_T = 0,110 \cdot 210 = 21,1 \Omega$$

El valor de la tensión de defecto viene definido por la siguiente ecuación:

$$V'_d = I'_d \cdot R'_T$$

Donde I'_d es el valor de la intensidad máxima de defecto a tierra. Este valor es el mismo que el proporcionado por la compañía y, por tanto:

$$I'_d = I_d = 600 A$$

Finalmente se puede calcular el valor de la tensión de defecto resultando:

$$V'_d = 600 \cdot 21,1 = 12660 V$$

Tierra de servicio

Procediendo de la misma forma que en el caso de la tierra de protección se calcula la resistencia de tierra de servicio, con los valores característicos, los cuales se describen en el apartado 5.8.4.3.:

$$R'_T = 0,0572 \cdot 210 = 12,012 \Omega$$

Como se puede comprobar este valor es menor que el recomendado por UNESA de 37Ω , por lo que el cálculo del diseño es correcto.

5.8.4.5. Cálculo de las tensiones de paso

En este apartado se calculan las tensiones de paso en el interior de la instalación y en el exterior de la misma. Estas tensiones se pueden definir como la diferencia de potencial que podría experimentar una persona cuando se produce una corriente de falta o de defecto en una estructura próxima a la puesta a tierra, pero sin llegar a tener contacto con ella. En el siguiente esquema se puede visualizar de forma más aclaratoria este tipo de tensión:

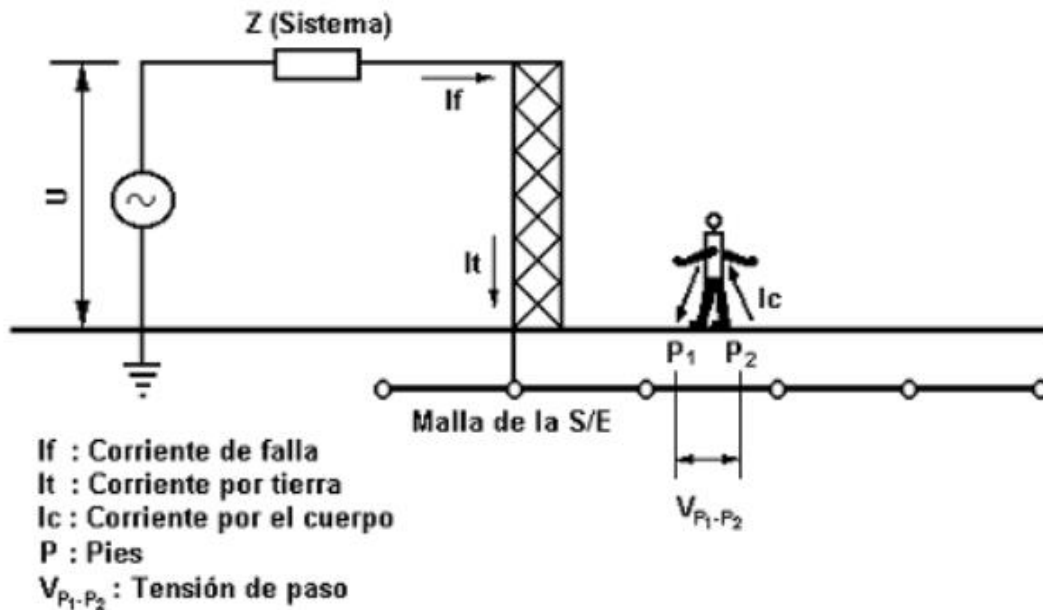


Figura 81. Tensión de paso.

Tensiones de paso en el interior de la instalación

La tensión de paso en el acceso vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno. Por tanto, será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la ecuación:

$$V'_c = K_c \cdot I'_d \cdot \rho$$

Donde:

- V'_c : tensión de paso en el acceso (V).
- K_c : coeficiente (ver tabla 35).
- I'_d : intensidad de defecto (A).
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

Sustituyendo por los valores adecuados resulta:

$$V'_c = 0,0530 \cdot 600 \cdot 210 = 6678 \text{ V}$$

Tensiones de paso en el exterior de la instalación

La tensión de paso en el exterior viene definida por la siguiente ecuación:

$$V'_p = K_p \cdot I'_d \cdot \rho$$

Donde:

- V'_p : tensión de paso en el acceso (V).
- K_p : coeficiente (ver tabla 35).
- I'_d : intensidad de defecto (A).
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

Sustituyendo por sus valores resulta:

$$V'_p = 0,0206 \cdot 600 \cdot 210 = 2595,6 \text{ V}$$

5.8.4.6. Cálculo de las tensiones aplicadas

Los valores admisibles de estas tensiones son para una duración total de desconexión del defecto es inferior a 0.6 segundos, y los valores de K y n según se indica en el MIE-RAT 13 [57] en el tiempo de defecto proporcionado por la compañía son $K = 72$ y $n = 1$ como se vio en el apartado 5.8.4.2. La tensión de paso viene definida por la siguiente ecuación:

$$V_{paso} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho}{1000}\right)$$

Donde:

- V_{paso} : tensión admisible de paso en el exterior (V).
- K : coeficiente $\rightarrow K = 72$.
- t : tiempo total de duración de desconexión (s).
- n : coeficiente $\rightarrow n = 1$.
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

Dando valores queda:

$$V_{paso} = \frac{10 \cdot 72}{0,6^1} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 210}{1000}\right) = 2712 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio y soporte de la electrolinera viene definida por:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot \rho + 3 \cdot \rho_H}{1000}\right)$$

Donde:

- $V_{p(acc)}$: tensión admisible de paso en el interior (V).
- K : coeficiente $\rightarrow K = 72$.
- t : tiempo total de duración de desconexión (s).
- n : coeficiente $\rightarrow n = 1$.
- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).
- ρ_H : resistividad del hormigón ($\Omega \cdot m$).

Por tanto:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot 72}{0,6^1} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot 210 + 3 \cdot 2500}{1000}\right) = 10956 \text{ V}$$

Para comprobar si estos dos valores de tensión calculados son correctos para el caso de estudio de este proyecto se tiene que hacer las siguientes comprobaciones:

- Tensión de paso en el interior: $V'_c < V_{p(acc)} \rightarrow 6678 \text{ V} < 10956 \text{ V}$
- Tensión de paso en el exterior: $V'_p < V_{paso} \rightarrow 2595,6 \text{ V} < 2712 \text{ V}$

Como se puede comprobar cumple todas las especificaciones por lo que el dimensionamiento de la red de puestas a tierra se ha realizado correctamente.

5.8.5. Cálculos eléctricos módulos fotovoltaicos

Para este proyecto se deben de tener en cuenta dos aspectos muy importantes. Por un lado, desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor se trabaja con corriente continua, y por otro lado, desde el inversor hasta el cuadro de mando y protección se trabaja con corriente alterna.

5.8.5.1. Sección de cable por corriente de cortocircuito en DC

Para la instalación fotovoltaica se ha escogido el modelo Prysun H1Z2Z2-K del fabricante Prysmian [101]. Este cable es especial para este tipo de instalaciones. Sigue el estándar europeo EN 50618 [102] y el estándar internacional IEC 62930 [103].

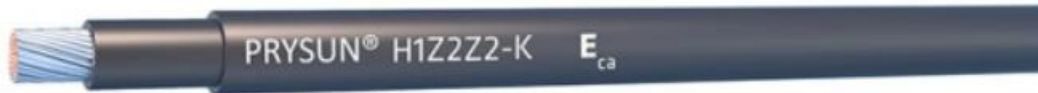


Figura 82. Conductor Prysun H1Z2Z2-K

Se debe de tener en cuenta que la instalación se divide en dos tramos, uno situado a la intemperie otro ensamblado dentro de un tubo protector. Mediante las características técnicas que proporciona PRYSMIAN en el datasheet del conductor, el cual se adjunta como anexo III en la presente memoria, se calculan las dos secciones para los dos tramos, y se escogerá la más elevada para situarse siempre en el caso más desfavorable. La intensidad en el tramo exterior se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{ext} = \frac{I_{sc} \cdot FC_{ifg}}{FC_{temp} \cdot FC_{as} \cdot FC_{ac}}$$

Donde:

- I_{ext} : corriente del tramo exterior (A).
- I_{sc} : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).
- FC_{ifg} : factor de corrección de la instalación fotovoltaica generadora.
- FC_{temp} : factor de corrección por temperatura a 50 °C en intemperie.
- FC_{ac} : factor de corrección por temperatura a 50 °C en intemperie por agrupamiento de circuitos dentro de una envolvente

Recordando el valor de corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico la cual es $I_{sc} = 11,60$ A, 4 cadenas de módulos fotovoltaicos o *strings*, y unos coeficientes de corrección para el tramo exterior:

- Por acción solar directa: 0,9
- Por temperatura de 50 °C en intemperie: 0,9
- Por instalación fotovoltaica generadora: 1,4
- Por agrupamiento de 4* circuitos dentro de una envolvente: 0,7

*: 4 cadenas de módulos fotovoltaicos o *strings* por tanto se tiene un agrupamiento de 4* circuitos dentro de una envolvente.

Por tanto, sustituyendo valores se tiene:

$$I_{ext} = \frac{11,60 \cdot 1,4}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,7} = 28,64 \text{ A}$$

La intensidad en el tramo interior se calcula mediante la siguiente ecuación donde los valores de factores de corrección son los mismos que los anteriores:

$$I_{int} = \frac{I_{sc} \cdot F C_{ifg}}{F C_{ac}}$$

Por tanto:

$$I_{int} = \frac{11,60 \cdot 1,4}{0,7} = 23,2 \text{ A}$$

Mediante el datasheet se puede comprobar que la sección que satisface estas intensidades es 2,5 mm².

5.8.5.2. Sección de cable por caída de tensión en DC

Respecto la caída de tensión, según se indica en la ITC-BT 40 [57], esta debe de ser inferior al 1,5% para la intensidad nominal. Por lo tanto, debe cumplir el siguiente esquema:

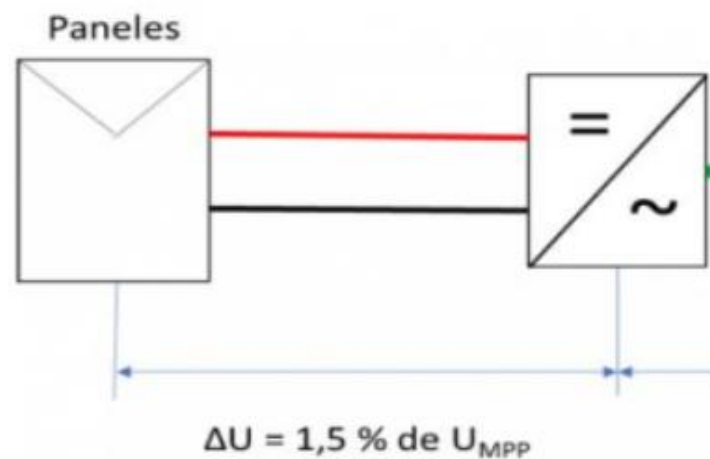


Figura 83. Requerimientos por caída de tensión en CC

El valor de la tensión de máxima potencia viene dado por la siguiente ecuación:

$$U_{MPP} = n \cdot V_{MPP}$$

Donde:

- U_{MPP} : tensión de máxima potencia (V).
- n : número de paneles de la instalación.
- V_{MPP} : tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico (V).

Como se tienen 82 paneles solares, contando los paneles de las marquesinas, $n = 82$, y la tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico proporcionada en las hojas de características del módulo es $V_{MPP} = 41,5$ V. Por tanto:

$$U_{MPP} = 82 \cdot 41,5 = 3403 \text{ V}$$

Por tanto, la caída de tensión en el lado de continua es $\Delta U = 1,5 \% \text{ de } U_{MPP} = 51,045 \text{ V}$.

La sección del cable se puede calcular mediante la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mp}}{C \cdot \Delta U}$$

Donde:

- S : tensión admisible de paso en el interior (V).
- L : longitud (m)
- I_{mp} : intensidad máxima del módulo fotovoltaico (A)
- C : conductividad del cobre $\left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$.
- ΔU : caída de tensión en el lado de CC (V).

La longitud L es igual a 12 metros que es donde se tiene el *string* de los paneles solares más alejados del inversor, la intensidad máxima del módulo fotovoltaico es 10,85 A, la conductividad del cobre se calculó en el apartado 5.8.3.1.1., siendo $C = 43,59 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ y la caída de tensión se calculó anteriormente, resultando $\Delta U = 51,045$ V. Sustituyendo valores en la ecuación se tiene:

$$S = \frac{2 \cdot 12 \cdot 10,85}{43,59 \cdot 51,045} = 0,117 \text{ mm}^2$$

Como esta sección es menor que la calculada en el apartado anterior no limita al diseño realizado, y se seguirá trabajando con una sección del cable igual a 2,5 mm².

5.8.5.3. Sección de cable por corriente admisible en CA

Para trabajar en corriente alterna, se utilizará el cable Al Voltalene H compact AL RH5Z1 [71] tal y como se ha comentado anteriormente. Para realizar el diseño correctamente se deben de tener en cuenta los valores de tensión a la salida del inversor y la intensidad máxima de salida del inversor. Estos valores obtenidos de la hoja de características del inversor son:

- Tensión de salida: 480 V
- Intensidad máxima de salida: 48 A

En el caso de este proyecto se aplica un coeficiente de 1,25 siguiendo la normativa ITC-BT-40 [57], que deja el siguiente valor de corriente de salida del inversor:

$$I_{CA} = 1,25 \cdot 48 = 60 \text{ A}$$

La configuración de la sección del conductor para que pueda transportar esta intensidad es de 10 mm². Siguiendo la tabla de secciones se puede evidenciar como la intensidad máxima admisible es $I_{adm} = 96$ A, y aplicando los factores de corrección de la instalación queda:

$$I_{adm} = 96 \cdot 0,792 = 76,032 \text{ A}$$

Como se puede comprobar la Intensidad admisible es mayor que la intensidad a transportar, $I_{adm} > I_{CA}$, por lo que, la sección elegida es válida.

5.8.5.4. Sección de cable por caída de tensión en DC

Siguiendo la metodología para la elección de la sección del cable en el caso de CA, se llega a la siguiente conclusión:

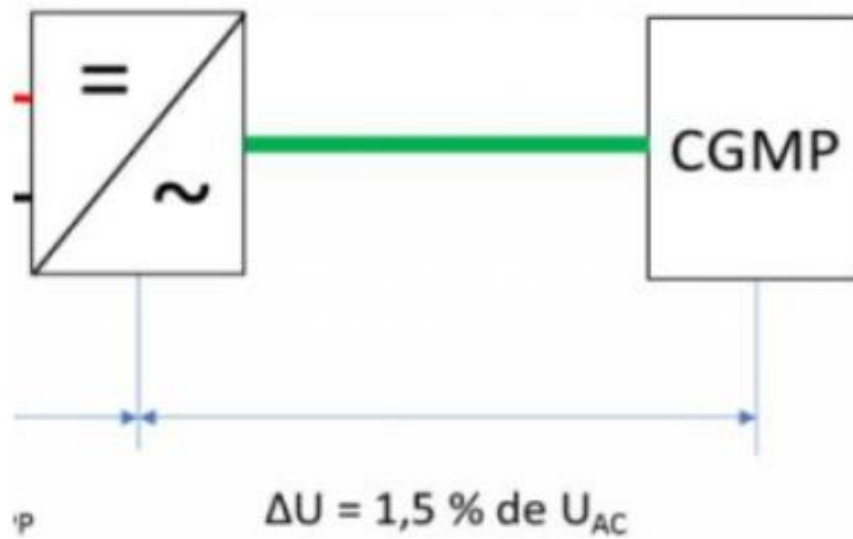


Figura 84. Requerimientos por caída de tensión en CA.

Como consecuencia, la caída de tensión en el lado de corriente alterna queda:

$$\Delta U = 1.5 \% \text{ de } U_{AC} = \frac{1,5 \cdot 480}{100} = 7,2 \text{ V}$$

La sección del cable se puede calcular mediante la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{m_{inv}} \cdot \cos \varphi}{C \cdot \Delta U}$$

Donde:

- S : tensión admisible de paso en el interior (V).
- L : longitud (m)
- $I_{m_{inv}}$: intensidad máxima del inversor (A)
- $\cos \varphi$: factor de potencia
- C : conductividad del cobre $\left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$.
- ΔU : caída de tensión en el lado de CC (V).

La longitud L es igual a 12 metros que es la distancia entre el inversor y el cuadro de mando y protección (CGMP), la intensidad máxima del inversor es 48 A, la conductividad del cobre es $C = 43,59 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$, el factor de potencia es de 0,95, y la caída de tensión se calculó anteriormente, resultando $\Delta U = 7,2 \text{ V}$. Sustituyendo valores en la ecuación se tiene:

$$S = \frac{2 \cdot 12 \cdot 48 \cdot 0,95}{43,59 \cdot 7,2} = 3,48 \text{ mm}^2$$

Como esta sección es menor que la calculada en el apartado anterior no limita al diseño realizado, y se seguirá trabajando con una sección del cable igual a 10 mm^2 .

5.8.5.5. Sección de cable por corriente de cortocircuito en CA

Finalmente se comprueba si la sección de 10 mm² admite la corriente de cortocircuito en este tramo de corriente alterna.

Según la ITC-BT-07 del REBT [57] la corriente de cortocircuito se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

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

Donde:

- I_{cc} : corriente de cortocircuito (A).
- U : tensión nominal del inversor (V).
- Z_{max} : impedancia equivalente máxima (Ω).

El valor de la impedancia se puede calcular mediante:

$$Z_{max} = \frac{\rho_{cu} \cdot L}{S}$$

Donde:

- ρ_{cu} : resistividad del cobre ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$).
- L : longitud entre inversor y CGMP (m).
- S : sección de conductor (mm²).

La resistividad del cobre es $\rho = 0,023 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$ cómo se calculó anteriormente, la longitud L es igual a 12 metros que es la distancia entre el inversor y el cuadro de mando y protección (CGMP), la sección es la del anterior apartado, 10 mm², por ende, la resistencia es:

$$Z_{max} = \frac{0,023 \cdot 12}{10} = 0,0276 \Omega$$

Y por último se calcula la intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot 480}{0,0276} = 13913,04 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que las protecciones del cuadro general son de 24 A, se procede a comprobar si se cumple lo siguiente:

$$I_{cc} > 10 I_n \rightarrow 13913,04 \text{ A} > 240 \text{ A}$$

Con esto se puede afirmar que la sección del conductor Voltalene H compact AL RH5Z1 [71] para este tramo de la instalación será de 10 mm².

6. Mantenimiento

En este capítulo se describen los principales requerimientos para llevar a cabo un correcto mantenimiento de toda la instalación. Para ello se deberá realizar un contrato de mantenimiento en el que se incluya un plan de mantenimiento preventivo y un plan de mantenimiento correctivo. Se contratará a una empresa para que se encargue de esto. No obstante, la compañía se deberá hacer cargo del mantenimiento de las partes de la red que le correspondan, y deberá estar en contacto con la empresa contratada para realizar el mantenimiento de los elementos que tengan conexión con la red eléctrica para realizarla de forma conjunta.

Además, el propietario que se haga cargo del área de servicio se deberá de hacer cargo de mantener limpia toda la instalación, ya que el ayuntamiento de la ciudad desea mantener una buena imagen de la misma debido a la cantidad de turistas todo el año, siendo la limpieza algo primordial.

6.1. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

En toda instalación fotovoltaica y/o eléctrica es recomendable realizar un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo) para mantener al máximo posible la vida útil de todos los elementos que componen la instalación, y poder asegurar el correcto funcionamiento.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento según se indica en la normativa vigente en el Anexo I del Real Decreto 1967/2008, de 28 de noviembre. De acuerdo a lo exigido en el PCT del IDAE [49], se realizarán como mínimo 2 revisiones anuales completas de todos los elementos que componen la instalación. El mantenimiento será realizado por una empresa instaladora que haya estado acreditada por IDAE para realizar y mantener Instalaciones Fovovoltaicas

6.1.1. Mantenimiento preventivo

El plan de mantenimiento preventivo para el presente proyecto incluirá como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.

A continuación, se describe con más detalle el servicio de mantenimiento preventivo:

- **Paneles del techo y de las marquesinas:** la polución, la suciedad y otros elementos contaminantes se van depositando sobre los módulos, disminuyendo considerablemente el filtro de la radiación y como consecuencia disminuyendo la producción de energía. Si no se limpian esta se puede ver reducida hasta un 8%. Aunque el resto del mantenimiento preventivo sea semestral, en función de la acumulación de polvo o suciedad que se observe en los primeros meses de la instalación, podría necesitarse una limpieza trimestral. Es recomendable hacer esta limpieza a primera hora de la mañana o última de la tarde, cuando los niveles de radiación solar y temperatura son bajos, con el fin de evitar posibles descargas eléctricas o choques térmicos.
- **Inversor:** gracias a las alarmas y avisos del sistema de comunicaciones del inversor permitirán conocer el fallo inmediato de alguno de sus componentes para poder aplicar un mantenimiento correctivo y sustituirlo a la mayor brevedad. A parte se realizan las siguientes tareas preventivas: comprobar el estado de las conexiones del inversor, comprobación de la ventilación dentro de la caseta, control del funcionamiento de los indicadores de aviso y alarma, comprobación de la tensión de entrada y salida y comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.
- **Baterías:** se deberá llevar el control del funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico, comprobación de los terminales y su conexionado, comprobación de la ventilación dentro de la caseta, comprobación de la estanquidad e inspección del nivel de líquido de las baterías.
- **Puntos de carga:** gracias a las alarmas y avisos del sistema de comunicaciones de los puntos de recarga permitirán conocer el fallo inmediato de alguno de sus componentes para poder aplicar un mantenimiento correctivo y sustituirlo a la mayor brevedad. Se comprobará el correcto estado y la ausencia de golpes y cortes, las protecciones contra sobretensiones de continua y alterna, siendo sustituidas en caso de que una descarga de sobretensión los hubiera dañado, se comprobará el correcto guiado de los cables (y terminales) y los puntos calientes, deficiencias en el aislamiento y pares de apriete mediante una cámara termográfica.
- **Cableado y canalizaciones:** para el mantenimiento de estos se utilizará una cámara termográfica en la que se buscaran puntos calientes en la instalación, ya que estos muestran los fallos de conexión, sobrecalentamiento o el aislamiento en algunas zonas del cableado. En caso de haber fusibles o cualquier otro elemento dañado se sustituirán. No obstante, las comprobaciones mínimas en los distintos tramos que componen el cableado son:
 - **Comprobaciones en las cajas de protección AC:** estado del aislamiento del cable, conexión del cableado en los bornes y que los módulos conectados correctamente acorde a lo estipulado en el presente proyecto.
 - **Comprobaciones en la conexión entre módulos:** estado del aislamiento del cable, conexión del cableado en los bornes y buen estado de la caja de protección.
 - **Comprobaciones en las canalizaciones:** estado del conductor y/o canalizaciones, que no se encuentren obstruidos y eliminar la obstrucción en caso de existir y buen aislamiento de los cables que circula por cada uno de ellos.
- **Protecciones:** se deberán realizar las siguientes tareas preventivas: control del buen funcionamiento de los interruptores, control del funcionamiento y de actuación de los elementos de seguridad y protecciones tales como fusibles, interruptores de seguridad y puestas a tierra, inspección visual del buen estado del conexionado y realización de test en cada uno de los elementos que presenten protecciones en la instalación fotovoltaica.

Independientemente de las anteriores labores de mantenimiento se realizarán como mínimo las siguientes tareas:

- **Cuadro general de distribución**: cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.
- **Instalación interior**: cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000Ω .
- **Puesta a tierra**: cada dos años y en la época en que el terreno este más seco, se medirá la resistencia a tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante inspección visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

6.1.2. Mantenimiento correctivo

El Plan de mantenimiento correctivo incluirá todas las operaciones de sustitución y/o arreglo que se consideren necesarias para poder asegurar que el sistema funcione durante su vida útil.

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 24 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.

6.2. Mantenimiento a realizar por el propietario

El propietario que se haga cargo del área de servicio de la electrolinera, se deberá hacer cargo de las siguientes tareas de mantenimiento preventivo:

- **Supervisión general**: comprobación general de que todo está funcionando correctamente.
- **Limpieza**: eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas. Limpieza de los puntos de recarga, marquesinas, área de servicio. En la medida de lo posible toda la electrolinera deberá mantenerse limpia. Para ello el propietario podrá subcontratar a una empresa de limpieza externa.
- **Verificación visual del campo fotovoltaico**: comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio y marquesinas, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etc.
- **Verificación de las medidas**: la verificación periódica de las cifras de electricidad generada permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente deberá anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varíe a lo largo de todo el año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, y así se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento.

7. Impacto medioambiental

En este capítulo se determina el impacto ambiental y el tipo de contaminación que provocan los elementos que forman parte de la implantación de la electrolinera. Seguidamente se presentan los beneficios ambientales que conlleva el funcionamiento de la electrolinera.

Antes de especificar todo esto, cabe destacar que un principal contexto medioambiental que rodea este proyecto es el de la reducción del uso de los combustibles fósiles que dañan directamente a la atmosfera. La alternativa del VE respecto al vehículo tradicional de combustión implica un cambio respecto a uno de los principales sectores en cuanto a emisiones de CO₂ (Dióxido de Carbono) como es el del transporte. Los VE, por lo tanto, representan una gran reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e implican una reducción de residuos peligrosos, debido a que los motores de este tipo de vehículo no necesitan aceites, refrigerantes o lubricantes.

En relación con el medioambiente no se puede decir que la utilización de VE sea beneficiosa, ya que la fabricación de baterías y motores eléctricos supone la explotación de minerales como el litio o níquel y otros tipos de materiales. Otro aspecto importante con el impacto medioambiental es el uso de paneles fotovoltaicos en el proyecto, ya que la utilización de módulos significa que parte de la electricidad consumida proviene de energía limpia, mientras que el resto de energía eléctrica consumida puede venir de diferentes fuentes energéticas, ya sean limpias con el medio ambiente como puede ser la energía proveniente de aerogeneradores, o no.

Respecto a los puntos de recarga se pueden observar dos consideraciones para ver el impacto medioambiental que presenta. Por un lado, se destaca que los puntos de recarga están fabricados de acero inoxidable y plásticos compuestos por lo que teniendo en cuenta la masa (kg) utilizada de cada uno de estos materiales en los puntos de recarga se puede calcular el CO₂ producido en base a la producción de cada kg del plástico u acero en cuestión. Además, hay que sumarle que la vida útil estimada que proporcionan los fabricantes, en torno a 10-12 años. Como nota personal, y supongo que habrá empresas que estén empezando a plantearse, se recomienda que la producción de los puntos de recarga se busque materiales reciclables para tener un impacto medioambiental positivo.

Por otro lado, el transformador de potencia utilizado presenta una cantidad de contaminación elevada, debido a que emite CO₂ y otros derivados como puede ser el uso de aceites sus bobinas.

7.1. Viabilidad ambiental

Para poder llevar a cabo la implantación de la electrolinera considerando al medioambiente se deben considerar los siguientes parámetros que permitan establecer diversas opciones de prevención contra los problemas ambientales que se puedan producir. Estos son:

- Generación de los residuos (módulos fotovoltaicos, baterías, inversores, entre otros).
- Demanda de los recursos naturales.
- Tratamiento de los desechos.

7.2. Contaminación de las electrolineras

En este apartado se presentan el tipo de contaminación que presentan las electrolineras. Cabe destacar que solamente se detallarán en los elementos de la instalación fotovoltaica para hacer énfasis en esta parte del proyecto. Y también porque la contaminación de los elementos de la parte eléctrica como transformadores es conocido por la mayoría de la población, y muchas

personas se creen que el hecho de tener una instalación fotovoltaica, esta no contamina cuando realmente no es así. Por lo que en el presente proyecto se desmiente y justifica esto.

La producción de energía eléctrica a través de las electrolinerías ciertamente es mejor para el medio ambiente que estar quemando combustibles fósiles, pero lamentablemente la energía solar no es siempre tan limpia o verde como se cree. Esto es debido a que la fabricación de estos elementos, presentan una alta contaminación química que repercute de forma significativa en el aspecto ambiental como en la salud de las personas y seres vivos. A continuación, se detallan los problemas de contaminación que presentan los principales elementos que componen la instalación fotovoltaica de la electrolinería:

- **Módulos solares**

Debido a la fabricación de estos con silicio, se emiten grandes cantidades de NF_3 (Trifluoruro de Nitrógeno) provocando un aumento del efecto invernadero, incluso mucho mayor que el CO_2 .

Los principales materiales químicos que son utilizados en la fabricación de los módulos son el Arsénico (As) y el Cadmio (Cd), entre los problemas de salud de las personas es vivir cerca de fábricas que liberan estos materiales al aire provocando un daño severo en los pulmones. En la tabla 37 se presentan los problemas de salud que se pueden producir a la hora de fabricar los módulos en función del material:

Arsénico (As)	Cadmio (Cd)
Cancel de piel	Dolor de estomago
Causa de infertilidad y aborto en mujeres	Daño al sistema nervioso central
Daño en el cerebro	Daño al sistema inmune
Perdida de la resistencia a infecciones	Desordenes psicológicos
Perturbaciones en el corazón	Daño en el ADN o desarrollo de cáncer

Tabla 37. Efectos en la salud de los componentes del módulo solar

- **Inversores**

El principal contaminante que presenta el inversor es el Br (bromo) debido a que muchos de sus circuitos que lo componen están fabricados con este elemento, al igual que las envolturas de plástico.

Los problemas para la salud que se pueden producir a la hora de fabricar o deshacerse del bromo son:

- Disfunciones en el sistema nervioso.
- Alteraciones en el ADN.
- Disfunciones estomacales y gastrointestinales.

- **Baterías**

Todas las aplicaciones fotovoltaicas que utilicen baterías independientemente del uso y tipo de la misma, se encuentran compuestas por una gran cantidad de materiales altamente contaminantes, tales como son el Pb (Plomo), Sb (antimonio), H_2SO_4 (ácido sulfúrico), Hg (mercurio), Cd (cadmio) entre otros.

El principal contaminante que presenta el inversor es el Br (bromo) debido a que muchos de sus circuitos que lo componen están fabricados con este elemento, al igual que las envolturas de plástico.

Los problemas para la salud que se pueden producir a la hora de fabricar o deshacerse de las baterías son:

- Quemaduras debidas al ácido sulfúrico.
- Acumulación de sustancias cancerígenas por el mercurio.
- Daños en sistema nervioso y reproductor por el plomo.
- Al explotar una batería causa daños en el tejido ocular.
- El material de la batería al contacto de la piel produce reacciones alérgicas y quemaduras.

• **Cableado**

Los principales componentes del cableado son los conductores Cu (Cobre), el Al (Aluminio) y los recubrimientos de estos. Los cables utilizados en los módulos fotovoltaicos poseen una vida útil de 30 años siendo muy resistentes a la abrasión, grasas industriales y desgarró. Al momento de quemar los cables para extraer el cobre de su interior se producen varias sustancias muy tóxicas para la salud.

En la tabla 38 se presentan los problemas de salud que se pueden producir a la hora de fabricar los módulos en función del material:

Cobre (Cu)	Aluminio (Al)
Gripe conocida como fiebre de metal	Demencia
Mareos	Daño al sistema nervioso central
Vómitos	Pérdida de memoria
Dolor de cabeza	Temblores
Irritación de nariz, boca y ojos	Apatía

Tabla 38. Efectos en la salud de los componentes del cableado

7.3. Desecho de los componentes

Para deshacerse de todos los componentes se suele utilizar una planta de tratamiento especializada en elementos eléctricos y electrónicos. Estas plantas aseguran un correcto desecho de los materiales inservibles y suponen una gran disminución de los contaminantes producidos ya que cumplen con todas las normativas ambientales que aplican. Una empresa referente en el tratamiento de elementos eléctricos y electrónicos es la empresa ACS Recycling [104].



Figura 85. Empresa ACS Recycling [104]

8. Presupuesto

En este capítulo se detalla el presupuesto del proyecto definido anteriormente. Cabe destacar que como se puede observar en la tabla 39 se incluye la mano de obra y un periodo de mantenimiento por 10 años en dicho presupuesto. Este periodo de 10 años también está relacionado principalmente con la vida útil de las baterías que como se puede observar en sus hojas de características proporcionadas en el anexo III tienen una vida media útil de 10 años.

	Descripción artículo	Precio unitario	Unidades	Importe
Centro de seccionamiento				
Materiales y maquinaria	Edificio prefabricado ECS-24, de Schneider Electric. Unidad instalada y en perfecto estado de funcionamiento de acuerdo al REBT 542/2002	2.500,00 €	1	2.500,00 €
	Aparata de MT en CS, Compacto Merlin Gerin gama RM6, modelo RM6 3I (3L), ref.RM63I, para tres funciones de línea de 400 A, según características de proyecto	8.900,00 €	1	8.900,00 €
	Seccionador Tierras para poner en continuidad con las tierras exteriores formado por cable de 50 mm ² de Cu desnudo para la tierra de protección	1.500,00 €	1	1.500,00 €
	Varios (extintor, placas primeros auxilios, guantes de obra...)	400,00 €	1	400,00 €
Mano de obra	Oficial 1ª construcción.	19,93 €	24	478,32 €
	Ayudante construcción.	18,92 €	24	454,08 €
Mantenimiento	Mantenimiento decenal, en los primeros 10 años (incluyendo material necesario y sin límite de horas por operario).	302,66 €	1	302,66 €
TOTAL				14.535,06 €
Centro de transformación				

Materiales y maquinaria	Edificio prefabricado EHC-4, de Schneider Electric. Unidad instalada y en perfecto estado de funcionamiento de acuerdo al REBT 542/2002	3.500,00 €	1	3.500,00 €
	Aparamenta de MT en CS: - 1 Ud. Cabina de remonte de cables gama SM6, modelo GAME, de conexión superior por barras e inferior por cable seco. - 1 Ud. Cabina disyuntor gama SM6, modelo DM1C, con seccionador en SF6 con mando CS1. - 1 Ud. Cabina e medida gama SM6, modelo GBC2C, equipada con tres transformadores de intensidad y tres de tensión	20.400,00 €	1	20.400,00 €
	Transformador de potencia de baño en aceita de hasta 24 kV, de IMEFY, de 1250 kVA, y conexión Dyn11	16.887,98 €	1	16.887,98 €
	Cuadro de baja tensión modelo prisma plus para protección de salida del transformador conteniendo un interruptor automático Compact NS1000N de calibre 1000A regulable Cuadro contador, con 3 contadores tarificador electrónico, registrador electrónico y una regleta de verificación.	8.000,00 €	1	8.000,00 €
	Seccionador Tierras para poner en continuidad con las tierras exteriores formado por cable de 50 mm ² de Cu desnudo para la tierra de protección	1.500,00 €	1	1.500,00 €
	Varios (extintor, placas primeros auxilios, guantes de obra...)	400,00 €	1	400,00 €
	Mano de obra	Oficial 1ª electricista	20,48 €	24

	Ayudante electricista	18,88 €	24	453,12 €
Mantenimiento	Coste de mantenimiento decenal, en los primeros 10 años (incluyendo material necesario y sin límite de horas por operario).	978,95 €	1	978,95 €
TOTAL				52.611,57 €
	Cuadros eléctricos			
Materiales y maquinaria	CGBT, Cuadro formado por armario metálico de chapa galvanizada con puerta transparente y cerradura, conteniendo en su interior la aparamenta de Schneider Electric	3.650,00 €	1	3.650,00 €
	CS Cargadores, Cuadro secundario de mando y protección, formado por armario metálico de chapa galvanizada con puerta transparente y cerradura, conteniendo en su interior la aparamenta de Schneider Electric	3.200,00 €	1	3.200,00 €
	CS Área de servicio, Cuadro secundario de mando y protección, formado por armario metálico de chapa galvanizada con puerta transparente y cerradura, conteniendo en su interior la aparamenta de Schneider Electric	1.050,00 €	1	1.050,00 €
	Cajón de iluminación exterior, Cuadro secundario de mando y protección, formado por armario metálico de chapa galvanizada con con puerta transparente y cerradura, conteniendo en su interior la aparamenta de Schneider Electric	600,00 €	1	600,00 €

Mano de obra	Oficial 1ª electricista	20,48 €	16	327,68 €
	Ayudante electricista	18,88 €	16	302,08 €
Mantenimiento	Coste de mantenimiento decenal, en los primeros 10 años (incluyendo material necesario y sin límite de horas por operario).	448,95 €	1	448,95 €
TOTAL				9.578,71 €
Líneas eléctricas				
Materiales y maquinaria	Canal aislante con cable con cubierta	177,50 €	1	177,50 €
	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 1 x 400 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea interruptor transformador – Armario distribución BT (CGBT))	29,55 €	1	29,55 €
	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 1 x 400 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea CGBT – Línea general)	29,55 €	1	29,55 €
	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 1 x 400 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea CGBT – CS Puntos de recarga)	29,55 €	12	354,60 €
	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 4 x 16 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea CGBT – CS Área de servicio)	2,55 €	50	127,50 €
	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 2 x 6 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea CGBT – iluminación)	1,16 €	12	13,92 €

	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 4 x 120 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea CS puntos de recarga - cargador) - Recarga ultra rápida	15,32 €	6	91,92 €
	Conductor EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu - 4 x 25 mm ² . Suministro, instalación, y montaje de conductor. (Línea CS puntos de recarga - cargador) - Recarga rápida	5,65 €	12	67,80 €
Mano de obra	Oficial 1ª electricista	20,48 €	20	409,60 €
	Ayudante electricista	18,88 €	20	377,60 €
Mantenimiento	Coste de mantenimiento decenal, en los primeros 10 años (incluyendo material necesario y sin límite de horas por operario).	348,95 €	1	348,95 €
TOTAL				2.028,49 €
Puntos de recarga				
Materiales y maquinaria	Cargador INGEREV® RAPID, para carga ultra-rápida de 180 kW	62.000,00 €	5	310.000,00 €
	Cargador INGEREV® RAPID 50	26.945,49 €	5	134.727,45 €
	Contador Cirwatt - Suministro, instalación, y montaje	273,60 €	13	3.556,80 €
	Caja de protecciones Lugenergy para puntos de recarga	220,00 €	12	2.640,00 €
	Iluminación exterior de los puntos de recarga con farola Led de 160 W	190,25 €	12	2.283,00 €
Mano de obra	Oficial 1ª electricista	20,48 €	32	655,36 €
	Ayudante electricista	18,88 €	32	604,16 €
	Oficial 1ª construcción.	19,93 €	32	637,76 €
	Ayudante construcción.	18,92 €	32	605,44 €

Mantenimiento	Coste de mantenimiento decenal, en los primeros 10 años (incluyendo material necesario y sin límite de horas por operario).	4.005,95 €	1	4.005,95 €
TOTAL				459.715,92 €
Estación fotovoltaica				
Materiales y maquinaria	Estructura soporte 30º para 3 paneles solares en horizontal	253,31 €	6	1.519,86 €
	Estructura soporte 30º para 4 paneles solares en horizontal	264,12 €	1	264,12 €
	Marquesina de estructura fabricada en acero S235 - Tipo HMA - 06	15.052,00 €	4	60.208,00 €
	Panel solar monocristalino ATERSA - A450M OPTIMUM GS de 450W	198,22 €	82	16.254,04 €
	Inversor Ingecon Sun 3 Play 40kW TL M480 - INGETEAM	4.671,59 €	1	4.671,59 €
	Batería LIFEPO4 SMART 12,8/300	2.914 €	57	166.100,85 €
	Regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar	874,32 €	12	10.491,84 €
	Caseta CMT SOLAR 4800 Consmetal	1.956,00 €	2	3.912,00 €
	Monitorizador de potencia (CDP)	643,00 €	1	643,00 €
	Conductor Prysun H1Z2Z2-K del fabricante Prysmian.	14,80 €	1	14,80 €
	StringBox Circutor	68,50 €	1	68,50 €
	CVM-Mini	267,00 €	1	267,00 €
	Transformador trifásico MC3	62,36 €	2	124,72 €
	Combiner Box Circutor	138,40 €	1	138,40 €
Mano de obra	Oficial 1ª electricista	20,48 €	35	716,80 €
	Ayudante electricista	18,88 €	35	660,80 €
	Oficial 1ª construcción.	19,93 €	35	697,55 €
	Ayudante construcción.	18,92 €	35	662,20 €
Mantenimiento	Coste de mantenimiento decenal, en los primeros 10 años (incluyendo material necesario y sin límite de horas por operario).	10.005,95 €	1	10.005,95 €
TOTAL				277.422,02 €

Otros				
	Albañiles para la realización de zanjas, arreglo de pavimentado, asfaltado, etc.	20,48 €	35	716,80 €
	Material de obra que sea necesario como ladrillos, yeso, etc	400,00 €	1	400,00 €
TOTAL				1.116,80 €

Tabla 39. Presupuesto completo del proyecto.

Aclaraciones sobre la elección de precios:

- El precio hora de los oficiales ayudantes de obra, electricistas y ayudantes se ha obtenido a partir del portal “Generador de Precios. España” de CYPE Ingenieros, S.A [105].
- Los precios de la maquinaria utilizada han sido determinados de la misma manera que los precios de los oficiales ayudantes de obra.
- El precio de los elementos se ha obtenido de las páginas de los fabricantes, y en caso de no aparecer se ha tomado del portal “Generador de Precios. España” [105].
- Las medidas auxiliares (y costes directos complementarios) se han considerado del 10%, estas medidas abarcan todos los imprevistos que pueden suceder a la hora de realizar la instalación, como por ejemplo tener que contratar otra máquina para realizar trabajos que no estaban previstos. Estas van incluidas en el precio de cada elemento.

A continuación, se detalla un resumen del presupuesto del proyecto para visualizarlo de forma más clara.

RESUMEN	
Centro de seccionamiento	14.535,06 €
Centro de transformación	52.611,57 €
Cuadros eléctricos	9.578,71 €
Líneas eléctricas	2.028,49 €
Puntos de recarga	459.715,92 €
Estación fotovoltaica	277.422,02 €
Otros	1.116,80 €
TOTAL	817.008,57 €

Tabla 40. Resumen del presupuesto del proyecto

9. Conclusiones y líneas futuras

En este capítulo se detallan las conclusiones del proyecto y se indican las futuras líneas de trabajo que se podrían llevar a cabo a partir de este proyecto, bien porque no se han podido explorar o porque han quedado pendientes por falta de tiempo.

9.1. Conclusiones

El principal objetivo de este trabajo era conseguir diseñar una estructura de recarga para vehículos eléctricos que fuese viable ubicada en un área de servicio de carretera existente dentro del Puerto de Santa María. Para ello se decidió emplear el uso de la recarga rápida y ultra rápida y de esta forma poder reducir el tiempo de recarga a lo mínimo y facilitar el uso al mayor número de usuarios posibles mientras estos podían parar a tomar un refresco o un café en el área de servicio.

Como se ha podido demostrar un proyecto de esta magnitud presenta una serie de inconvenientes. Para empezar, hay que tener en cuenta que el uso de cargadores con recarga ultra rápida y rápida implican una elevada demanda de potencia que oscila entre los 180 kW y los 94 kW por punto de recarga respectivamente. En consecuencia, el uso simultáneo de estos puede implicar un problema para la red eléctrica si no se dispone de una instalación como la que se ha detallado en este trabajo o de características superiores, ya que en nuestro caso también se debe alimentar otros factores como son el área de servicio o el alumbrado de la electrolinera. Por este motivo muchos proyectos llevados a cabo en España con unas características similares, directamente se ha optado trabajar con empresas del sector de las energías como puede ser Repsol, Iberdrola o Endesa, ya que estas tienen la capacidad de resolver el problema de demanda energética del que requieren proyectos de esta escala.

Otro aspecto importante a destacar como conclusión de este proyecto es el dotamiento de módulos fotovoltaicos para reducir el consumo de red. Pese a ser una solución válida, para poder reducir un alto porcentaje el consumo a red eléctrica de instalaciones con una elevada potencia como la de este proyecto, se necesita una gran dimensión de módulos fotovoltaicos y un gran sistema de almacenamiento de baterías. Por lo tanto, esto implicaría disponer de unas grandes dimensiones de terreno donde poder establecer algo parecido a un parque fotovoltaico y encarecería bastante el proyecto. De todas formas, se debería de realizar un estudio de viabilidad económica para ver en cuantos años se podría amortizar gran parte del proyecto teniendo en cuenta la reducción de consumo a red que supondría.

Bajo mi punto de vista, sí que es cierto que se ha dado un paso muy importante en la tecnología de recarga de coches eléctricos, pero a día de hoy, España sigue estando a la cola de la mayoría de los países europeos. El futuro de las estaciones de recarga pasa antes por aumentar el número de infraestructuras de recarga con velocidad de recarga media y una potencia por estación de recarga de 20-22kW, y sobre todo fomentar más la venta del vehículo eléctrico. Las estaciones de recarga rápida y ultra rápida como la de este proyecto serán más puntuales a lo largo de la geografía nacional y hasta que la red eléctrica no esté preparada para una demanda tan elevada de energía no se podrá explotar esta opción.

Finalmente he de añadir que realizar este proyecto de final de máster me ha abierto un mundo que desconocía dentro del sector del vehículo eléctrico y de la energía, ya que prácticamente es algo que todo el mundo tiene en mente como el siguiente paso dentro del sector automovilístico y gracias a este trabajo he conocido desde dentro todo lo que conforma este sector, y la gran infraestructura que le rodea.

9.2. Líneas futuras

Como línea futura sería muy interesante la introducción de energía eólica a la electrolinera mediante aerogeneradores. De esta forma se podría depender menos de la red eléctrica para un proyecto de esta magnitud. Esta idea es muy interesante porque en el sur de España se tienen rachas de viento prácticamente todos los días del año por lo que se podría aprovechar esta energía eólica sin ningún impedimento. Debido a la limitación del emplazamiento se podría optar por instalar un único aerogenerador de mayor tamaño, como puede ser el aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra [106], que se encuentran funcionando entre otros lugares, en Tecnun (San Sebastián)



Figura 86. Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra [106]

Otro punto muy interesante para la electrolinera podría ser la creación de una aplicación para controlar el estado del sistema de almacenamiento y control. Como se comentó durante la realización del proyecto, el hecho de seleccionar una batería y un regulador con Bluetooth era para esta finalidad ya que se tenía en mente, pero por tiempo no ha dado tiempo realizar el diseño o boceto de como sería la aplicación. Gracias a esta se podría saber en todo momento el nivel de carga que tiene el sistema de almacenamiento lo cual es muy útil para días en los que no haya sol, y también se podría conocer el estado de las baterías por si alguna se rompe y el estado de los reguladores entre otras funcionalidades.

Destacar también que para llevar a cabo la realización de este proyecto sería necesario el cálculo del conexionado de las baterías como se comentó durante la realización del mismo, pero que por razones de la magnitud y tiempo no se ha podido realizar. Por los mismos motivos habría que calcular la viabilidad económica del proyecto, aunque personalmente creo que es un proyecto bastante caro para una ciudad con esta renta per cápita y también porque como se comentó en el apartado anterior primero se debería dar prioridad al aumento de infraestructuras de recarga media-rápida.

Otro punto importante a mejorar de cara al futuro dentro del sector son las tarifas de recarga, ya que hay que tener en cuenta que estas no están reguladas y que cada estación de recarga puede emplear el precio por kW/h que considere oportuno. Si es verdad que actualmente este

precio está estandarizado entre los 0.25-0.5€ el kW/h, pero el sector de las energías es muy volátil y estas tarifas podrían aumentar con el aumento de la demanda de estas estaciones de recarga ya que el uso de vehículos eléctricos crece exponencialmente cada año.

Por último, otro punto importante será el futuro de las baterías que emplean los vehículos eléctricos, ya que se está trabajando en muchos tipos de prototipos de baterías con materiales varios que pueden presentar una serie de características que impliquen menos tiempos de recarga o más autonomía para los vehículos.

10. Glosario

A – Amperio
AC – Corriente Alterna
Ah – Amperios/hora
AT – Alta Tensión
BEV – Vehículo eléctrico de batería
BT – Baja Tensión
CdTe – Telurio de Cadmio
CIS - Diseleniuro de cobre e indio
CDP – Controlador dinámico de potencia
CGBT – Cuadro General de Baja Tensión
CGP – Cuadros generales de protección
CS – Cuadros Secundarios
CT – Centro de Transformación
C/C – Cuadro de contadores
DC – Corriente Continua
EREV – Vehículo eléctrico de autonomía extendida
EERR – Energías renovables
FCEV – Vehículo eléctrico de pilas de hidrogeno
HEV – Vehículo híbrido
ICE – Vehículos de combustión interna
IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
ITC – Instrucciones Técnicas Complementarias
kg – Kilogramos
kW – Kilovatio
kWh – Kilovatios hora
kWp – pico de Kilovatios
LiFePO4 – Hidro-Fosfato
Li-ion – Ion de litio
mm – Milímetros
MAT – Muy Alta Tensión
MHEV – Vehículo híbrido eléctrico ligero o microhíbridos
MT – Media Tensión
OCP – Open Charge Point Protocol
PCT – Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red
PER – Plan de Energías Renovables en España
PHEV – Vehículo híbrido enchufable
PR – Performance Ratio
REBT – Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
REE – Red Eléctrica de España
SAVE – Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico
SPCR – Sistema de pararrayos externo
TFM – Trabajo de Fin de Máster
TIR – Tasa Interna de Retorno/ Tasa Interna de Rentabilidad
V – Voltio
VAN – Valor Actual Neto
VE – Vehículo Eléctrico
V2H – Vehicle to Home
V2V – Vehicle to Vehicle
W – Vatio
 Ω – Ohmios

11. Bibliografía

[1] *Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución* [en línea] [consulta: 17 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/1-6-insostenibilidad-del-sistema-energetico-y-vias-de-solucion/>

[2] *Calidad y Evaluación Ambiental* [en línea] [consulta: 17 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/default.aspx>

[3] GARCÍA, Raúl. Presente y futuro de la energía fotovoltaica en España [en línea]. *Blog de AEQ*, 30 de junio de 2021 [consulta: 19 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.aeqenergia.com/index.php/blog/presente-y-futuro-de-la-energia-fotovoltaica-en-espana>

[4] *Red Eléctrica de España* [en línea] [consulta: 19 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.ree.es/es>

[5] Asociación de empresas de eficiencia energética, *Infraestructura de Recarga del Vehículo Eléctrico* [en línea], Madrid, [consulta: 19 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.asociacion3e.org/documento/infraestructura-de-recarga-del-vehiculo-electrico>

[6] *Legislación sobre el vehículo eléctrico* [en línea] [consulta: 21 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.lugenergy.com/legislacion-sobre-el-vehiculo-electrico/>

[7] *Regulaciones* [en línea] [consulta: 21 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/regulaciones/>

[8] *Cambio Climático* [en línea] [consulta: 23 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/cambio-climatico/>

[9] *Ya en marcha las ayudas del Plan Moves III* [en línea] [consulta: 23 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.ocu.org/coches/coches/noticias/ayudas-plan-moves-iii>

[10] Red Eléctrica de España, *Las energías renovables en el sistema eléctrico español* [en línea], Madrid, [consulta: 19 de febrero de 2022] Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/aldia>

[11] ¿QUÉ ES LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y CÓMO FUNCIONA? [en línea] [consulta: 28 de febrero de 2022] Disponible en: https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/?_adin=02021864894

[12] *Efecto fotovoltaico* [en línea] [consulta: 28 de febrero de 2022] Disponible en: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico>

[13] Autosolar. Efecto fotovoltaico [en línea]. *Blog de Autosolar*, 16 de diciembre de 2020 [consulta: 01 de marzo de 2022] Disponible en: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/efecto-fotovoltaico>

- [14] *Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas* [en línea] [consulta: 28 de febrero de 2022] Disponible en: <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>
- [15] Díaz Corcobado, Tomás, Carmona Rubio, Guadalupe (2018). Componentes de una instalación solar fotovoltaica (1ª Ed.). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (págs. 1-24), McGraw-Hill Education, Disponible en: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448614488.pdf>
- [16] *La energía solar vuelve por sus fueros y superará por primera vez los 200GW instalados en 2022* [en línea] [consulta: 01 de marzo de 2022] Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-energia-solar-vuelve-por-sus-fueros-y-superara-por-primera-vez-los-200gw-instalados-en-2022/>
- [17] *Panorama del precio de electricidad* [en línea] [consulta: 02 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/panorama/espana-en-2022-crece-la-produccion-de-20220302>
- [18] *RESUMEN DATOS SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA 2021* [en línea] [consulta: 01 de marzo de 2022] Disponible en: <https://retecso.com/resumen-datos-sector-electrico-en-espana-2021/>
- [19] *Energía solar, 10 predicciones para 2022* [en línea] [consulta: 01 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-solar/energia-solar-10-predicciones-para-2022>
- [20] *GRIDSERVE opens UK's first Electric Forecourt* [en línea] [consulta: 02 de marzo de 2022] Disponible en: <https://gridserve.com/2020/12/06/gridserve-opens-uks-first-electric-forecourt/>
- [21] *Estación de recarga para vehículos eléctricos mediante energía solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo* [en línea] [consulta: 02 de marzo de 2022] Disponible en: https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Incentivos/PE%2001%20ELECTROLINERA%20CON%20EERR_COSTA%20DE%20ANDARAX.pdf
- [22] *SMARTFLOWER POP-E* [en línea] [consulta: 02 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.solaen.es/smartflower-pop-e-tecnologia-punta-e-innovador-diseno>
- [23] *Estaciones de supercargadores Tesla* [en línea] [consulta: 02 de marzo de 2022] Disponible en https://www.tesla.com/es_ES/supercharger
- [24] *Aspectos básicos de la electricidad* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>

- [25] Conejo J, Antonio (2007). El sistema eléctrico (1ª Ed.). *Instalaciones eléctricas* (págs. 1-35) McGraw-Hill Education, Disponible en: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/844814807X.pdf>
- [26] *El sistema eléctrico español marca en 2021 un nuevo mínimo histórico de emisiones* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://elpais.com/economia/2022-01-06/el-sistema-electrico-espanol-marca-en-2021-un-nuevo-minimo-historico-de-emisiones.html>
- [27] Gabinete de Prensa del Grupo de Red Eléctrica, *La eólica se convierte en la principal fuente de generación de energía eléctrica en España en 2021* [en línea], Madrid, [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/12/la-eolica-se-convierte-en-la-principal-fuente-de-generacion-de-energia-electrica-en-espana-en-2021>
- [28] *Tipos de coches eléctricos* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://movilidadelectrica.com/tipos-coches-electricos/>
- [29] *¿Qué es el KERS o freno regenerativo? Funcionamiento y características* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.motor.es/que-es/kers-freno-regenerativo>
- [30] *Anatomía de un coche eléctrico* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.motorpasion.com/coches-electricos/anatomia-coche-electrico-su-sencilla-mecanica-al-desnudo>
- [31] F. Del Pero, M. Delogu, and M. Pierini, "Life cycle assessment in the automotive sector: a comparative case study of internal combustion engine (ice) and electric car," *Procedia Structural Integrity*, vol. 12, pp. 521–537, 2018.
- [32] S. Gil and R. Prieto, "Eficiencia pozo a rueda de vehículos livianos a gnc."
- [33] T. R. Hawkins, B. Singh, G. Majeau-Bettez, and A. H. Strømman, "Comparative environmental life cycle assessment of conventional and electric vehicles," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 17, no. 1, pp. 53–64, 2013.
- [34] *Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: https://fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/evaluacion_impacto_integracion_coche_electrico
- [35] *Puntos de recarga rápida en España para coches eléctricos* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/puntos-recarga-rapida-espana-para-coches-electricos-donde-estan-que-precio-ofrecen>

- [36] *Electromovilidad* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.lavanguardia.com/motor/actualidad/20211222/7947404/real-decreto-gobierno-impulsar-puntos-recarga-publicos-2023.html>
- [37] *Guía de la Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (IRVE)* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.smartwallboxes.com/infraestructura-de-recarga-de-vehiculos-electricos/>
- [38] *Tipos de conectores de vehículos eléctricos* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: <https://thewallboxstore.com/es/info/tipos-de-conectores-de-vehiculos-electricos.html>
- [39] *Recarga del Vehículo Eléctrico* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: https://www.faen.es/batterie/Recarga_vehiculo_electrico.pdf
- [40] *Modos y tipos de carga de un vehículo eléctrico* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: <https://movilidadelectrica.com/modos-y-tipos-de-carga-de-un-vehiculo-electrico/>
- [41] *Somos Eléctricos* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: <https://somoselectricos.com/volvo-cars-prueba-nueva-tecnologia-carga-inalambrica/>
- [42] *La primera carretera que carga vehículos eléctricos por inducción ya está en pruebas* [en línea] [consulta: 03 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.motorpasion.com/tecnologia/primera-carretera-que-carga-vehiculos-electricos-induccion-esta-pruebas-adios-a-baterias-pesadas-cerca>
- [43] *Endesa pone en marcha en Pozuelo la mayor electrolinera de España* [en línea] [consulta: 05 de marzo de 2022] Disponible en: <https://material-electrico.cdcomunicacion.es/noticias/sectoriales/49380/endesa-pone-en-marcha-en-pozuelo-la-mayor-electrolinera-de-espana>
- [44] *Las 15 mayores compañías de infraestructura de recarga para coches eléctricos* [en línea] [consulta: 04 de marzo de 2022] Disponible en: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/15-mayores-companias-infraestructura-carga-coches-electricos/20190129162051024984.html>
- [45] Valenciacars. Estaciones de carga de vehículos eléctricos [en línea]. *Blog de Valenciacars*, 13 de febrero de 2022 [consulta: 05 de marzo de 2022] Disponible en: <https://valenciacars.blogspot.com/2022/02/estaciones-carga-vehiculos-electricos.html>
- [46] *Todo lo que debes saber sobre las redes de recarga de vehículos eléctricos en España* [en línea] [consulta: 05 de marzo de 2022] Disponible en: <https://movilidadelectrica.com/redes-de-recarga-de-vehiculos-electricos-en-espana/>
- [47] *La infraestructura de recarga de VE. Un mercado en desarrollo* [en línea] [consulta: 05 de marzo de 2022] Disponible en:

<https://www.hibridosyelectricos.com/opinion/joan-hinojo/infraestructura-recarga-ve-mercado-desarrollo/20200422152148034646.html>

[48] *Panel solar de ATERSA GS 450W A-450M* [en línea] [consulta: 15 de marzo de 2022] Disponible en: <https://atersa.shop/panel-solar-450w-a-450m-atersa-gs-m6x24/>

[49] Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red [en línea]. IDAE, 11 de julio de 2011 [consulta: 20 de marzo de 2022] Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

[50] González, Jaime. (2017). Diseño de una estación de servicio. UPM. Madrid (Junio 2017). Recuperado a partir de: https://oa.upm.es/47660/1/TFG_JAIME_GONZALEZ_LEON.pdf

[51] *Estructura soporte reforzada de aluminio para 3 placas solares en posición horizontal* [en línea] [consulta: 01 de abril de 2022] Disponible en: <https://atersa.shop/cve-estructura-3-modulos-72-celulas-30-grados/>

[52] *Batería LIFEPO4 SMART 12,8/300* [en línea] [consulta: 04 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.victronenergy.com.es/batteries/lithium-battery-12-8v>

[53] *Caseta CMT SOLAR 4800* [en línea] [consulta: 04 de abril de 2022] Disponible en: <http://www.consmetal.es/134800.html>

[54] *Regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar* [en línea] [consulta: 12 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.victronenergy.com.es/solar-charge-controllers>

[55] *Inversor Sun 3PLAY 40TL M480* [en línea] [consulta: 01 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.ingetteam.com/Download/2813/attachment/ingecon-sun-3play-tl-m-es.pdf.aspx>

[56] *Contador bidireccional CIRWATT B 410D* [en línea] [consulta: 03 de abril de 2022] Disponible en: <https://circuitor.com/productos/metering/>

[57] Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC [en línea]. BOE, 16 de marzo de 2022 [consulta: 23 de marzo de 2022] Disponible en: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC

[58] Guía Técnica de aplicación: Protecciones. Instalaciones de Puesta a Tierra [en línea]. 22 de Octubre de 2005 [consulta: 06 de abril de 2022] Disponible en: http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf

[59] *INGEREV® RAPID 50 Trio* [en línea] [consulta: 05 de abril de 2022] Disponible en: https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/movilidad-electrica/p15_58_164/ingerev-rapid.aspx

- [60] *INGEREV® RAPID 180 Trio* [en línea] [consulta: 05 de abril de 2022] Disponible en: https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/movilidad-electrica/p15_58_698/ingerev-rapid-120180.aspx
- [61] YUBA. Factores de pérdidas energéticas fotovoltaicas [en línea]. *Blog de YUBA*, 31 de marzo de 2015 [consulta: 19 de marzo de 2022] Disponible en: <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>
- [62] The Performance Ratio [consulta: 19 de marzo de 2022] Disponible en: https://www.pvsyst.com/help/performance_ratio.htm#:~:text=The%20Performance%20ratio%20is%20the,the%20available%20energy%20is%20E_Grid.
- [63] Cabal, Jesús. Los 13 coches eléctricos con más autonomía del mercado en 2022 [en línea]. *Movilidad eléctrica*, 17 de febrero de 2022 [consulta: 24 de marzo de 2022] Disponible en: <https://movilidadelectrica.com/coches-electricos-autonomia/>
- [64] Estación Meteorológica del Puerto de Santa María [en línea] [consulta: 24 de marzo de 2022] Disponible en: <http://meteopuerto.ddns.net/template/pages/station/climate.php?var=S>
- [65] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM [en línea] [consulta: 24 de marzo de 2022] Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [66] YUBA. Dimensionamiento del regulador de carga [en línea]. *Blog de YUBA*, 26 de diciembre de 2014 [consulta: 06 de abril de 2022] Disponible en: <http://www.yubasolar.net/2014/12/dimensionamiento-del-regulador-de-carga.html>
- [67] Atersa shop. ¿Cómo calcular cuántas baterías solares necesito en mi instalación solar? [en línea]. [consulta: 06 de abril de 2022] Disponible en: <https://atersa.shop/como-calcular-cuantas-baterias-solares-necesito-en-mi-instalacion-solar/>
- [68] Comprobación de los parámetros eléctricos del inversor [en línea]. [consulta: 12 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>
- [69] PGOU, Ayuntamiento del Puerto de Santa María. Disponible en: https://www.elpuertodesantamaria.es/pub/urbanismo/abr11/01memoria_general/memoria_informacion_007.pdf
- [70] Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. *Boletín Oficial del Estado*, de 19 de marzo de 2008, <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269>
- [71] *Al Voltalene H Compact | AL RH5Z1 | Fca* [en línea] [consulta: 03 de abril de 2022] Disponible en: <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Al-Voltalene-H-Compact-AL-RH5Z1-Fca>

- [72] Norma NI 56.80.02, "*Accesorios para cables subterráneos de tensiones asignadas 12/20 kV hasta 18/36 kV. Cables con aislamiento seco*". Disponible en: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Normativa_Iberdrola/iberdrola/ni_56_80_02.pdf
- [73] Norma UNE 20099:1990 APARAMENTA BAJO ENVOLVENTE. [en línea] [consulta: 12 de abril de 2022] Disponible en: <https://tienda.aenor.com/norma-une-20099-1974-n0016765>
- [74] Norma ENDESA FND003. [en línea] [consulta: 10 de abril de 2022] Disponible en: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Normativa_Sevillana/2_DOCUMENTOS_DE_REFERENCIA/2.1_Normas_ENDESA/fnd003.pdf
- [75] Norma NI 50.40.06. Conjunto compacto para centros de transformación. Iberdrola, Julio de 2009. [en línea] [consulta: 10 de abril de 2022] Disponible en: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/centrales-electricas-subestaciones/iberdrola/NI_50.40.06_4_jul09-.pdf
- [76] *Edificio prefabricado EHC* [en línea] [consulta: 19 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.se.com/es/es/product-category/3700-centros-prefabricados-media-tensi%C3%B3n-baja-tensi%C3%B3n/>
- [77] Norma NI 50.40.07, *Especificación Particular - Envoltentes prefabricadas de hormigón para Centros de Transformación Compactos, de Superficie. Maniobra exterior* Iberdrola, Mayo de 2019. [en línea] [consulta: 02 de abril de 2022] Disponible en: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/iberdrola/NI%2050.40.07_E04_may19-.pdf
- [78] *Celdas modulares de gama SM6* [en línea] [consulta: 19 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.se.com/es/es/product-range/970-sm624/>
- [79] *Celda SM6-24 DM1A* [en línea] [consulta: 19 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.se.com/es/es/product/SM62EDM1A62S20/celda-sm624-dm1a-630a-20ka-sepam-s20-bobina-230vca/>
- [80] *Celda SM6-24 GBC2C* [en línea] [consulta: 19 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.se.com/es/es/product/SM62EGBC2CT41/celda-sm624-gbc2c-400a-16ka-con-3-tis-y-3-tts/>
- [81] *Transformador trifásico elevador* [en línea] [consulta: 19 de abril de 2022] Disponible en: <https://imefy.com/>

- [82] Norma UNE 21538-1. Abril 2018. Transformadores trifásicos de distribución tipo seco. [en línea] [consulta: 02 de abril de 2022] Disponible en: https://www.en.aenor.com/_layouts/15/r.aspx?c=N0060031
- [83] Reglamento (UE) nº 548/2014 de la Comisión para transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes, *Boletín Oficial del Estado*, 21 de mayo de 2014 [en línea] [consulta: 02 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2014/152/L00001-00015.pdf>
- [84] *Interruptor magnetotérmico* [en línea] [consulta: 05 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.interempresas.net/Automocion/FeriaVirtual/Producto-Interruptor-magnetotermico-Circutor-69321.html>
- [85] UNE-EN 50102:1996. Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos. Julio 1996. [en línea] [consulta: 02 de abril de 2022] Disponible en: https://www.en.aenor.com/_layouts/15/r.aspx?c=N0060031
- [86] *CIRCUTOR Soluciones para protección y monitorización de parques FV* [en línea] [consulta: 10 de abril de 2022] Disponible en: http://docs.circutor.com/docs/CT_CombinerBox_ES.pdf
- [87] *Controlador dinámico de potencia* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: [https://circutor.com/productos/energias-renovables/kits-autoconsumo-instantaneo/product/E51002./](https://circutor.com/productos/energias-renovables/kits-autoconsumo-instantaneo/product/E51002/)
- [88] *Analizador de redes trifásico CVM-Mini* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: <https://circutor.com/productos/medida-y-control/analizadores-de-redes-fijos/product/M520F1/>
- [89] *Transformadores trifásicos MC3* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: https://circutor.com/docs/MC1-MC3_SP_Dip_LR.pdf
- [90] *EXZHELLENT XXI RZ1-K Cu* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: [http://www.cabletelandalucia.com/assets/rz1k-\(as\)-general-cable.pdf](http://www.cabletelandalucia.com/assets/rz1k-(as)-general-cable.pdf)
- [91] *Interruptor diferencial para protección de puntos de recarga* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: https://circutor.es/docs/DP_IDA-EV_ES.pdf
- [92] Norma IEC 62955:2018 Standard para la carga de VE, Marzo 2018. [en línea] [consulta: 11 de abril de 2022] Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/32963>
- [93] *Descargador unipolar de tipo 1 (gama CSH) de la empresa Cirprotect* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: <http://www.cirprotect.com/es/Sobretensiones/Protectores-contra-sobretensiones-transitorias-DPS/Red-electrica-segun-IEC-carril-DIN/Tipo-1-Clase-I/Formato-monobloc/CSH>

- [94] *Contador CIRWATT* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: <https://circuitor.com/productos/metering/contadores-facturacion/>
- [95] *Elementos de proteccion REVALCO* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: <https://www.revalco.es/>
- [96] UNE-EN 50550:2012 Dispositivos de protección contra sobretensiones a frecuencia industrial para usos domésticos y análogos (POP). Noviembre 2012. [en línea] [consulta: 05 de abril de 2022] Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/32963>
- [97] Surya Santoso and Wayne Beaty. (2018). *Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition*. McGraw-Hill Education. ISBN: 9781259642586
- [98] Madrid Vicente, Antonio. (2019). *Energía solar fotovoltaica y térmica. Manual técnico*. AMV Ediciones. ISBN-10: 8412095480
- [99] Norma UNE HD 60364-4-43 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Febrero 2013. [en línea] [consulta: 07 de abril de 2022] Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/32963>
- [100] Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría. UNESA [en línea] [consulta: 13 de abril de 2022] Disponible en: http://nol.infocentre.es/ictnol/pdf/CENTROS_TRANSFORMACION.pdf
- [101] *Prysun 1,5/1,5 kV| H1Z2Z2-K | Eca* [en línea] [consulta: 08 de abril de 2022] Disponible en: <https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infraestructures/Prysmian-Prysun-1-5-1-5-kV-H1Z2Z2-K-Eca>
- [102] Norma UNE-EN 50618:2015. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos. Marzo 2015. [en línea] [consulta: 05 de abril de 2022] Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/32963>
- [103] Norma IEC 62930:2017. Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC. Diciembre 2017. [en línea] [consulta: 05 de abril de 2022] Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/32963>
- [104] *ACS Recycling* [en línea] [consulta: 22 de abril de 2022] Disponible en: <https://acsrecycling.es/>
- [105] Generador de precios de la construcción, España, *CYPE Ingenieros, S.A* [en línea] [consulta: 24 de abril de 2022] Disponible en: <http://www.generadordeprecios.info/>
- [106] KLIUX Energies, *Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra* [en línea] [consulta: 24 de abril de 2022] Disponible en: <http://www.kliux.com/productos/aerogenerador-de-eje-vertical/>

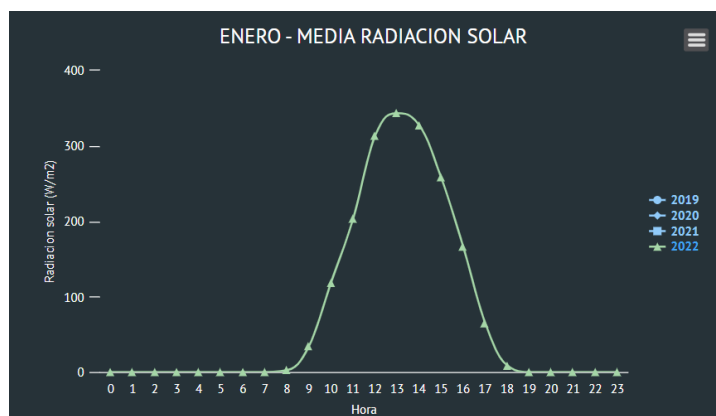
12. Anexos

Anexo I - Cálculo de la radiación solar

Se calcula la media del mes considerando solamente de las horas diurnas en cada mes ya que por ejemplo en enero se tienen menos horas solares que en junio.

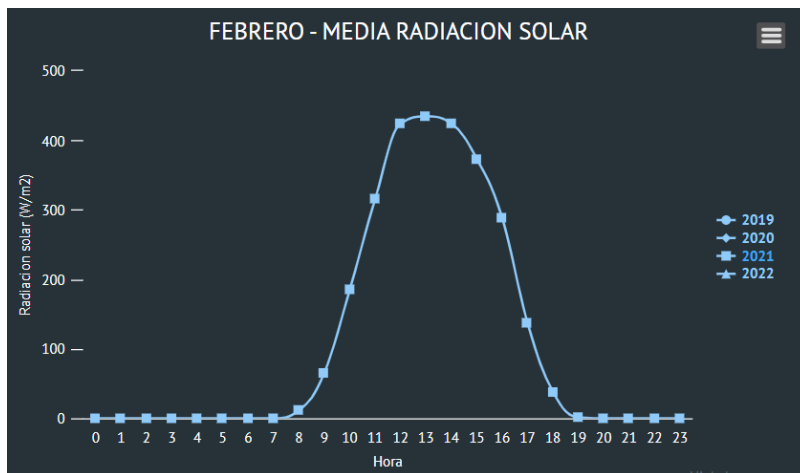
- **ENERO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	3,4
9:00	40,9
10:00	118,1
11:00	199,2
12:00	285,4
13:00	344,2
14:00	339,3
15:00	294,5
16:00	198,1
17:00	79,3
18:00	12,7
Media	174,1



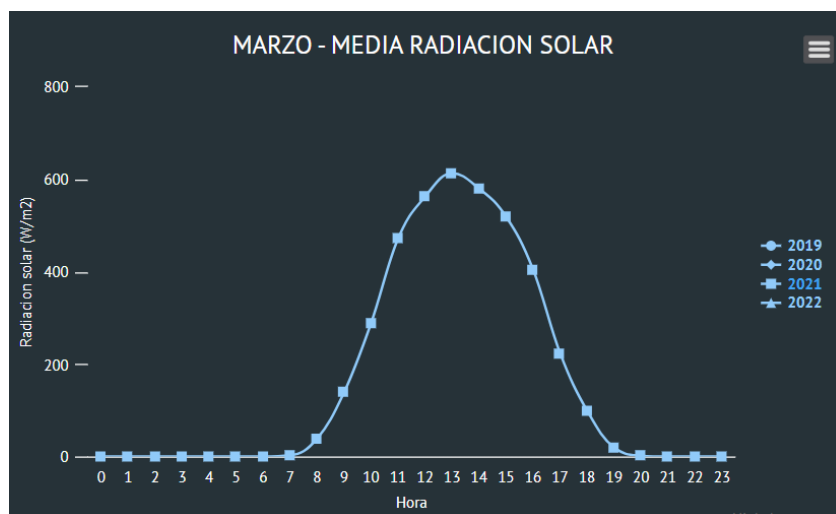
- **FEBRERO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	11,2
9:00	65,7
10:00	184,9
11:00	315,4
12:00	423,9
13:00	434,4
14:00	424,2
15:00	373,5
16:00	288,5
17:00	137,2
18:00	38,1
Media	245,181818



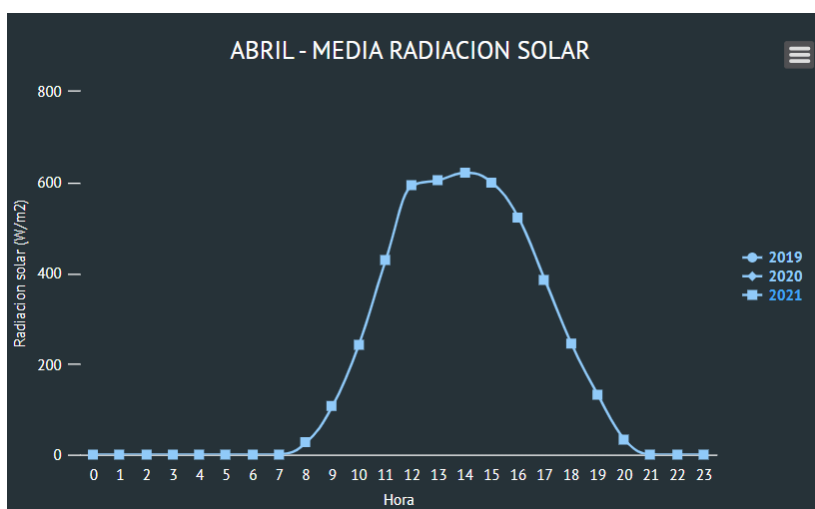
- **MARZO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	38,7
9:00	139
10:00	289
11:00	471,9
12:00	562,5
13:00	612,9
14:00	580
15:00	519,1
16:00	405
17:00	224
18:00	99,5
19:00	19,6
Media	330,1



- **ABRIL – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

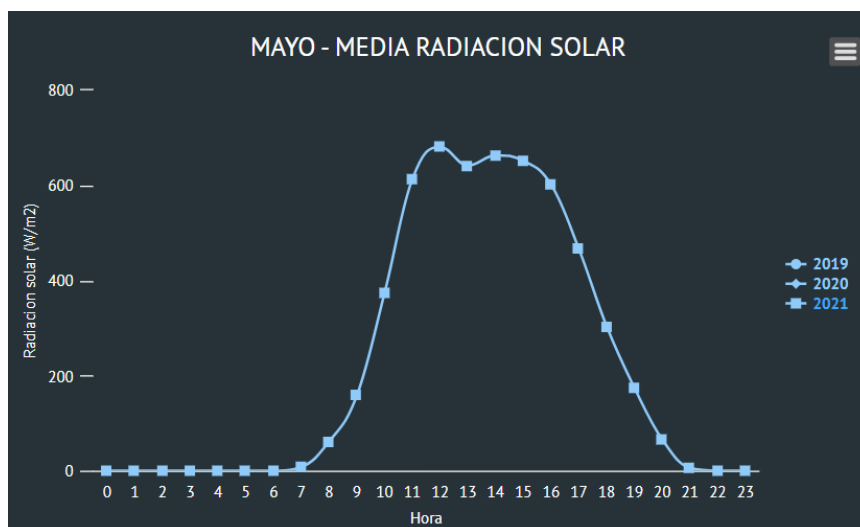
Hora	Radiación
8:00	26,2
9:00	107,2
10:00	243,2
11:00	427,7
12:00	593
13:00	604,7
14:00	621
15:00	599,8
16:00	523
17:00	385,4
18:00	244,5
19:00	131,3
20:00	33,4
Media	349,261538



- **MAYO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

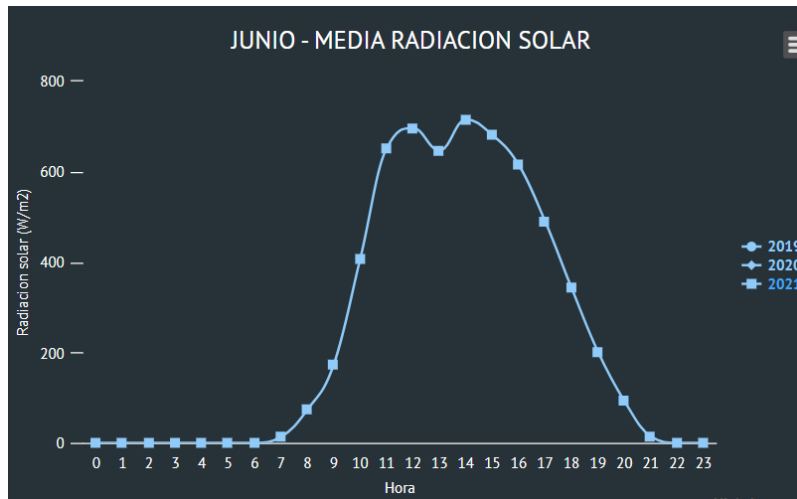
Hora	Radiación
7:00	8,1
8:00	61,4
9:00	158,4
10:00	374,2
11:00	613,4
12:00	680,7
13:00	641,7
14:00	663,3
15:00	651,4
16:00	601,1
17:00	466
18:00	303,5
19:00	174,2

20:00	65,8
21:00	6
Media	364,613333



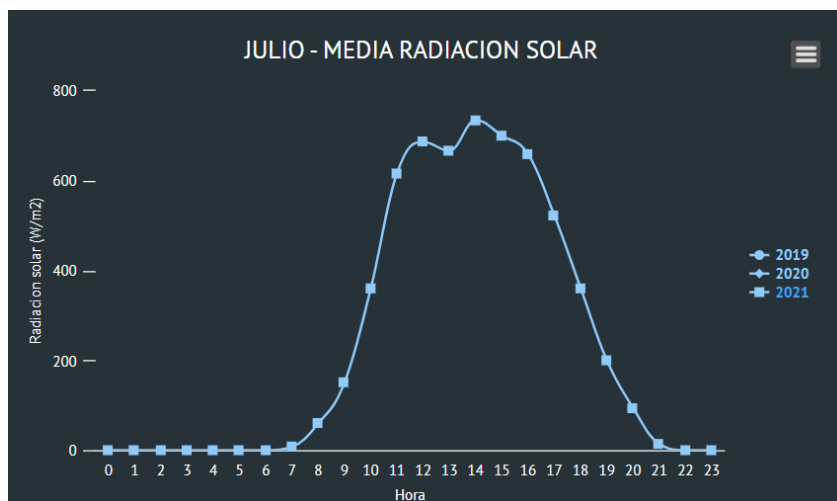
- **JUNIO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
7:00	13,6
8:00	73,7
9:00	174,3
10:00	408
11:00	652,1
12:00	696,4
13:00	646,7
14:00	715,5
15:00	681,2
16:00	615,3
17:00	490,2
18:00	342,9
19:00	201,8
20:00	92,8
21:00	14,6
Media	387,94



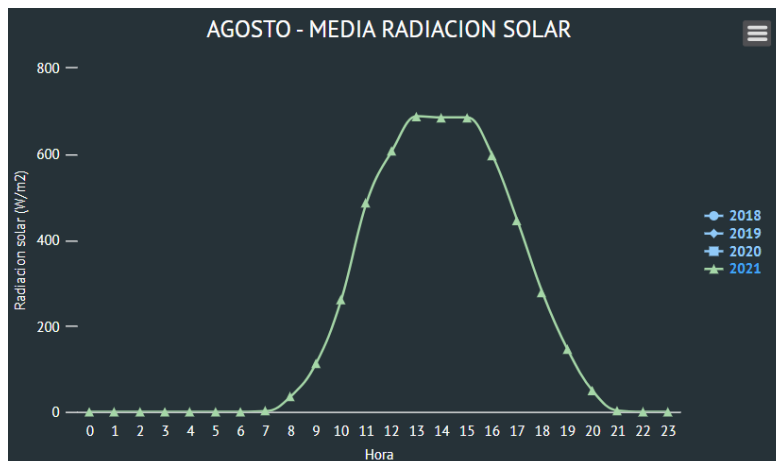
- **JULIO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
7:00	7,9
8:00	59,7
9:00	151
10:00	359,5
11:00	616,4
12:00	686,1
13:00	666,6
14:00	734,4
15:00	700
16:00	659
17:00	522,6
18:00	361,4
19:00	200,1
20:00	94,5
21:00	14
Media	388,88



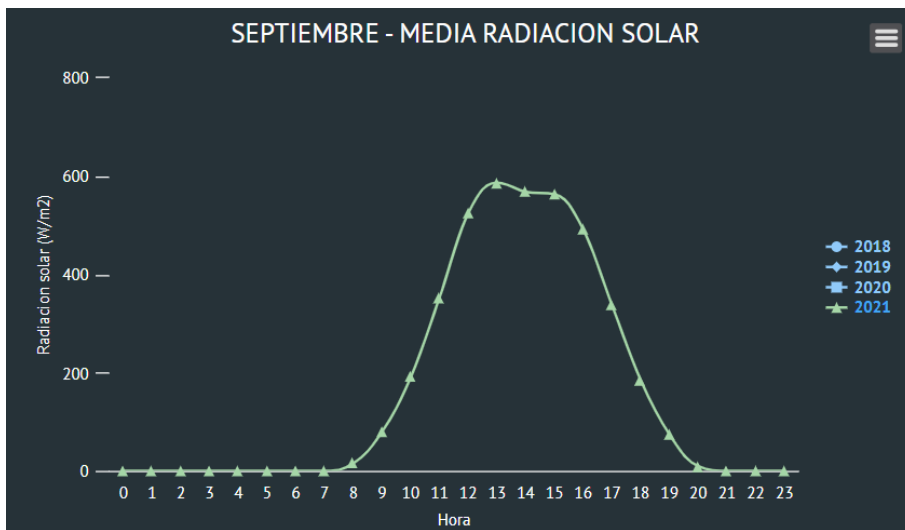
- **AGOSTO – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	36,8
9:00	113,5
10:00	262,1
11:00	486,9
12:00	606,4
13:00	688,3
14:00	685,4
15:00	685,5
16:00	597,8
17:00	445,3
18:00	277,2
19:00	144,9
20:00	48,3
Media	390,646154



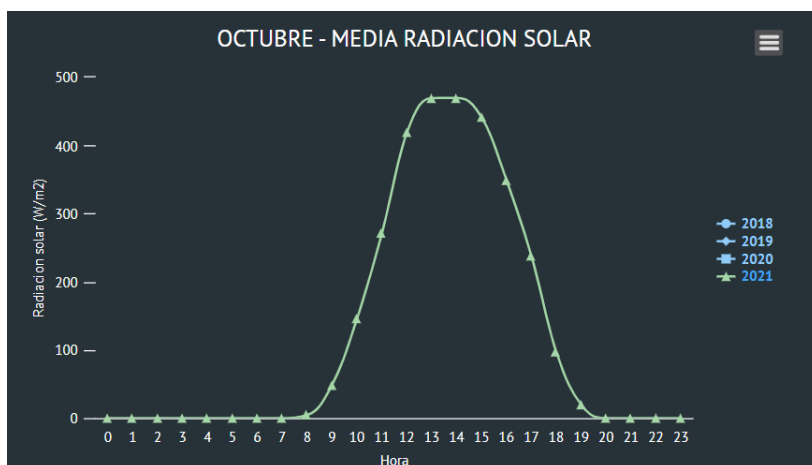
- **SEPTIEMBRE – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	15,8
9:00	79,9
10:00	191,5
11:00	353,2
12:00	525,1
13:00	586,7
14:00	568
15:00	563,3
16:00	491,3
17:00	337,2
18:00	184,4
19:00	74
20:00	9,5
Media	306,146154



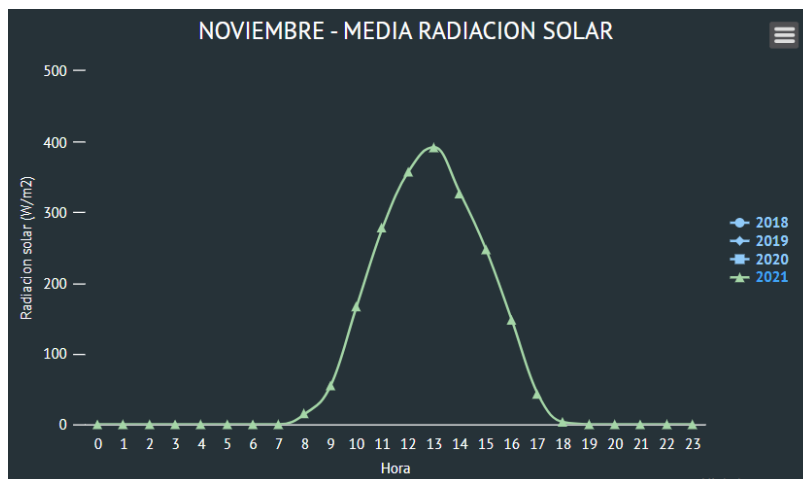
- OCTUBRE – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	4,5
9:00	48,7
10:00	145,6
11:00	271,3
12:00	418,5
13:00	469,5
14:00	469,7
15:00	441,4
16:00	349,6
17:00	238
18:00	97,2
19:00	19,7
Media	247,808333



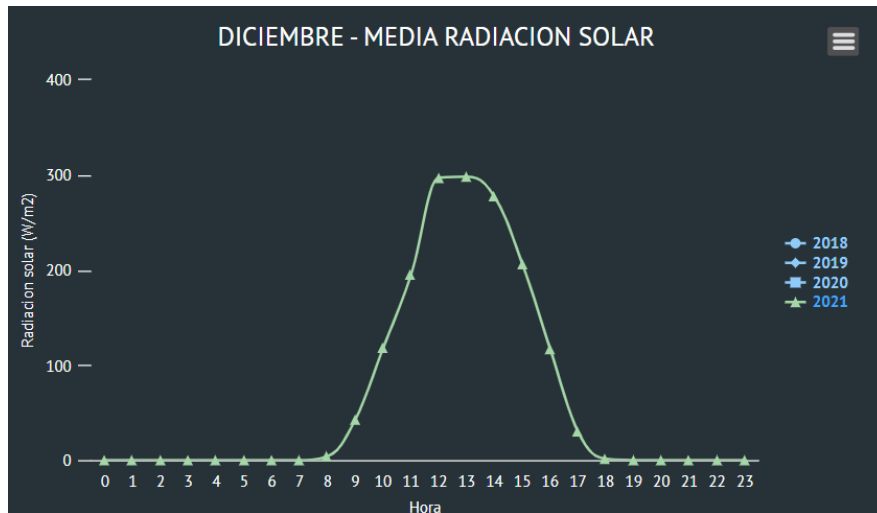
- **NOVIEMBRE – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

Hora	Radiación
8:00	14,9
9:00	55,2
10:00	167
11:00	277,8
12:00	357,6
13:00	392
14:00	327,1
15:00	247,6
16:00	147,4
17:00	43,4
18:00	3
Media	184,818182



- **DICIEMBRE – MEDIA RADIACION SOLAR POR HORAS**

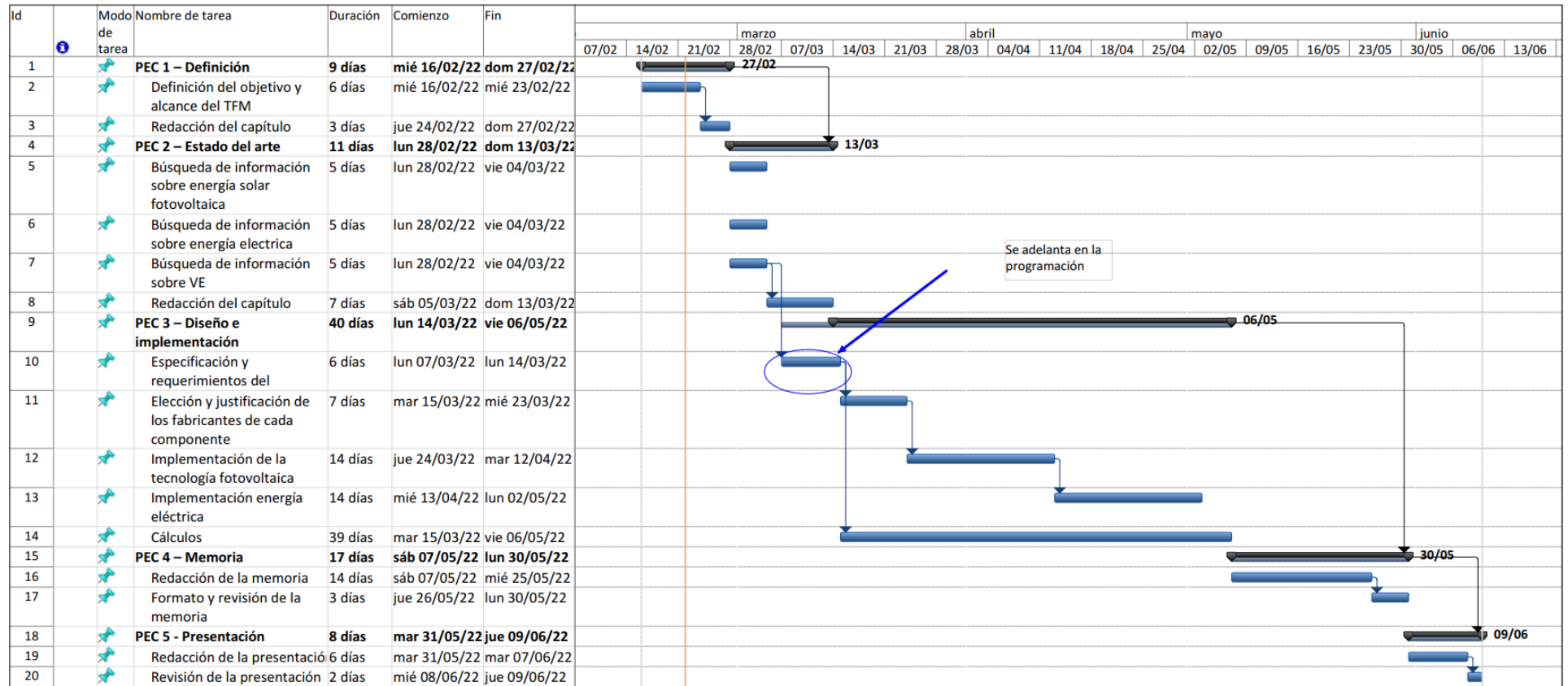
Hora	Radiación
8:00	4,1
9:00	42,7
10:00	118,2
11:00	194,9
12:00	297,3
13:00	298,2
14:00	277,1
15:00	206,5
16:00	117,1
17:00	29,9
Media	158,6



• **RESUMEN ANUAL**

Mes	Media radiación solar diurna	Temperatura media (°C)	T_{cel} (°C)	Pérdidas (%)
Enero	174,1	13,13	33,26	2,9
Febrero	245,2	14,53	55,22	10,64
Marzo	330,1	15,26	63,01	13,4
Abril	349,3	17,13	48,13	8,14
Mayo	364,6	19,92	48,8	8,37
Junio	387,94	21,62	52,65	9,73
Julio	388,88	23,96	52,5	9,68
Agosto	390,65	23,95	49,9	8,76
Septiembre	306,15	22,84	48,9	8,41
Octubre	247,81	20,98	42,8	6,3
Noviembre	184,82	14,3	44,52	6,9
Diciembre	158,6	14,54	32,73	2,7
ANUAL	294,01	18,51	47,7	8

Anexo II – Diagrama de Gantt



Anexo III – Especificaciones técnicas de los componentes

1. **Modulo fotovoltaico ATERSA-A-450-M**
2. **Estructura soporte reforzada 30° para 3 y 4 paneles solares en horizontal ATERSA**
3. **Marquesinas**
4. **Batería LIFEPO4 SMART 12,8/300**
5. **Regulador MPPT 250V 85A Victron Smart Solar**
6. **Inversor Sun 3PLAY 40TL M480**
7. **Contador bidireccional CIRWATT B 410D**
8. **Cargador INGEREV® RAPID 50 Trio**
9. **Cargador INGEREV® RAPID 180 Trio**
10. **Caseta CMT SOLAR 4800 del fabricante Consmetal**
11. **Conductor Al Voltalene H Compact AL RH5Z1**
12. **Edificios prefabricados de hormigón serie EHC**
13. **Celdas RM6**
14. **Centro de maniobra compacto 24 kV Serie ECS-24**
15. **Conductor Prysun H1Z2Z2-K del fabricante Prysmian**

A-450M

Mono PERC 144 Half-Cell
430-450 Wp



Alta **eficiencia** de **20,7%**



Excelente **rendimiento** con baja irradiancia



Alta **resistencia** PID



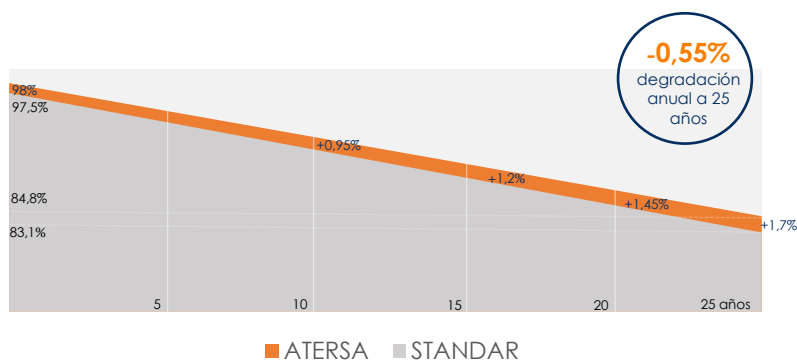
Doble control de **calidad**



Mayor **potencia** a 25 años



GARANTÍA LINEAL DE RENDIMIENTO



Garantía de producto
ATERSA-España



Garantía lineal de
rendimiento



www.ateresa.com

P.I. El Olival, Ribarroja del Turia.
C/ A Nave 6 D y E
Valencia, España.



Características eléctricas

	A-425M	A-430M	A-435M	A-440M	A-445M	A-450M
Potencia Máxima (Pmax)	425 Wp	430 Wp	435 Wp	440 Wp	445 Wp	450 Wp
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.50 V	40.70 V	40.90 V	41.10 V	41.30 V	41.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	10.50 A	10.57 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48.30 V	48.50 V	48.70 V	48.90 V	49.10 V	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11.23 A	11.31 A	11.39 A	11.46 A	11.53 A	11.60 A
Eficiencia del Módulo (%)	19,55	19,78	20,01	20,24	20,47	20,70
Tolerancia de Potencia (W)						0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)						20
Máxima Tensión del Sistema (IEC)						DC 1.000 V / DC 1.500V (**)
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)						45±2

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m2, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.

Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).

Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

(**) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

Especificaciones mecánicas

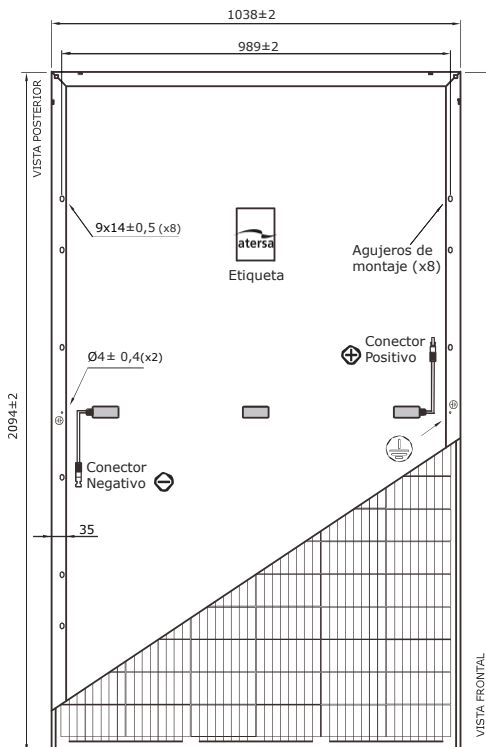
Dimensiones (± 2.0 mm.)	2094x1038x35 mm
Peso (± 0.5 kg)	24.0 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)*	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB/ 166 x 83 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1200 mm. /4 mm²/Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Dimensiones mecánicas



El dibujo no está a escala

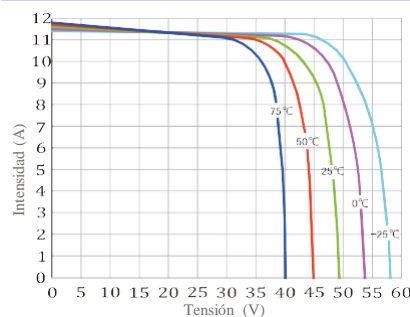
Características de temperatura

Coefficiente Temp. de Isc (TK Isc)	0.049 % /°C
Coefficiente Temp. de Voc (TK Voc)	-0.271 % /°C
Coefficiente Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.352 % /°C
Reducción eficiencia (200W/m2 25°C)	< 5%
Temperatura de funcionamiento	-40 a +85 °C

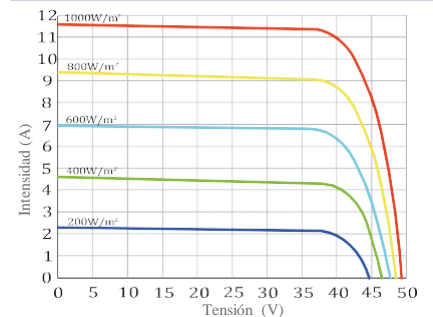
Embalaje

Módulos/palé	31
Palés/contenedor 40' HQ	22
Módulos/contenedor 40' HQ	748
Palés/contenedor 20'	10
Módulos/contenedor 20'	310

I-V Temperatura

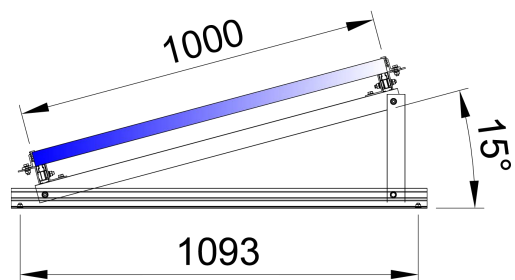
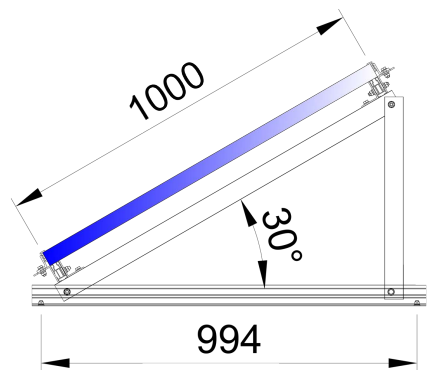


I-V Irradiación

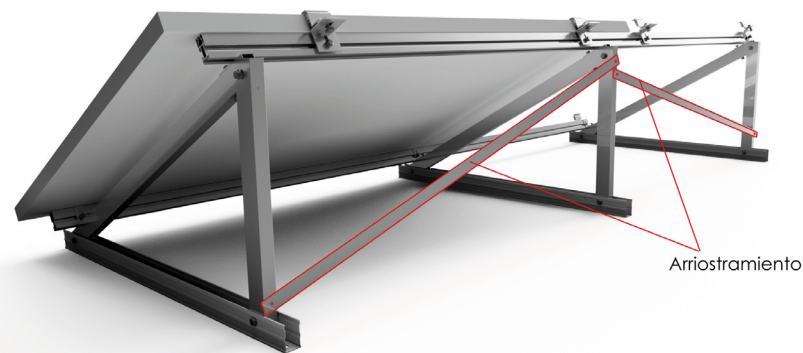


11H

Soporte inclinado cerrado para cubierta de chapa metálica, horizontal



Distancia máxima entre pórticos: ≤2050 mm.



Arriostramiento

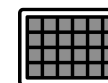
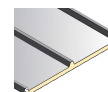


Válido para:

- Todo cubierta de chapa metálica, subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soporte premontado.

- Tornillería de anclaje NO incluida

Disponibilidad de tuercas antirrobo.
Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.



1650/2000x1000



El kit incluye:

Triángulos 11H
Perfiles G1
Uniones UG1
Presores laterales
Presores centrales
Arriostramientos

Número de paneles

Horizontal: de 1 a 3 módulos
Inclinaciones: 15° y 30°



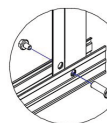
Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.



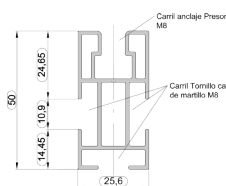
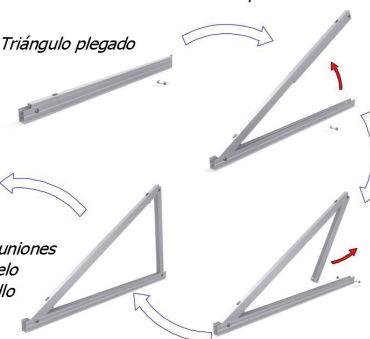
Montaje Triángulo

Despliegue fácil del triángulo hasta su posición final

Triángulo plegado

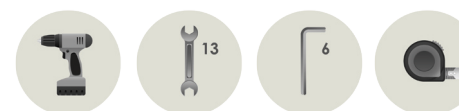


Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10



Perfil compatible: G1

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Viento 150 Km/h

MATERIALES Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
TORNILLERÍA Tornillería acero inoxidable A2-70

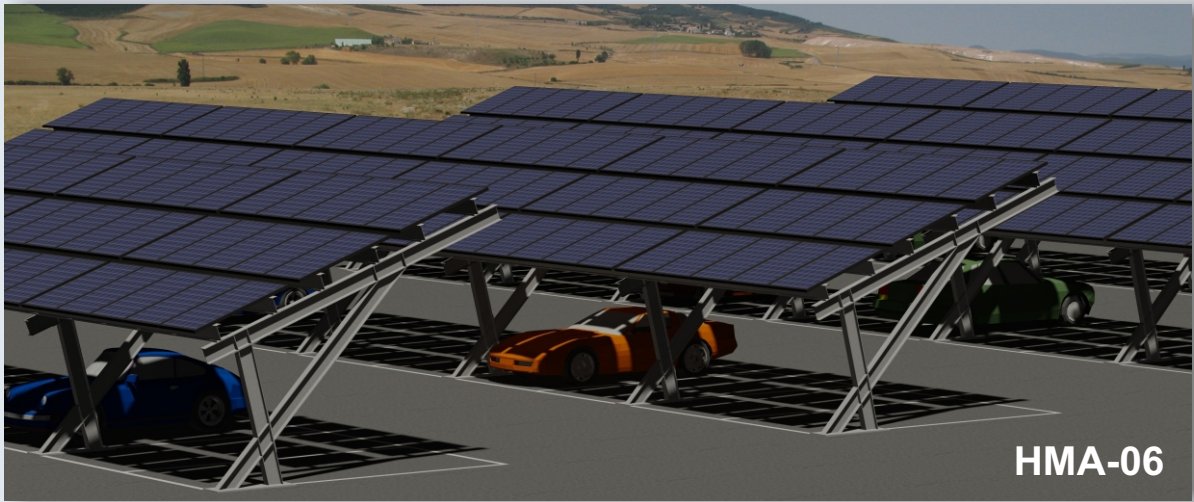
-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
-Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar

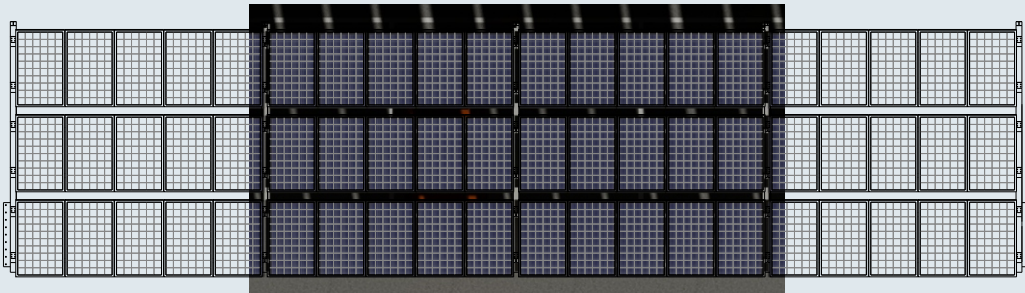
Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

ESTRUCTURA SOLAR DE MARQUESINAS PARA APARCAMIENTO HMA-06

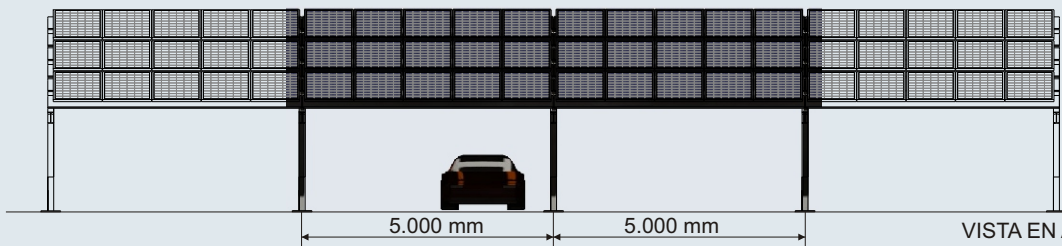
ESTRUCTURA SOLAR PARA MARQUESINAS PARA APARCAMIENTO.



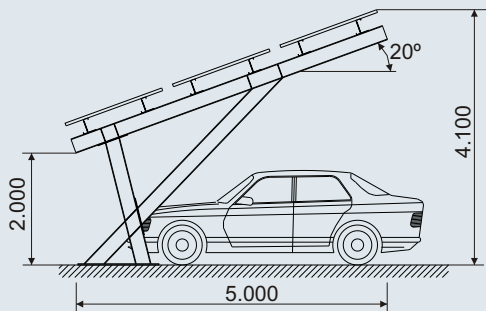
VISTA EN PERSPECTIVA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.



VISTA EN PLANTA.

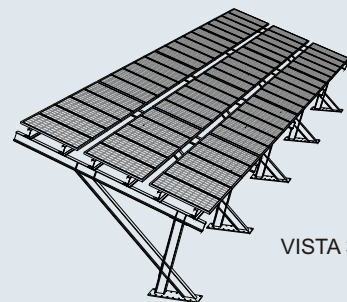


VISTA EN ALZADO.



Dimensiones en mm

VISTA LATERAL.



VISTA 3D.



Gestamp
Solar Steel

Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

ESTRUCTURA SOLAR DE MARQUESINAS PARA APARCAMIENTO

HMA-06

1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS MARQUESINAS.

- Todos los elementos que conforman las marquesinas se pueden suministrar en acero de calidad S235, S275JR o S355JR.
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras posteriores al proceso de acabado.
- Todos los elementos estructurales así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión según UNE-EN ISO1461.
- Los elementos galvanizados presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la norma UNE-EN ISO 14.713, en función del tipo de ambiente al que se encuentran expuestos.
- Son perfectamente adaptables a diferentes dimensiones de aparcamiento, siendo las dimensiones básicas de 5 m x 5 m (dos plazas de aparcamiento estándar).
- Son adaptables a cualquier dimensión de panel solar fotovoltaico, y se pueden instalar tanto en vertical como en horizontal.

2.- HIPÓTESIS DE CARGAS CONSIDERADAS EN EL DISEÑO Y CÁLCULO DE LAS TIPOLOGÍAS ESTRUCTURALES.

- Carga de Peso Propio.
(Paneles + estructura).
- Carga de Nieve.
(Según norma de calculo en función de las necesidades y ubicación de la obra).
- Carga de Viento considerada.
(Según norma de calculo en función de las necesidades y ubicación de la obra).

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification



Nº 7001678

Estructura Fabricada por:

HIERROS Y APLANACIONES, S. A.

Polígono Industrial de Cancienes, s/n. 33470 - Corvera, Asturias ESPAÑA (SPAIN)

Tel: + (34) 985 128 200. Fax: + (34) 985 505 361

comercial_hiasa@gonvarri.com - energiasolar_hiasa@gonvarri.com

www.hiasa.com

ISO 14001
BUREAU VERITAS
Certification



Nº 6003180

Baterías de fosfato de hierro y litio de 12,8 V & 25,6 V Smart Con Bluetooth

www.victronenergy.com

¿Por qué fosfato de hierro y litio?

Las baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO4 o LFP), son las baterías tradicionales de Li-Ion más seguras. La tensión nominal de una celda de LFP es de 3,2 V (plomo-ácido: 2 V/celda). Una batería LFP de 12,8 V, por lo tanto, consiste de 4 celdas conectadas en serie; y una batería de 25,6 V consiste de 8 celdas conectadas en serie.

Robusta

Una batería de plomo-ácido fallará prematuramente debido a la sulfatación si:

- funciona en modo de déficit durante largos periodos de tiempo (esto es, si la batería raramente o nunca está completamente cargada).
- se deja parcialmente cargada o, peor aún, completamente descargada (yates o caravanas durante el invierno).

Una batería LFP no necesita estar completamente cargada. Su vida útil incluso mejorará en caso de que esté parcialmente en vez de completamente cargada. Esta es una ventaja decisiva de las LFP en comparación con las de plomo-ácido. Otras ventajas son el amplio rango de temperaturas de trabajo, excelente rendimiento cíclico, baja resistencia interna y alta eficiencia (ver más abajo).

La composición química de las LFP es la elección adecuada para aplicaciones muy exigentes.

Eficiente

En varias aplicaciones (especialmente aplicaciones no conectadas a la red, solares y/o eólicas), la eficiencia energética puede llegar a ser de crucial importancia.

La eficiencia energética del ciclo completo (descarga de 100 % a 0 % y vuelta a cargar al 100 %) de una batería de ácido y plomo normal es del 80 %.

La eficiencia energética del ciclo completo de una batería LFP es del 92 %.

El proceso de carga de las baterías de plomo-ácido se vuelve particularmente ineficiente cuando se alcanza el estado de carga del 80 %, que resulta en eficiencias del 50 % o incluso inferiores en sistemas solares en los que se necesitan reservas para varios días (baterías funcionando entre el 70 % y el 100 % de carga).

Por el contrario, una batería LFP seguirá logrando una eficiencia del 90 % en condiciones de descarga leve.

Tamaño y peso

Ahorra hasta un 70 % de espacio

Ahorra hasta un 70 % de peso

¿Costosa?

Las baterías LFP son caras en comparación con las de plomo-ácido. Pero si se usan en aplicaciones exigentes, el alto coste inicial se verá más que compensado por una vida útil mayor, una fiabilidad superior y una excelente eficiencia.

Bluetooth

Mediante Bluetooth se pueden supervisar tensiones de celda, temperaturas y estados de alarmas.

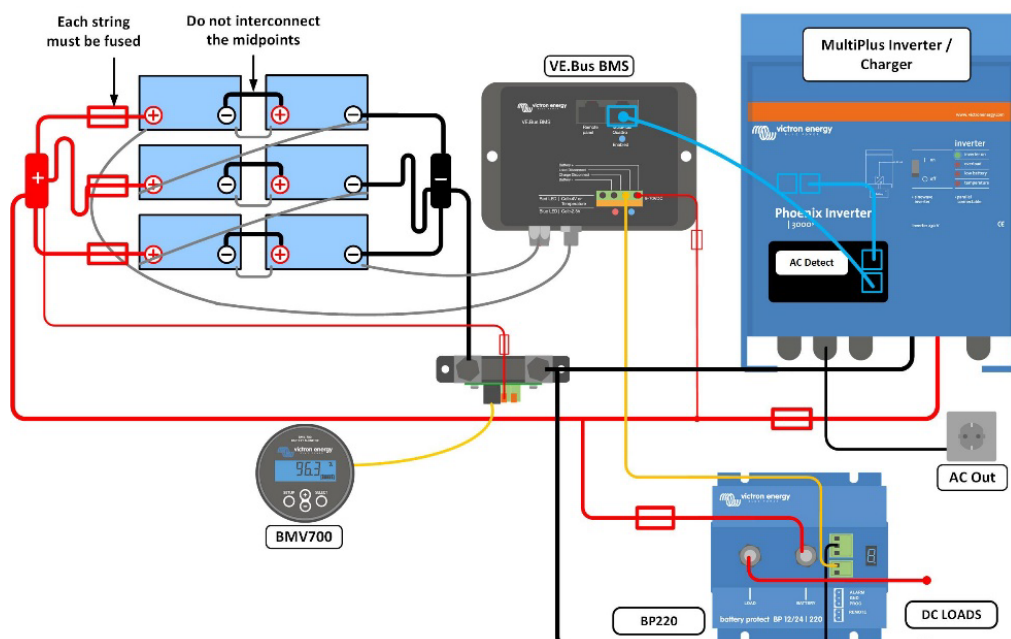
Muy útil para localizar un (posible) problema, como un desequilibrio de celdas.



Batería LiFePO4 de 12,8 V 300 Ah



Li-ion app



Nuestras baterías LFP disponen de equilibrado y control de celdas integrados. Se pueden instalar hasta 5 baterías en paralelo y hasta cuatro baterías de 12 V o dos de 24 V en serie, de manera que se puede configurar un banco de baterías de 48 V y de hasta 1500 Ah. Los cables de equilibrado/control de celdas pueden conectarse en cadena y deben conectarse a un Sistema de gestión de baterías (BMS).

Sistema de gestión de baterías (BMS)

El BMS:

1. Puede generar una prealarma siempre que la tensión de una celda de la batería caiga por debajo de 3,1 V (regulable entre 2,85 V y 3,15 V).
2. Desconectar o apagar la carga cuando la tensión de una celda de la batería caiga por debajo de 2,8 V (regulable entre 2,6 V y 2,8 V).
3. Detener el proceso de carga cuando la tensión de una celda de la batería suba por encima de 3,75 V o cuando la temperatura suba demasiado.

Consulte las hojas de datos de BMS para conocer más características.

Especificaciones de la batería										
TENSIÓN Y CAPACIDAD	LFP-Smart 12,8/50	LFP-Smart 12,8/60	LFP-Smart 12,8/100	LFP-Smart 12,8/160	LFP-Smart 12,8/200	LFP-Smart 12,8/300	LFP-Smart 12,8/330	LFP-Smart 25,6/100	LFP-Smart 25,6/200	LFP-Smart 25,6/200-a
Tensión nominal	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	25,6 V	25,6 V	25,6 V
Capacidad nominal a 25 °C*	50 Ah	60 Ah	100 Ah	160 Ah	200 Ah	300 Ah	330 Ah	100 Ah	200 Ah	200 Ah
Capacidad nominal a 0 °C*	40 Ah	48 Ah	80 Ah	130 Ah	160 Ah	240 Ah	260 Ah	80 Ah	160 Ah	160 Ah
Capacidad nominal a -20 °C*	25 Ah	30 Ah	50 Ah	80 Ah	100 Ah	150 Ah	160 Ah	50 Ah	100 Ah	100 Ah
Capacidad nominal a 25 °C*	640 Wh	768 Wh	1280 Wh	2048 Wh	2560 Wh	3840 Wh	4220 Wh	2560 Wh	5120 Wh	5120 Wh
*Corriente de descarga ≤1C										
CANTIDAD DE CICLOS (capacidad ≥ 80 % del valor nominal)										
80 % de descarga	2500 ciclos									
70 % de descarga	3000 ciclos									
50 % de descarga	5000 ciclos									
DESCARGA										
Corriente de descarga máxima recomendada	100 A	120 A	200 A	320 A	400 A	600 A	400 A	200 A	400 A	400 A
Corriente de descarga continua recomendada	≤50 A	≤60 A	≤100 A	≤160 A	≤200 A	≤300 A	≤300 A	≤100 A	≤200 A	≤200 A
Tensión de final de descarga	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	22,4 V	22,4 V	22,4 V
Resistencia interna	2 mΩ	2 mΩ	0,8 mΩ	0,9 mΩ	0,8 mΩ	0,8 mΩ	0,8 mΩ	1,6 mΩ	1,5 mΩ	1,5 mΩ
CONDICIONES DE TRABAJO										
Temperatura de trabajo	Descarga: -20 °C a +50 °C Carga: +5 °C a +50 °C									
Temperatura de almacenamiento	-45 °C – +70 °C									
Humedad (sin condensación):	Max. 95 %									
Clase de protección	IP 22									
CARGA										
Tensión de carga	Entre 14 V/28 V y 14,4 V/28,8 V (se recomienda 14,2 V/28,4 V)									
Tensión de flotación	13,5 V/27 V									
Corriente máxima de carga	100 A	120 A	200 A	320 A	400 A	600 A	400 A	200 A	400 A	400 A
Corriente de carga recomendada	≤30 A	≤30 A	≤50 A	≤80 A	≤100 A	≤150 A	≤150 A	≤50 A	≤100 A	≤100 A
OTROS										
Tiempo máx. de almacenamiento @ 25 °C*	1 año									
Conexión con el BMS.	Cable macho + hembra con conector circular M8, 50 cm de longitud									
Conexión eléctrica (inserciones roscadas)	M8	M8	M8	M8	M8	M10	M10	M8	M8	M8
Dimensiones (al x an x p) mm	199 x 188 x 147	239 x 286 x 132	197 x 321 x 152	237 x 321 x 152	237 x 321 x 152	347 x 425 x 274	265 x 359 x 206	197 x 650 x 163	317 x 631 x 208	237 x 650 x 163
Peso	7 kg	12 kg	14 kg	18 kg	20 kg	51 kg	30 kg	28 kg	56 kg	39 kg
*Completamente cargada										

Controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia

MPPT 250/60, 250/70, 250/85 & 250/100

www.victronenergy.com

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control, un Venus GX, un PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

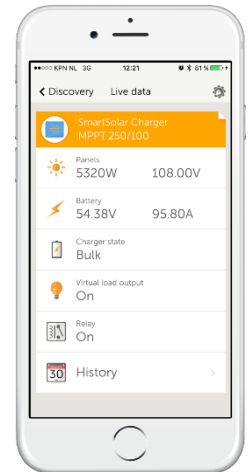
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con dispositivo conectable



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV máxima, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV máxima, 48 V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo			
Eficiencia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215x250x95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246x295x103 mm	
NORMATIVAS				
Seguridad	EN/IEC 62109			
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.				
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.				
2) Unos paneles FV con una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de dichos paneles FV.				
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)				

LA MÁXIMA
EFICIENCIA CON
TECNOLOGÍA
TRIFÁSICA
MULTI-MPPT

20TL M / 33TL M / 40TL M480

Familia de inversores trifásicos multi-string para uso doméstico, industrial y en instalaciones fotovoltaicas de campo.

Máxima eficiencia con dos entradas MPPT independientes

Única etapa de potencia con un avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), que permite extraer la máxima energía del campo FV incluso en situaciones difíciles como las de nubosidad variable y sombreados parciales. Gran flexibilidad para configurar el campo fotovoltaico gracias al amplio rango de tensión de entrada de su doble sistema de seguimiento MPPT. Posibilita configuraciones asimétricas.

Tecnología Plug & Play

Muy fáciles de instalar. La conexión del inversor a la instalación se realiza de manera rápida y sencilla. Permite adecuar fácilmente la configuración e idioma del inversor a cada país desde la pantalla del propio inversor.

Diseño robusto

Envolvente de acero especialmente diseñada para su instalación en interior y exterior (IP65). Soporta temperaturas extremas. Su diseño, junto con las pruebas de estrés a las que son sometidos, les permite alcanzar una vida útil de más de 20 años.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses. Control desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado del frontal del inversor a través de la pantalla LCD. LEDs indicadores de estado y alarmas.

Fácil de manejar

Los inversores INGETEAM® SUN 3Play TL M presentan una pantalla LCD para monitorizar el estado del inversor y sus variables internas de manera sencilla. El display también dispone de tres LEDs para indicar el estado de operación del inversor. Todo ello facilita las tareas de mantenimiento.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGETEAM® SUN Manager, INGETEAM® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Comunicaciones RS-485 incluidas de serie. Además, el usuario puede descargar desde la web www.ingeteam.com la última versión del firmware del inversor, y actualizarlo utilizando una simple tarjeta de memoria SD.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



20TL M / 33TL M / 40TL M480

Todos los modelos incluyen descargadores tipo 3 DC y AC, fusibles DC, medición de las corrientes de entrada, seccionador DC y descargadores DC tipo 2. Además, incluyen dos opciones de conexión DC: bornas y conectores rápidos (excepto los modelos de 33 kW y 40 kW).

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Sistema MPPT.
- Eficiencia máxima 98,5%.
- Entradas digitales.
- Comunicaciones RS-485 de serie.
- Actualización de firmware a través de una tarjeta de memoria SD.
- Software INGECON® SUN Manager para la visualización de parámetros y el registro de datos de la planta.
- Visualización de datos de la planta mediante el software INGECON® SUN Monitor.
- Pantalla LCD.
- Fácil mantenimiento.
- Contacto libre de potencial configurable desde el display para indicar fallo de aislamiento o conexión a red.
- Solución Plug & Play.
- Apto para instalaciones interiores y exteriores (IP65).
- Óptimas prestaciones a altas temperaturas.
- Diseño compacto.
- Idioma, Código de país y tensión nominal configurables por display.

PROTECCIONES

- Polarización inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones DC y AC con descargadores tipo III.

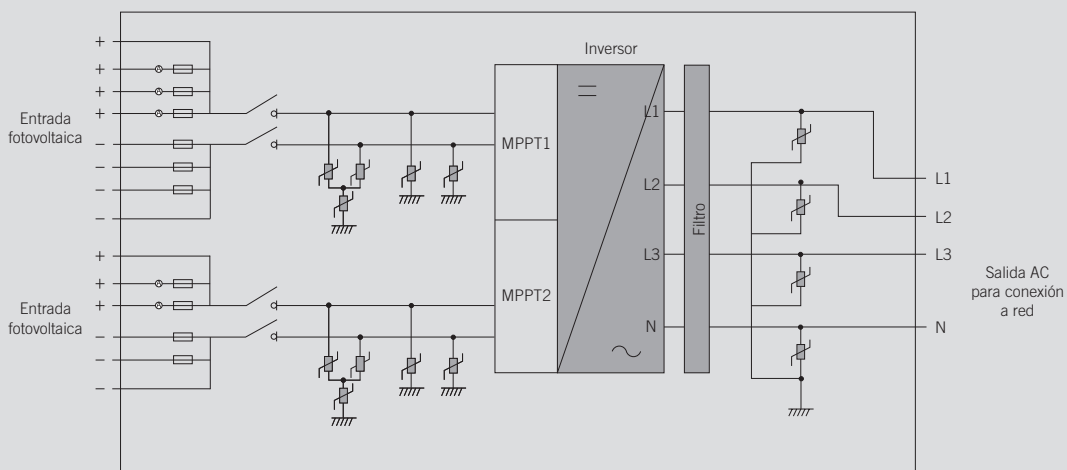
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, GSM / GPRS o Wi-Fi. Disponible también una segunda tarjeta de comunicación RS-485.
- Kit de autoconsumo.
- INGECON® SUN EMS Board.

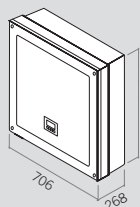
VENTAJAS

- Mayor rendimiento gracias al sistema MPPT.
- Mantenimiento sencillo.
- Larga vida útil del inversor.

3Play TL M (20 kW)



Dimensiones y peso (mm)



20TL M
57,8 kg.
33TL M / 40TL M480
62,5 kg.

	20TL M	33TL M	40TL M480
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	20,6 - 26,8 kW	34 - 45 kW	41,2 - 53,6 kW
Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾		200 - 820 V	
Rango de tensión MPP2 ⁽²⁾		200 - 820 V	
Tensión máxima ⁽³⁾		1.000 V	
Corriente máxima (Entrada 1 / Entrada 2) ⁽⁴⁾	30 / 20 A	40 / 40 A	40 / 40 A
Entradas con bornas (Entrada 1 / Entrada 2)		1 / 1	
Entradas con conectores fotovoltaicos (Entrada 1 / Entrada 2) ⁽⁵⁾	3 / 2	5 / 5	5 / 5
MPPT		2	
Valores de Salida (AC)			
Potencia nominal	20 kW	33 kW	40 kW
Máxima temperatura a potencia nominal ⁽⁶⁾	55 °C	51 °C	51 °C
Corriente máxima	29 A	48 A	48 A
Tensión nominal	400 V	400 V	480 V
Rango de tensión	187 - 528 V	304 - 528 V	304 - 528 V
Frecuencia nominal		50 / 60 Hz	
Tipo de red ⁽⁷⁾		TT / TN	
Factor de Potencia		1	
Factor de Potencia ajustable ⁽⁸⁾	Sí. Smáx=20 kVA; Qmax=20 kVAR	Sí. Smáx=33 kVA; Qmax=20 kVAR	Sí. Smáx=40 kVA; Qmax=24 kVAR
THD			
Rendimiento			
Eficiencia máxima		98,5%	
Euroeficiencia		98,3%	
Datos Generales			
Sistema de refrigeración		Ventilación forzada	
Caudal de aire	200 m³/h	400 m³/h	400 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁹⁾		10 W	
Consumo nocturno		1 W	
Temperatura de funcionamiento		-25 °C a 65 °C	
Humedad relativa (sin condensación)		0 - 100%	
Grado de protección		IP65	
Marcado		CE	
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100		
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽¹⁰⁾ , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code		

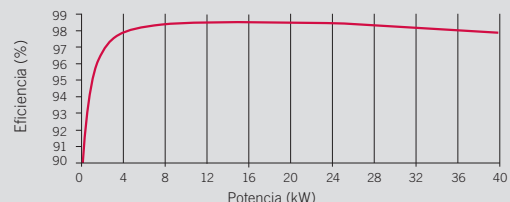
Elementos integrados

Bornas	✓ ^(*)
Conectores fotovoltaicos	✓
DC Seccionador	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓
Descargadores DC y AC, tipo 3	✓
Fusibles DC	✓
Kit de medida de corrientes	✓

^(*) Bornas no disponibles para las versiones INGECON® SUN 33TL M y 40TL M480.

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada ⁽³⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para las versiones Premium ⁽⁵⁾ Disponibles conectores dobles para conectar dos cables por cada entrada ⁽⁶⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁷⁾ Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. El neutro de la red debe conectarse al equipo ⁽⁸⁾ Q=0 fuera del rango de tensión MPP ⁽⁹⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽¹⁰⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 40TL M480 V_{dc} = 720 V





Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS
La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark
Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Calle Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407 Urb.C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo corner Rufin St.
1230 Makati
Gran Manila - Philippines
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam

CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Descripción

CIRWATT B 410D es un contador trifásico directo, idóneo para aplicaciones trifásicas industriales. Instalación sencilla, larga durabilidad y gran precisión en la medida son algunas de sus principales características.

CIRWATT B 410D es un contador clase B en energía activa según Directiva Europea MID (EN 50470) o clase 1 según IEC-62053-21, con disponibilidad de múltiples opciones de comunicaciones y módulos de expansión que le permiten adaptarse a cualquier tipo de instalación.

Aplicación

CIRWATT B 410D es el equipo adecuado para aplicaciones en baja tensión (para corrientes hasta 100 o 120 A), adaptándose a las nuevas necesidades del mercado con una gran versatilidad en sus opciones de comunicación y módulos de expansión. Disponible en 2 cuadrantes para consumos de energía o 4 cuadrantes para las plantas fotovoltaicas (generación y consumo de energía).

Características

Alimentación	
Tensión nominal	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
Tolerancia	80 % ... 115 % U_n
Consumo	< 2 W; < 10 V-A
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Medida de tensión	
Conexionado	Asimétrico
Tensión de referencia	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V *
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Consumo circuito tensión	< 2 W; 10 V-A
Medida de corriente	
Corriente nominal de referencia I_{ref} (I_{max})	5 (100) A ó 10 (100) A ó 10 (120) A ó 15 (120) A *
Corriente de arranque I_{st}	< 0,04 x I_{tr}
Corriente mínima I_{mn}	< 0,5 x I_{tr}
Consumo circuito corriente	< 0,1 V-A
Clase de precisión	
Precisión medida de energía activa	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21 (Clase 1)
Precisión medida de energía reactiva	IEC 62053-23 (Clase 2)
Memoria	
Datos	Memoria no-volátil
Setup y eventos	Serial flash
Batería	
Tipo	Litio
Vida	> 20 años a 30 °C
Reloj	
Tipo	Calendario Gregoriano
Fuente	Oscilador compensado en temperatura
Precisión (EN 61038)	< 0,5 s/día a 23 °C
Influencias del entorno	
Rango de temperatura de trabajo	-40 ... +70 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 ... +85 °C
Coefficiente de temperatura	< 15 ppm/K
Humedad	95 % máx.
Aislamiento	
Tensión aislamiento	4 kV a 50 Hz durante 1 min
Tensión de impulso 1,2/50µs - IEC 62052-11	6 kV
Índice de protección (IEC 62052-11)	II
Display	
Tipo	LCD
Número de dígitos de datos	Hasta 8
Tamaño dígitos de datos	8 mm
Lectura del display en ausencia de tensión	Sí

* Consultar otras configuraciones

CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Características

Interfaz de comunicación óptico

Tipo	Serie; bi-direccional
Hardware	IEC 62056-21
Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102

Detector de intrusismo

Detección	Apertura tapa cubrebornes
Tipo	Micro interruptor
Función	Detecta intrusismo en ausencia de tensión

Características mecánicas

Conexión	Asimétrica
Dimensiones externas	DIN 43857
Características envoltorio	DIN 43859
Grado IP (IEC 60529)	IP 51

PLC

Sistema de modulación	DSCK con sistema de repetidores
Hardware	CENELEC A o CENELEC B
Protocolo	CirPLC y PEP (PLC Encapsulated Protocol)

Programación tarifas

Número de jornadas	12
Tipos de días	10
Contratos	3
Número de tarifas	9
Discriminación	1 hora
Días festivos	30
Días especiales	12

Curva de carga

Numero de curvas de carga	2
Tiempo de integración	Programable: 1 ... 253 min
Profundidad de registro	4000

Eventos

Número de eventos	200
-------------------	-----

Cierres de facturación

Número de cierres	12 por contrato
Tipo	Deshabilitado / Fecha y hora programable

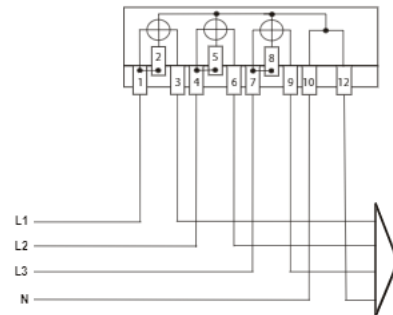
Otras características

Comunicaciones *	Tarjetas de expansión *
RS-232 / PLC	Sin entradas / salidas
RS-485 / PLC	4 salidas relé (Indicador de Tarifa)
RS-232 / RS-232	2 entradas relé / 4 salidas impulsos
RS-485 / RS-485	4 entradas de impulsos
RS-232 / RS-485	Medida de corriente diferencial
RS-232 / Ethernet	2 salidas relé / 2 salidas de impulsos
R-485 / Ethernet	2 salidas relé / 2 entradas de impulsos

* Consultar otras configuraciones

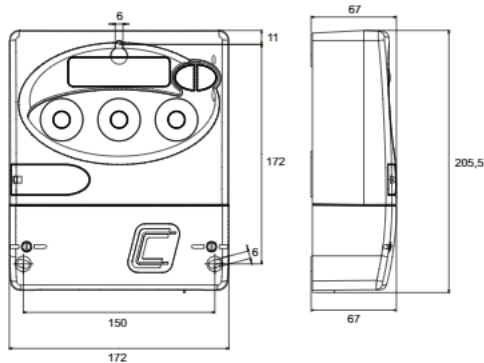
Conexiones

CIRWATT B 410D con conexión directa

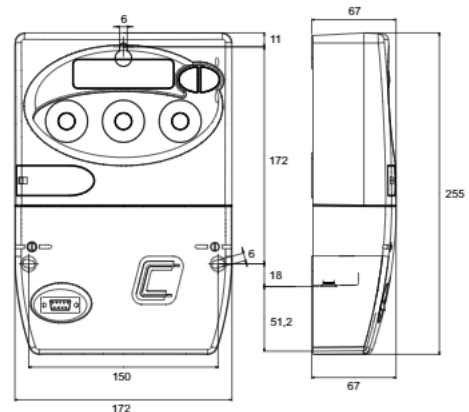


Dimensiones

Opción con cubrebornes



Opción con cubrehilos



CIRWATT B 410D

Contador trifásico estándar con conexión directa



Referencias

Tipo consumidor	Clase (activa/reactiva)	Cuadrantes	Frecuencia (Hz)	Rango medida V	Rango medida A	Comunicacion COM1	Comunicacion COM2	TIPO	Código
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	RS232	CIRWATT B 410-QD1A-70B10	QB4A0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS485	RS485	CIRWATT B 410-QD1A-80B10	QB4E0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	RS485	CIRWATT B 410-QD1A-90B10	QB4B0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS232	ETHERNET	CIRWATT B 410-QD1A-A0B10	QB4C0
4	B / 2	4	50 Hz	3x230/400 V	10 (100)A	RS485	ETHERNET	CIRWATT B 410-QD1A-D0B10	QB4D0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	RS232	CIRWATT B 410-ND1A-70B10	QB740
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS485	RS485	CIRWATT B 410-ND1A-80B10	QB7E0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	RS485	CIRWATT B 410-ND1A-90B10	QB7B0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS232	ETHERNET	CIRWATT B 410-ND1A-A0B10	QB7C0
4	B / 2	4	50 Hz	3x127/220 V	10 (100)A	RS485	ETHERNET	CIRWATT B 410-ND1A-D0B10	QB7D0

EL PUNTO DE RECARGA rápido multi-standard



Debido al notable incremento del número de vehículos híbridos y eléctricos que ya circulan por nuestras carreteras, **es necesaria la implementación nuevos puntos de carga rápida a la red de recarga ya existente.**

Dicha red, precisa de equipos que cumplan los más altos estándares de calidad y ofrezcan las mejores prestaciones en cuanto a gestión de potencia, comunicaciones, fiabilidad y eficiencia, como el **INGEREV® RAPID 50**. Es el punto de recarga rápida ideal tanto para estaciones de servicio como para otras zonas de alta concurrencia como centros comerciales, parkings, empresas de alquiler de vehículos, restaurantes, etc.

RAPID 50 es compatible con los estándares CHAdeMO, CCS y tipo 2 posibilitando así la recarga de cualquier vehículo híbrido o eléctrico. El modelo **INGEREV® RAPID 50 Trio** ofrece la posibilidad de carga simultánea en corriente alterna y continua, con gestión dinámica de potencia entre ambas tomas o entre varios FUSION o RAPID de una misma instalación.

	Trio (RTM50)	Duo (RDM50)	One (ROM50)	One+ (RCM50)
CCS	✓	✓	✓	✓
CHAdeMO	✓	✓		
AC Tipo 2	✓			✓

FUNCIONALIDADES

- Recarga rápida en CCS Tipo 2 hasta 50 kW.
- Recarga rápida en CHAdeMO hasta 50 kW.
- Recarga rápida en AC Tipo 2 hasta 43,5 kW.
- Lector RFID.
- Pantalla táctil en color de 7".
- Envoltorio de acero de gran resistencia ante condiciones ambientales adversas.
- Posibilidad de carga simultánea en alterna y continua.

COMUNICACIONES

- Ethernet.
- Modbus TCP.
- OCPP.

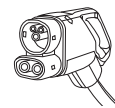
SEGURIDAD

- Protecciones diferenciales y magnetotérmicas contra contactos indirectos, cortocircuitos y sobrecargas.
- Actualizaciones automáticas de software durante toda la vida del producto.
- Pulsador de emergencia de gran visibilidad para garantizar la seguridad de su uso.

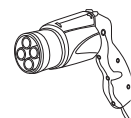
OPCIONES

- Comunicación remota 3G/4G.
- Diferenciales autorrearmables.
- Cables de mayor longitud
- Sistema de bloqueo de conectores, tanto para DC como AC.
- Lector de tarjetas bancarias contactless.
- Smart DLM.

TIPO DE CONECTORES



CCS
COMBO Tipo 2



CHAdeMO
1EVS 6105



AC 43 kW
Tipo 2



AC 22 kW
Toma Tipo 2

INGEREV**RAPID 50**

EL PUNTO DE RECARGA

rápido multi-standard

	INGEREV® RAPID 50 Trio	INGEREV® RAPID 50 Duo	INGEREV® RAPID 50 One	INGEREV® RAPID 50 One+
Entrada en AC (salida en DC)				
Tensión	3 ph. + N + PE; 400 Vac ±15%			
Frecuencia	50 Hz			
Corriente nominal	77 A + 63 A	77 A	77 A	77 A + 63 A
Potencia nominal	53 kW + 43,5 kW	53 kW	53 kW	53 kW + 43,5 kW
Eficiencia	>94%			
Factor de potencia	>0,98			
Valores de salida en carga DC				
Rango de tensión	50 - 500 V			
Corriente máxima	125 A			
Potencia máxima	50 kW			
Conectores DC	CCS Tipo 2 / CHAdeMO		CCS Tipo 2	
Valores de salida en carga AC				
Tensión	400 Vac	-	-	400 Vac
Corriente máxima	63 A	-	-	63 A
Potencia máxima	43,5 kW	-	-	43,5 kW
Conector AC	Cable Modo 3 Tipo 2 (Opcional Toma Tipo 2, 22 kW)	-	-	Cable Modo 3 Tipo 2
Normativa y Seguridad				
Normativas estándar	IEC 61851-1, IEC 61851-23, IEC 61851-24, CHAdeMO 1.0.0, DIN 70121, ISO 15118, IEC 61000			
Contactos indirectos	Diferenciales AC: 30mA Tipo B DC: 30mA Tipo A	Diferencial 30mA Tipo A	Diferencial 30mA Tipo A	Diferenciales AC: 30mA Tipo B DC: 30mA Tipo A
Sobrecorrientes	Protecciones magnetotérmicas Curva C			
Sobretensiones	Protección contra sobretensiones Tipo III			
Funciones / Accesorios				
Comunicación	Switch Ethernet 3G/4G (opcional)			
Protocolo de comunicación	OCPP			
HMI	Pantalla táctil de 7" TFT RFID (MIFARE Classic 1K&4K, MIFARE DESFire EV1, NFC)			
Información general				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada			
Consumo en modo stand-by	<100 W			
Longitud de cable	3,2 m (opcional 3,8 m o 5 m)			
Temperatura de funcionamiento	de -25 °C a + 60 °C			
Humedad	0 - 95% - sin condensación			
Peso	620 kg			
Dimensiones	785 x 700 x 1.900 mm			
Envoltorio	Acero galvanizado. RAL 9003			
Grado de protección ambiental	IP55 / IK10 (display y rejillas de ventilación IK08)			
Marcado	CE			
Altitud máxima de funcionamiento	2.000 m			

INGEREV

RAPID 120/180



Cambiar la **respuesta es**
EVOLUCIÓN

Cambiar la **pregunta es**
REVOLUCIÓN

Ser capaces de dar respuesta a las necesidades actuales del mercado es siempre un desafío, que requiere de una constante transformación. Para el desarrollo de la novedosa gama RAPID, en Ingeteam nos hicimos infinidad de nuevas preguntas, ya que estos nuevos equipos debían cubrir, no sólo las necesidades actuales, sino también las futuras, en un sector en constante evolución.

Ingeteam presenta la nueva gama de cargadores **INGEREV® RAPID, para carga ultra-rápida, de 120 kW y 180 kW**, para cumplir con el potencial de los vehículos más exigentes. Han sido diseñados para satisfacer los más altos estándares de calidad y prestaciones en cuanto a gestión de potencia, comunicaciones, fiabilidad y eficiencia.

Son compatibles con los estándares CCS y CHAdeMO. Los modelos Trio incorporan, además, toma Tipo 2 de 22 kW para carga en corriente alterna, permitiendo la carga simultánea de hasta tres vehículos. Así mismo, disponen de gestión de potencia entre las distintas salidas del equipo, o entre varios equipos INGEREV en una misma instalación.

	RAPID 120/180 Duo	RAPID 120/180 Trio
Conectores	2	3
Carga simultánea	✓	✓
Tipo de conectores	CCS + CCS CCS + CHAdeMO	CCS + CCS + AC CCS + CHAdeMO + AC

FUNCIONALIDADES

- Electrónica modular. Los equipos de 120 kW son ampliables a 180 kW.
- Recarga en CCS, hasta 180 kW. Posibilidad de doble CCS.
- Recarga en CHAdeMO, hasta 80 kW.
- Mangueras con sistema auto-retráctil.
- Recarga en AC Toma Tipo 2, hasta 22 kW, en equipos Trio.
- Indicación de estado mediante LEDs RGB.
- Lector RFID.
- Pantalla táctil a color de 7", multi-idioma.
- Vatímetros MID.
- Carga simultánea en todas las salidas de potencia disponibles.
- Envoltente de acero inoxidable de gran resistencia.

COMUNICACIONES

- RS485, Ethernet (modo switch).
- Modbus, MQTT, OCPP.
- Actualizaciones automáticas de software durante la vida del producto.



INGEREV

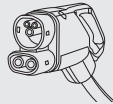
RAPID 120/180

Cambiar la **respuesta es**
EVOLUCIÓN

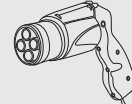
Cambiar la **pregunta es**
REVOLUCIÓN



TIPO DE CONECTORES



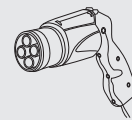
CCS 300
CCS 300 A



CHA125
CHAdeMO 125 A



AC 22 kW
Toma Tipo 2



CHA200
CHAdeMO 200 A



SEGURIDAD

- Protecciones diferenciales y magnetotérmicas contra contactos indirectos, cortocircuitos y sobrecargas.
- Protecciones contra sobretensiones permanentes y transitorias Tipo II.
- Pulsador de emergencia de gran visibilidad para garantizar la seguridad de su uso.

OPCIONES

- Diferenciales autorrearmables.
- Sistema de bloqueo de conectores.
- Comunicación remota 3G/4G.
- Lector de tarjetas bancarias contactless.
- Pantalla comercial de 21".
- Smart DLM.



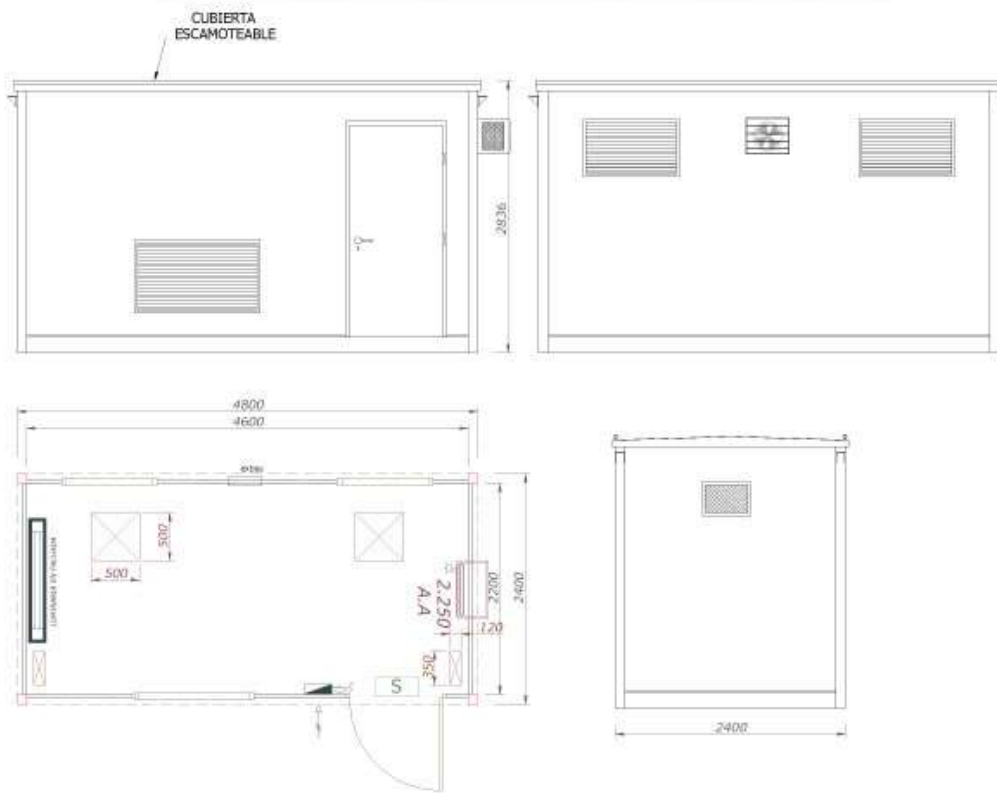
INGEREV

RAPID 120/180

Cambiar la **respuesta es**
EVOLUCIÓN

Cambiar la **pregunta es**
REVOLUCIÓN

	INGEREV® RAPID 120	INGEREV® RAPID 180
Entrada AC		
Tensión	AC 3ph.+ N + PE; 380/400/480 Vac ±15 %	
Frecuencia	50 / 60 Hz ±5 %	
Corriente nominal	190 A + 32 A	280 A + 32 A
Potencia nominal	120 kW + 22 kW	180 kW + 22 kW
Salida DC		
Rango de tensión	150 - 1.000 V	
Corriente máxima	400 A (200 + 200 A)	600 A (300 + 300 A)
Potencia máxima	120 kW (60 + 60 kW)	180 kW (90 + 90 kW)
Conectores de carga	CCS + CCS CCS + CCS + AC CCS + CHAdeMO (125, 200 A) CCS + CHAdeMO (125, 200 A) + AC	
Salida AC (opcional)		
Corriente máxima	32 A	
Potencia máxima	22 kW	
Conectores de carga	AC Modo 3 Toma Tipo 2 con obturadores	
Cumplimiento de normativas y seguridad		
Estándares	IEC 61851-1 ed 3, IEC 61851-21-2 ed 1, IEC 61851-23 ed 1, IEC 61851-24 ed 1, IEC 62196-2, IEC 62196-3, IEC 61000	
Sobrecorriente	MCB programable	
Contactos indirectos	DC - RCD 30mA Tipo A + Sensor de fugas DC AC - RCD Tipo B	
Sobretensiones	Protección contra sobretensiones permanentes y transitorias Tipo 2, tanto en entradas como en salidas DC	
Funcionalidades y accesorios		
Conexión	Ethernet, Modem 3G/4G (opcional)	
Protocolo de Comunicación	OCPP (estándares y versiones personalizadas)	
Pantalla publicitaria	Full HD de 21" (opcional)	
HMI	Pantalla táctil de 7", RFID (Mifare Classic 1K&4K, MifareDesFire EV1, NFC)	
Información general		
Consumo en stand-by	<60 W	<80 W
Sistema retráctil para mangueras	Incluido	
Longitud de mangueras	6,5 m (5 m útiles)	
Medición de energía	Medidas de salidas de AC (MID) y DC	
Temperatura de funcionamiento	-35 °C ~ 60 °C (opción kit de baja y alta temperatura)	
Humedad	<95 %	
Peso	380 kg	420 kg
Medidas (Al x An x P)	2.540 x 774 x 730 mm	
Envoltorio	Acero inoxidable 430 y aluminio	
Altitud de funcionamiento	2.000 m (para altitudes superiores consultar con Ingeteam)	
Grado de protección	IP54 / IK10 (display IK08) / C5H	
Marcado	CE	
Directivas	Directivas de baja tensión : 2014/35/EU Directiva EMC : 2014/30/EU	



proyecto
CMT SOLAR 4800

plano
PLANTA Y ALZADOS escala
1/50

revisión

R.05	
R.04	
R.03	
R.02	
R.01	

proyectista
J.Z.I. fecha



ALT EXT/UTIL	ANCH	REF
2,55 m.		
COLOR		
BLANCO PIRINEO		
BASE		SUELO
FENÓLICO / HORMIGÓN		
FACHADAS		SEPARACIONES
Panel 40 BP/ M1		
REMATERIA		
PVC SAPELLY		
V 1	REJILLAS 1000x600mm. + FILTRO PARTÍCULAS	CM
2	REJILLAS 1250x700mm + FILTRO PARTÍCULAS	CM
P 1	EXTERIOR (Libre 880x3230mm.)	IT

VARIOS
REFRIGERACIÓN FORZADA OPCIONAL
VENTILACIÓN FORZADA OPCIONAL
ILUMINACIÓN EMERGENCIA OPCIONAL

AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2



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



N° DoP 1003885



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

NORMALIZADO POR ENDESA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C,
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

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

- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

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

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor.

AISLAMIENTO

Material: polietileno reticulado (XLPE).

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío**.

PROTECCIÓN LONGITUDINAL CONTRA EL AGUA

Cinta hinchante semiconductora.

PANTALLA METÁLICA

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.

Color: rojo.

AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR MÍNIMO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR EN UN PUNTO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 95 (1)	21,2	4,3	29,2	2,0	885	438	584
1 x 150 (1)	23,9	4,3	31,8	2,0	1090	477	636
1 x 240 (1)	28,0	4,3	35,9	2,0	1460	539	718
1 x 400 (1)	33,0	4,3	41,0	2,0	1995	615	820
18/30 kV							
1 x 95 (1)	25,6	6,4	33,6	2,0	1100	504	672
1 x 150 (1)	28,3	6,4	36,2	2,0	1330	543	724
1 x 240 (1)	33,4	6,4	40,3	2,0	1720	605	806
1 x 400 (1)	37,4	6,4	45,3	2,0	2290	680	906

(1) Secciones homologadas por las compañías de Grupo Endesa.
 (*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)		INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)		INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s**** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 95 (1)	190	205	255	8930	2650	3140
1 x 150 (1)	245	260	335	14100	2650	3470
1 x 240 (1)	320	345	455	22560	3310	3810
1 x 400 (1)	415	445	610	37600	3980	4300

(1) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
12/20 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95 (1)	0,320	0,119	0,128	0,251	0,187
1 x 150 (1)	0,206	0,111	0,119	0,293	0,216
1 x 240 (1)	0,125	0,102	0,110	0,358	0,260
1 x 400 (1)	0,078	0,096	0,102	0,436	0,314

(1) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Edificios prefabricados de hormigón serie EHC



La creciente necesidad por parte del usuario final de una mayor calidad en el centro de transformación ha llevado a Schneider Electric a desarrollar dos series de edificios prefabricados de hormigón con un proceso de producción innovador.

EHC - Edificio prefabricado de hormigón monobloque

Los edificios prefabricados de hormigón de la serie EHC han sido concebidos para ser montados enteramente en fábrica, permitiendo la instalación de toda la aparatada y accesorios que completan el centro; lo que permite garantizar la calidad de todo el conjunto (a excepción de la conexión de los cables de entrada y salida) en la misma unidad de producción.

La gama de la serie EHC está formada por ocho modelos diferentes en longitud (de 1.610 mm a 7.520 mm de longitud total), que permiten incluir todos los esquemas (con dos transformadores como máximo) habituales de distribución pública y un elevado número de esquemas de distribución privada (abonado).

Los prefabricados de hormigón que se ofrecen están diseñados para alojar en su interior las diferentes gamas de productos Schneider Electric:

- Celdas modulares y monobloque de 24 kV.
- Transformadores de 24 kV.
- Cuadros modulares de distribución en Baja Tensión, según RU 6302B.
- Cuadros de Baja Tensión de abonado.
- Cuadros de contadores.

Pudiendo ofrecer, para cada necesidad, una solución global, optimizada y garantizada con la calidad Schneider Electric de un centro de transformación en MT.

El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea; así como para garantizar una alta resistencia frente a los agentes atmosféricos.

Normativa

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Norma UNE-EN 61330.



Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

Las características más importantes de la serie EHC son:

● **Compacidad (serie EHC)**

Realizar el montaje de un prefabricado EHC en la propia fábrica nos permite ofrecer:

- Calidad en origen.
- Reducción del tiempo de instalación.
- Soluciones llave en mano.
- Posibilidad de posteriores traslados.

● **Facilidad de instalación**

La innecesaria cimentación y el montaje en fábrica permiten asegurar una cómoda y fácil instalación.

● **Equipotencialidad**

La propia armadura de mallazo electrosoldado, gracias a un sistema de unión apropiado de los diferentes elementos (unidades modulares), garantiza una perfecta equipotencialidad de todo el prefabricado.

Como se indica en la UNE-EN 61330, las puertas y rejillas de ventilación no están conectadas al sistema equipotencial. Entre la armadura equipotencial, embebida en el hormigón, y las puertas y rejillas existe una resistencia eléctrica superior a 10.000 ohmios (UNE-EN 61330).

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial es accesible desde el exterior.

● **Impermeabilidad**

Los techos están estudiados de forma que impiden las filtraciones y la acumulación de agua sobre ellos, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.

● **Ventilación**

Las rejillas de ventilación están diseñadas y dispuestas adecuadamente para permitir la refrigeración natural de los transformadores (hasta 1.000 kVA), conforme al ensayo de ventilación de la UNE-EN 61330.

● **Grados de protección según IEC 60529**

El grado de protección de la parte exterior del edificio prefabricado es IP23D, excepto en las rejillas de ventilación donde el grado de protección es IP339.

● **Fabricación**

El material empleado en la fabricación de los prefabricados EHC es hormigón armado. Con una cuidada dosificación y el adecuado vibrado se consiguen unas características óptimas de resistencia característica (superior a 250 kg/cm²) y una perfecta impermeabilización.



Ventilación forzada

Se ha previsto un sistema de ventilación forzada mediante la incorporación de extractores para aquellos en que no sea suficiente la ventilación natural.

Extractor de Casals modelo “HA 24 M2 1/12”

Tipo	Velocidad	Potencia máxima absorbida	Intensidad máxima Monof. 4 polos	Nivel presión sonora	Caudal máximo
	rpm	W	A	db (A)	m ³ /h
	2.870	60	0,60	65	2.100

Tabla de dimensiones y pesos de los prefabricados EHC

Serie EHC	EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Longitud total (mm)	1.610	3.220	3.760	4.830	5.370	6.440	6.980	7.520
Anchura total (mm)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Altura total (mm)	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Superficie ocupada (m ²)	4,03	8,05	9,40	12,08	13,43	16,10	17,45	18,80
Volumen exterior (m ³)	13,28	26,57	31,02	39,85	44,30	53,13	57,59	62,04
Longitud interior (mm)	1.490	3.100	3.640	4.710	5.250	6.320	6.860	7.400
Anchura interior (mm)	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240
Altura interior (mm)	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535
Superficie interior (m ²)	3,34	6,94	8,15	10,55	11,76	14,16	15,37	16,58
Peso vacío (tm)	6,5	11	13	17	18	21	22	24

Presentación

Distribución Media Tensión

RM6 24



Celda RM6 equipada con equipo de telecontrol Easergy T300

Presentación

Schneider Electric, como líder mundial en la distribución eléctrica de energía, ofrece soluciones de celdas de distribución hasta en 24kV.

Su gama de celdas RM6 24 es un combinado de celdas MT compactas con la capacidad de extensibilidad, proporcionan el suministro y protección de transformadores en las redes de distribución ya sean de tipo radial o en anillo.

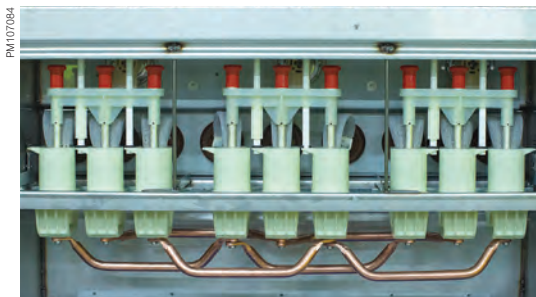
Estas gamas se adaptan a las necesidades actuales del sector de la energía incluyendo e integrando los nuevos elementos de gestión de la red SmartGrid.

La gama RM6 proporciona:

- Una incomparable experiencia en campo con más de 1.500.000 funciones instaladas en todo el mundo
- Alta calidad, cumpliendo con los estándares ISO 9001 e ISO 9002
- Facilidad de instalación (sin manipulación de gas SF6 en todo el proceso de instalación)
- Maniobra segura (incluyendo los rigurosos estándares de ensayos de arco interno)
- Seguridad para el operador (enclavamientos intrínsecos a las celdas y sinópticos de posición fiables y seguros)
- Posibilidad de elegir la posición de las diferentes funciones dentro de una cuba común.
- Integrar soluciones Smarts, tanto a nivel de telemando, telegestión o supervisión del estado de los equipos con la RTU Easergy T300 y por medio de los sensores de control medioambientales (TH110 & CL1110) así como la posibilidad de contratar los servicios de cloud de Schneider Electric para la supervisión del envejecimiento de los equipos a lo largo de la vida útil de los equipos (Asset Advisor)

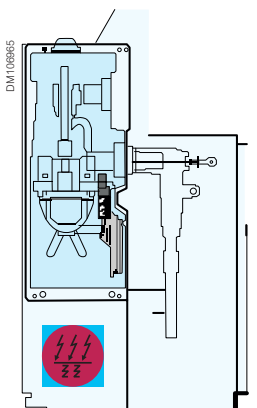
Presentación

Seguridad y fiabilidad RM6



Rango de arco interno	Salida de gases
20 kA A-FLR (1 seg.)	Salida inferior
20 kA A-FL (1 seg.)	Salida inferior
16 kA A-FL	Salida trasera

Nota: se deben pedir los kits de salida de gases inferior o trasero conjuntamente con la celda para lograr las prestaciones de arco interno.



Robustez en el diseño

Los interruptores seccionadores y los interruptores automáticos presentan arquitecturas similares:

- Un equipo móvil con 3 posiciones estables (cerrado, abierto, conectado a tierra) que se desplaza en traslación vertical. Su diseño impide el cierre simultáneo del interruptor o del interruptor automático y del seccionador de puesta a tierra (enclavamiento natural)
- El seccionador de tierra, conforme con las normas, dispone de poder de cierre en cortocircuito
- La función de seccionamiento está asociada a la función de corte
- El colector de tierra está dimensionado de acuerdo con las características de la red
- El acceso al compartimento de cables está enclavado con el seccionador de puesta a tierra

Para el interruptor en carga la extinción del arco se obtiene a través de la técnica de corte de autosoplado en SF6 mientras que para el interruptor automático la extinción del arco se obtiene a través de combinar técnicas de corte de arco giratorio y autoexpansión del SF6, permitiendo de este modo disponer de un alto grado de intensidad de cortocircuito.

Fácil operación de aislamiento de cables

Para controlar el aislamiento de los cables o buscar defectos se puede inyectar en los cables una corriente continua de hasta 42 kV durante 15 min, a través de la celda RM6, sin desconectar los conectores enchufables de conexión del cable.

El operador no necesita acceder al compartimento de cables.

Basta con cerrar el seccionador de tierra y quitar la conexión extraíble de puesta a tierra (pletina de tierra) para inyectar tensión a través de los "contactos de tierra". Este sistema requiere utilizar "dedos de tierra" (suministro opcional).

Gracias a las cubiertas transparentes, los contactos del seccionador de puesta a tierra son visibles en la posición de cerrado.

Ensayo de arco interno

El diseño de la celda RM6, robusta, fiable e insensible al entorno, hace que sea muy poco probable que aparezca un defecto en el interior de la envolvente. No obstante, con el fin de garantizar la máxima seguridad de las personas, la celda está diseñada para soportar durante un tiempo un arco interno alimentado por una intensidad de cortocircuito sin peligro para el operador.

La sobrepresión accidental debida al arco interno se reduce al romperse la válvula de seguridad en la parte inferior de la envolvente metálica.

Limitador de arco

Un dispositivo de limitador de arco está disponible como opción en la celda RM6. Este limitador de arco es un dispositivo que conecta a tierra automáticamente las salidas en caso de un arco interno y evita la sobrepresión de la cuba. En consecuencia no se produce la liberación de gases fuera de la cuba por arco interno.

Esta opción solo está disponible en las funciones de línea (L) no extensibles o bien en las funciones de línea posicionadas en el lado de no extensibilidad.

Centro de maniobra compacto 24 kV Serie ECS-24

Merlin Gerin



Merlin Gerin

Eunea Merlin Gerin

Modicon

Telemecanique

Mesa

Himel

Square D

Schneider
 **Electric**

Centro de maniobra compacto 24 kV Serie ECS-24

presentación

El centro de maniobra compacto ECS-24 de exterior es un centro prefabricado de hormigón de maniobra exterior que engloba a un centro de maniobra o seccionamiento (sin transformador de potencia) de hasta 4 funciones de línea con interruptor-seccionador (I) o protección con interruptor-fusibles combinados (Q) en 24 kV.

Las **reducidas dimensiones (menos de 2,5 m² de superficie)** de este centro permiten **una fácil instalación y una cómoda ubicación** reduciendo el **impacto medioambiental**. Realizar el montaje de todo el conjunto en fábrica permite ofrecer **una solución llave en mano, calidad en origen y facilidad para posteriores traslados**.

En obra habrá que preparar (no incluido en el suministro) el foso para su ubicación, la red de tierras exterior y prever la acometida de cables.



esquemas

Este centro permite varios tipos de esquemas con funciones de línea con interruptor seccionador (I) o protección con interruptor-fusibles combinados (Q) de celda RM6 (aislamiento y corte en SF6) de Merlin Gerin:

- 1L – RM6 1I.
- 3L – RM6 3I.
- 3L – RM6 2I+Q.
- 3L con telemando – celda RM6: 3I+T y armario de telemando.
- 3L con telemando – celda RM6 3I y armario de telemando (sin TT).
- 4L – RM6 4I.
- 4L – RM6 3I+Q.
- 4L – RM6 2I+2Q.

El armario de telemando considerado puede ser:

- Talus 200 (opcional).
- Armario de telemando suministrado por el cliente (a analizar según dimensiones).

normativa y especificaciones

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- **UNE-EN 61.330:** Centros de transformación prefabricados (Marzo - 1997).

características

celda RM6	
Tensión asignada	24 kV
■ ensayo de tensión a frecuencia industrial (50Hz –1min)	50 kV ef.
■ ensayo de tensión asignada a impulsos tipo rayo 1,2/50us	125 kV cresta
Intensidad asignada en las funciones I y embarrado	400 A (variante 630 A)
Intensidad asignada en las funciones Q	200 A
Intensidad de corta duración admisible	16 kA-1 s (variante 20kA –1s)
Valor de cresta de la intensidad de corta duración admisible	40 kA cresta (variante 50 kA cresta)
envolvente de hormigón	
Grado de protección	IP23D
Protección contra daños mecánicos	IK10 (20 julios)

Centro de maniobra compacto 24 kV Serie ECS-24

componentes

edificio prefabricado de hormigón

Envoltorio de hormigón armado con una resistencia característica superior a 250 Kg/cm². La propia armadura de mallazo electrosoldado garantiza la perfecta equipotencialidad del conjunto. El techo está estudiado de forma que impide filtraciones y la acumulación de agua, desaguando directamente al exterior desde su perímetro. El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura beige rugosa que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea.

La puerta de acceso tiene dos hojas y se pueden abatir 180° pudiendo mantenerlas en las posiciones 90° y 180° con un retenedor metálico. Una rejilla de aireación se haya situada sobre una de las hojas de la puerta.

El material utilizado es chapa de acero galvanizado con pintura poliéster (azul RAL 5003).

Todas las entradas de cables se realizan por la parte enterrada inferior frontal a través de 5 orificios con prerroturas. Aparte existe un prerrotura para la conexión de la tierra de herrajes y otra para un posible paso de cables BT para el alumbrado del centro.

celda compacta RM6 de 24 kV

Celda RM6 de aislamiento integral en SF6 con una o varias (hasta 4) funciones de línea con interruptor-seccionador (I) o con interruptor-fusibles combinados (Q) y posibilidad de una función con transformador (celda 3I+T) para alimentación del telemando.

componentes básicos

- Red de tierras interior con o sin caja de seccionamiento.
- Posibilidad de colocar una cerradura o candado en la puerta.
- Cartel de primeros auxilios.
- Cartel 5 reglas de oro.
- Portadocumentos con manual de explotación.

componentes opcionales

- Armario de Telemando Talus 200.
- Iluminación (no se incluye la conexión con una alimentación exterior).
- Plataforma aislante para realizar la maniobra exterior.



Centro de maniobra compacto 24 kV Serie ECS-24

instalación

Para la instalación del ECS-24 se requiere haber realizado previamente una excavación en el terreno de dimensiones:

- Longitud: 2200 mm.
- Ancho: 2440 mm.
- Profundidad total: 775 mm.

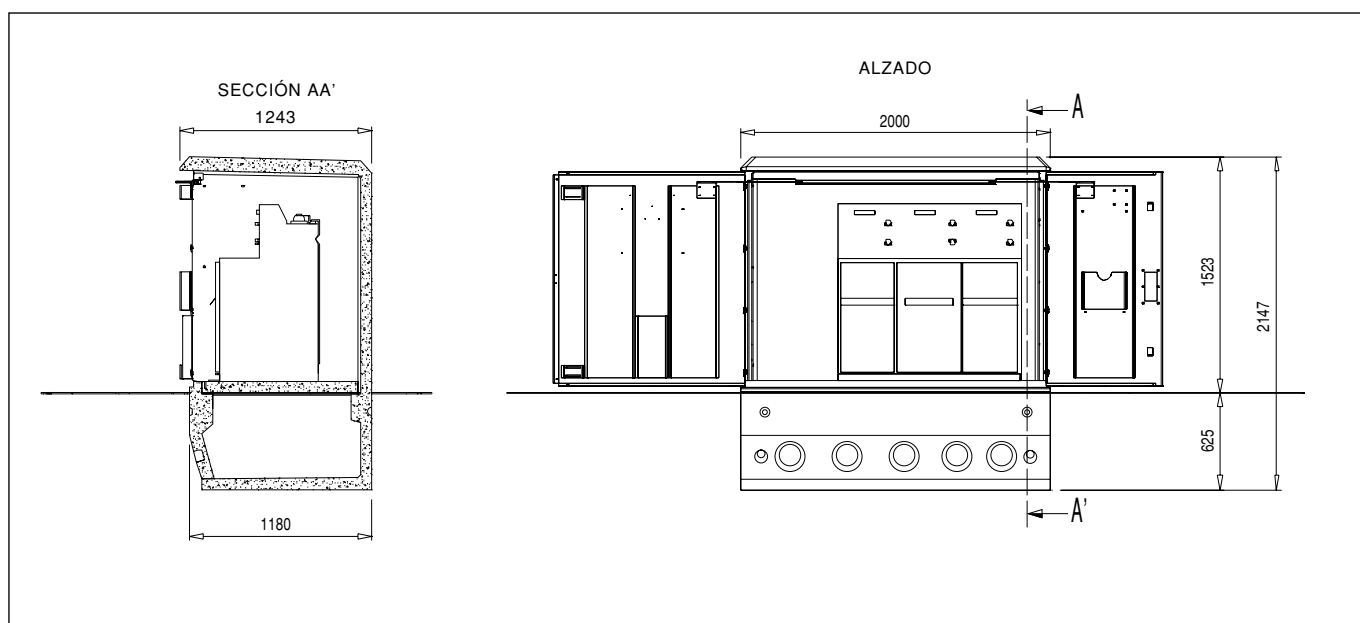
en el fondo de la cual se debe disponer de un lecho de arena lavada y nivelada de 150 mm de espesor. El montaje del ECS-24 se realiza en fábrica; por lo que en obra se deberá prever:

- El fácil acceso de un camión grúa 24 Tm (ancho del camino superior a 3 m).
- La zona de ubicación del ECS-24 debe estar libre de obstáculos que impidan su descarga y su montaje.

El emplazamiento del ECS-24 se debe realizar por personal especializado, ya que para ello se requieren unos útiles específicos y unas eslingas adecuadas.

dimensiones y peso

Dimensiones exteriores		Pesos	
■ Longitud (mm):	2000	■ Peso vacío:	3050 Kg
■ Ancho (mm):	1243	■ Peso con un esquema 1I:	3181 Kg
■ Altura total (mm):	2147	■ Peso con un esquema 3I:	3286 Kg
■ Altura vista (mm):	1523	■ Peso con un esquema 4I:	3366 Kg



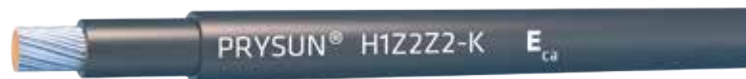
Schneider Electric España, S.A.

Pl. Dr. Letamendi, 5-7
08007 BARCELONA
Tel.: 93 484 31 00
Fax: 93 484 33 07
<http://www.schneiderelectric.es>

En razón de la evolución de las normativas y del material, las características indicadas por el texto y las imágenes de este documento no nos comprometen hasta después de una confirmación por parte de nuestros servicios.

PRYSUN H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.)
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



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



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



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



MÁXIMA RESISTENCIA AL AGUA (AD7)



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA AL OZONO



RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO



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



Nº DoP 1009483



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN

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

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

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

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

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

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

PRYSUN H1ZZZ2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.)
1,5/1,5 kV_{dc} (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1ZZZ2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

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

AISLAMIENTO

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

CUBIERTA

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
Colores: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

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

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

DATOS TÉCNICOS

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

(1) Valores aproximados.

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

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