

Joel Vilar Moreno

**Implantación de un sistema de autoconsumo eléctrico
en un polígono comercial**

Trabajo Fin de Máster

Dirigido por Dr. Carlos Turón Rodríguez

Máster en Ingeniería Industrial



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2018

Joel Vilar Moreno

**Implantación de un sistema de autoconsumo eléctrico
en un polígono comercial**

DOCUMENTO I: Índice general



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2018

Índice general

Documento II: Memoria

1	Objeto	1
2	Introducción.....	2
2.1	Clasificación de los sistemas de autoconsumo eléctrico.....	2
2.1.1	Sistemas Aislados	2
2.1.2	Sistemas de conexión a red	2
2.2	Situación del autoconsumo eléctrico en España.....	4
2.2.1	Modalidad de autoconsumo 1	4
2.2.2	Modalidad de autoconsumo 2	4
2.2.3	Impuestos a las instalaciones de autoconsumo eléctrico.....	5
2.2.4	Futuro del autoconsumo en España.....	5
2.3	Energías renovables en el autoconsumo industrial.....	6
3	Energía solar fotovoltaica	7
3.1	Energía solar fotovoltaica en España	7
3.2	Componentes de una instalación solar fotovoltaica.....	8
3.2.1	Paneles solares fotovoltaicos.....	8
3.2.2	Reguladores de carga.....	9
3.2.3	Baterías	10
3.2.4	Inversores.....	10
4	Energía eólica.....	12
4.1	Energía eólica en España	12
4.2	Componentes de una instalación eólica	14
4.2.1	Generador eólico o aerogenerador	14
5	El vehículo eléctrico	16
5.1	Tipos de vehículos eléctricos	16
5.2	Modos de recarga.....	17
5.3	Clases de conectores	17
6	Localización de la instalación de autoconsumo.....	18
7	Alumbrado público	20
7.1	Situación actual del alumbrado.....	20
7.2	Diseño del nuevo alumbrado público.....	21
8	Consumo eléctrico del polígono.....	23
8.1	Consumo debido al alumbrado público	23
8.2	Consumo debido a la recarga de vehículos eléctricos.....	23
8.3	Otros consumos eléctricos del polígono	24

8.4	Consumo total diario y distribución horaria	24
9	Solución eólica.....	25
9.1	Rugosidad	26
9.1.1	Tratamiento de los datos.....	27
9.2	Distribución de Weibull	27
9.2.1	Distribución de Weibull en el mes de Octubre.....	28
9.2.2	Distribución de Weibull en Marzo.....	29
9.3	Selección de aerogenerador	30
9.3.1	Aerogenerador ENAIR 200.....	30
9.4	Análisis de resultados	32
10	Solución fotovoltaica	33
10.1	Bases de diseño	34
10.2	Cálculo del número de módulos solares.....	35
10.2.1	Diseño para el mes más favorable.....	35
10.2.2	Diseño con 390 módulos fotovoltaicos.....	37
10.2.3	Disposición de los módulos solares.....	38
10.3	Cálculo de la batería	39
10.3.1	Tesla Powerpack 2.....	39
10.4	Cálculo del Inversor/Regulador	41
10.5	Dimensionado de los conductores.....	41
10.5.1	Dimensionado del cable principal proveniente de los módulos	43
10.5.2	Dimensionado del cableado del regulador/inversor hacia las baterías ..	43
10.5.3	Dimensionado del cableado hacia los cargadores eléctricos	43
10.6	Dimensionado de las protecciones	45
10.6.1	Protecciones de corriente continua.....	45
10.6.2	Protecciones de corriente alterna	46
10.7	Simulación del sistema fotovoltaico con PVSYST	47
10.7.1	Valoración de resultados	48
11	Marquesinas para el aparcamiento de vehículos.....	49
11.1	Análisis del aparcamiento de vehículos existente.....	49
11.2	Capacidad de módulos fotovoltaicos.....	51
11.3	Análisis estructural de las marquesinas.....	51
11.3.1	Sobrecarga de uso.....	52
11.3.2	Carga de viento.....	52
11.3.3	Carga de nieve	56

11.3.4	Cargas de los módulos fotovoltaicos.....	57
11.4	Distribución final de la instalación.....	57
12	Estudio medioambiental del proyecto.....	58
12.1	Análisis de los recursos utilizados para la fabricación de los módulos.....	58
12.2	Balance medioambiental.....	59
13	Estudio de viabilidad económica del proyecto.....	61
13.1	Presupuesto de la inversión inicial.....	61
13.2	Cuenta de resultados.....	61
13.2.1	Ingresos.....	61
13.2.2	Gastos.....	62
13.3	Evaluación global de la inversión.....	62
13.3.1	VAN.....	62
13.3.2	TIR.....	64
13.3.3	Payback Period.....	64
13.4	Evaluación global de la inversión con impuesto al sol.....	64
13.4.1	VAN.....	64
13.4.2	TIR.....	65
13.4.3	Payback Period.....	65
13.5	Comparativa de ambas evaluaciones.....	65
13.6	Valoración de la viabilidad económica del proyecto.....	66
14	Conclusiones.....	67
15	Referencias.....	68
A	Matriculaciones de vehículos eléctricos en España.....	1
B	Simulación detallada sobre el alumbrado público.....	3
C	Datos climáticos de Tarragona.....	15
C.1	Velocidades de viento.....	15
C.2	Condiciones climatológicas de la ciudad.....	15
D	Informe detallado de la simulación fotovoltaica con PVGIS.....	18
E	Estudio de viabilidad económica del proyecto.....	22
E.1	Presupuesto de la inversión inicial.....	22
E.2	Tarifa eléctrica contratada.....	22
E.3	Tasas del impuesto al sol.....	23
E.4	VAN.....	24
E.5	TIR.....	26
E.6	Payback Period.....	26

F	Hojas de especificaciones	27
F.1	Módulos solares	27
F.2	Tesla Powerpack 2	29

Joel Vilar Moreno

**Implantación de un sistema de autoconsumo eléctrico
en un polígono comercial**

DOCUMENTO II: Memoria



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2018

Índice

1	Objeto	1
2	Introducción.....	2
2.1	Clasificación de los sistemas de autoconsumo eléctrico.....	2
2.1.1	Sistemas Aislados	2
2.1.2	Sistemas de conexión a red	2
2.2	Situación del autoconsumo eléctrico en España.....	4
2.2.1	Modalidad de autoconsumo 1	4
2.2.2	Modalidad de autoconsumo 2	4
2.2.3	Impuestos a las instalaciones de autoconsumo eléctrico.....	5
2.2.4	Futuro del autoconsumo en España	5
2.3	Energías renovables en el autoconsumo industrial.....	6
3	Energía solar fotovoltaica	7
3.1	Energía solar fotovoltaica en España.....	7
3.2	Componentes de una instalación solar fotovoltaica.....	8
3.2.1	Paneles solares fotovoltaicos.....	8
3.2.2	Reguladores de carga.....	9
3.2.3	Baterías	10
3.2.4	Inversores.....	10
4	Energía eólica.....	12
4.1	Energía eólica en España	12
4.2	Componentes de una instalación eólica	14
4.2.1	Generador eólico o aerogenerador	14
5	El vehículo eléctrico	16
5.1	Tipos de vehículos eléctricos	16
5.2	Modos de recarga.....	17
5.3	Clases de conectores	17
6	Localización de la instalación de autoconsumo.....	18
7	Alumbrado público	20
7.1	Situación actual del alumbrado.....	20
7.2	Diseño del nuevo alumbrado público.....	21
8	Consumo eléctrico del polígono.....	23
8.1	Consumo debido al alumbrado público	23
8.2	Consumo debido a la recarga de vehículos eléctricos.....	23

8.3	Otros consumos eléctricos del polígono	24
8.4	Consumo total diario y distribución horaria	24
9	Solución eólica.....	25
9.1	Rugosidad	26
9.1.1	Tratamiento de los datos.....	27
9.2	Distribución de Weibull	27
9.2.1	Distribución de Weibull en el mes de Octubre.....	28
9.2.2	Distribución de Weibull en Marzo.....	29
9.3	Selección de aerogenerador	30
9.3.1	Aerogenerador ENAIR 200.....	30
9.4	Análisis de resultados	32
10	Solución fotovoltaica	33
10.1	Bases de diseño	34
10.2	Cálculo del número de módulos solares.....	35
10.2.1	Diseño para el mes más favorable.....	35
10.2.2	Diseño con 390 módulos fotovoltaicos.....	37
10.2.3	Disposición de los módulos solares.....	38
10.3	Cálculo de la batería	39
10.3.1	Tesla Powerpack 2.....	39
10.4	Cálculo del Inversor/Regulador.....	41
10.5	Dimensionado de los conductores.....	41
10.5.1	Dimensionado del cable principal proveniente de los módulos	43
10.5.2	Dimensionado del cableado del regulador/inversor hacia las baterías ..	43
10.5.3	Dimensionado del cableado hacia los cargadores eléctricos	43
10.6	Dimensionado de las protecciones	45
10.6.1	Protecciones de corriente continua.....	45
10.6.2	Protecciones de corriente alterna	46
10.7	Simulación del sistema fotovoltaico con PVSYST	47
10.7.1	Valoración de resultados	48
11	Marquesinas para el aparcamiento de vehículos.....	49
11.1	Análisis del aparcamiento de vehículos existente.....	49
11.2	Capacidad de módulos fotovoltaicos.....	51
11.3	Análisis estructural de las marquesinas.....	51
11.3.1	Sobrecarga de uso.....	52
11.3.2	Carga de viento.....	52

11.3.3	Carga de nieve	56
11.3.4	Cargas de los módulos fotovoltaicos	57
11.4	Distribución final de la instalación	57
12	Estudio medioambiental del proyecto.....	58
12.1	Análisis de los recursos utilizados para la fabricación de los módulos	58
12.2	Balance medioambiental	59
13	Estudio de viabilidad económica del proyecto	61
13.1	Presupuesto de la inversión inicial.....	61
13.2	Cuenta de resultados.....	61
13.2.1	Ingresos	61
13.2.2	Gastos	62
13.3	Evaluación global de la inversión	62
13.3.1	VAN.....	62
13.3.2	TIR	64
13.3.3	Payback Period.....	64
13.4	Evaluación global de la inversión con impuesto al sol.....	64
13.4.1	VAN.....	64
13.4.2	TIR	65
13.4.3	Payback Period.....	65
13.5	Comparativa de ambas evaluaciones.....	65
13.6	Valoración de la viabilidad económica del proyecto.....	66
14	Conclusiones	67
15	Referencias	68

1 Objeto

El objeto de este Trabajo de Fin de Máster (TFM) es la implementación de un sistema de autoconsumo eléctrico en un polígono comercial real de la comarca de Tarragona junto a la realización de un análisis de viabilidad económica y ambiental.

En este trabajo, se estudian las necesidades energéticas actuales y futuras de un polígono comercial, concretamente, el polígono comercial de Les Gavarres y se plantea una solución que abastezca dichas necesidades energéticas mediante energías renovables.

Para ello, se diseña un sistema de autoconsumo que se encargará de alimentar unas baterías con el objetivo de asegurar en todo momento la electricidad en los servicios públicos del polígono comercial. El principal consumo del polígono será debido al alumbrado público y a una instalación de carga de vehículos eléctricos que se instalará en un parking de la zona. El sistema de autoconsumo producirá la mayor parte de la energía necesaria para el funcionamiento del polígono, pero estará conectado a la red para poder complementar la energía generada de forma renovable en los meses con menos potencial de generación eléctrica.

El sistema de autoabastecimiento se colocará en una zona de aparcamiento al aire libre, donde se habilitarán los puntos de recarga para los vehículos eléctricos bajo marquesinas de aparcamiento.

Se pretende realizar un análisis económico de la implantación de este sistema para comprobar el beneficio económico a medio-largo plazo que puede tener una instalación alimentada por energías renovables con conexión a la red eléctrica. Además, se estudiará el impacto ambiental de este tipo de autoconsumo, es decir, la cantidad de gases de efecto invernadero que se dejarían de emitir a la atmósfera a causa de la electricidad consumida por el polígono.

2 Introducción

El autoconsumo energético se define como la producción individual de electricidad para satisfacer el propio consumo. Esta producción de electricidad se realiza, típicamente, mediante una instalación de energía renovable.

La sostenibilidad de las áreas productivas y sus demandas energéticas pasa por incorporar infraestructuras de producción de energía renovable. Estas estructuras están ganando importancia debido a la disminución de su coste de implantación conforme pasan los años. La posibilidad de consumir la energía que produces y vender la energía sobrante hace que su implementación sea cada vez más atractiva en el mundo.

A su vez, el progresivo aumento de los costes de la energía eléctrica generada, transportada, distribuida y vendida bajo un modelo tradicional, sumado a la necesidad existente de disminuir el uso de combustibles fósiles y emisión de gases tóxicos hace que la generación de energía mediante fuentes de energía renovables tome gran relevancia en la sociedad actual.

La energía puede ser producida "in situ" en el área de consumo de diversas maneras. La instalación de paneles fotovoltaicos puede ser un método interesante de producción si la instalación se realiza en áreas donde haya un número adecuado de horas de sol. Otra posible alternativa para la producción de electricidad es la generación mediante energía eólica. Las áreas industriales o comerciales suelen tener espacio libre para la instalación de este tipo de sistemas, como áreas de aparcamiento (donde se pueden colocar paneles fotovoltaicos en aparcamiento de tipo pérgola) o zonas verdes donde poder colocar generadores mini-eólicos.

La implementación de este tipo de energía significa la producción de energía limpia, renovable y sostenible. La producción limpia de energía para el propio consumo es un cambio muy significativo respecto al uso que se está haciendo hoy en día en España de las energías renovables. Los sistemas de autoconsumo otorgan cierta independencia energética a las zonas donde se instalan y además, estando situados en zonas industriales conllevarán un impacto ambiental mínimo^[1].

2.1 Clasificación de los sistemas de autoconsumo eléctrico

Los sistemas de autoconsumo se clasifican en dos grupos dependiendo de su conexión a la red eléctrica.

2.1.1 Sistemas Aislados

El sistema aislado se utiliza para producir electricidad que se consume al instante o que se almacena en baterías eléctricas para su posterior uso. Al ser un sistema totalmente desconectado de la red eléctrica, no se tiene contrato con ninguna distribuidora de energía eléctrica, es decir, es un sistema autosuficiente que depende en su totalidad de la generación de electricidad que se haga.

2.1.2 Sistemas de conexión a red

Los sistemas de conexión a la red se dividen en dos categorías, la primera, autoconsumo instantáneo con inyección cero, y la segunda, autoconsumo con vertido.

2.1.2.1 Autoconsumo instantáneo con inyección cero

Son aquellas instalaciones en las que existe conexión con la red eléctrica pero no existe vertido de energía a la misma. La energía producida por vías renovables se consume de manera instantánea, y en caso de que ésta se agote y se necesite energía adicional, la instalación se complementa con la red eléctrica tradicional. En caso de haber sobreproducción,

el excedente de energía no puede ser vertido a la red eléctrica, por lo tanto, en este tipo de instalaciones, se requiere de un equipo que monitorice el consumo y que interactúe con el inversor de potencia para evitar que se produzca más energía de la necesaria. Otra opción, es desviar esa sobreproducción de energía para su futuro aprovechamiento, por ejemplo, hacia una batería.

Por norma general, este tipo de instalaciones se diseñan de tal forma que la producción nunca supere al consumo, tratando así, de desperdiciar el mínimo de energía posible y a su vez, maximizar la rentabilidad de la inversión [2].

2.1.2.2 Autoconsumo con balance neto

El autoconsumo con balance neto es un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda.

Es decir, el consumidor vierte a la red eléctrica el exceso producido por su sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica proporciona la electricidad cuando la demanda es superior a la producción del sistema de autoconsumo. Al final del periodo, la compañía descontará en la factura del consumo de la red, los excesos vertidos a la misma.

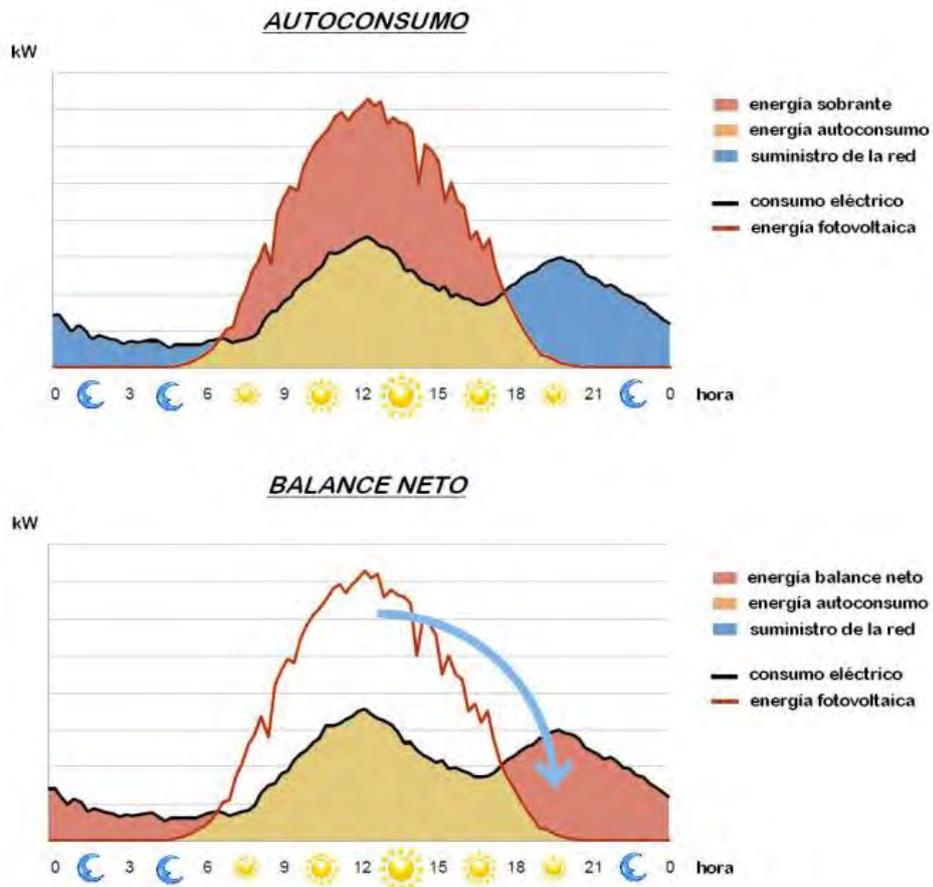


Figura 1. Esquema gráfico del funcionamiento de un sistema de autoconsumo y balance neto [29].

2.2 Situación del autoconsumo eléctrico en España

Actualmente, el autoconsumo en España está controlado mediante el Real Decreto 900/2015 del 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

El ámbito de aplicación son las instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, acogidas a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico. Se exceptúa de la aplicación de este real decreto a las instalaciones aisladas y a los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica.

Este Real decreto marca dos tipos de autoconsumos diferentes, los cuales, no están exentos del actual llamado "Impuesto al Sol", estos tipos son:

2.2.1 Modalidad de autoconsumo 1

El autoconsumo tipo 1 o suministro con autoconsumo corresponde a los usuarios de autoconsumo no dados de alta en el RAPRE. Los sujetos acogidos a este tipo de autoconsumo cumplirán los siguientes requisitos:

- Registro necesario en el registro administrativo de autoconsumo.
- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- El titular del punto de suministro debe ser el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- Se debe pedir el estudio de conexión a la compañía eléctrica y abonarlo, según el procedimiento del RD1699/2011. Están exentos de abonarlo aquellos con una potencia contratada menor de 10 kW con vertido 0.

Esta modalidad tiene cargos por autoconsumo. Tiene un cargo por la potencia (si la instalación cuenta con baterías que provocan una reducción sobre la potencia total contratada) más un cargo por la energía.

2.2.2 Modalidad de autoconsumo 2

El autoconsumo tipo 2 o producción con autoconsumo corresponde a los usuarios de autoconsumo dados de alta en el RAIPRE (Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica). Los sujetos acogidos a este tipo de autoconsumo cumplirán los siguientes requisitos:

- Registro necesario en el registro administrativo de autoconsumo, además de en el RAIPRE.
- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- La potencia máxima de la instalación será la potencia contratada con la compañía eléctrica en el punto de suministro, sin limitación máxima.
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
- Se permite la venta de excedentes, que se abonarán al precio pool, pero habrá que asumir además el peaje a la generación y el impuesto del 7% sobre la producción.

- El procedimiento de conexión y acceso será el establecido en el RD1699/2011 o en el caso de instalaciones con una potencia mayor a 100 kW será el RD1955/2000. El estudio de conexión debe ser asumido por el titular de la instalación.

Esta modalidad tiene cargos por autoconsumo. Tiene un cargo por la potencia (si la instalación cuenta con baterías que provocan una reducción sobre la potencia total contratada) más un cargo por la energía ^[3].

2.2.3 Impuestos a las instalaciones de autoconsumo eléctrico

Ambas modalidades de autoconsumo están sujetas a unos impuestos, el llamado "Impuesto al Sol". Este impuesto consta de dos cargos diferentes:

- **Cargo por la potencia instalada (€/kW año):** Este cargo solo se aplica si la instalación cuenta con baterías que permitan reducir la potencia contratada con la compañía eléctrica o si el consumo pico supera a la potencia contratada con la compañía eléctrica. Este cargo se pagará por la fracción de horas en las que haya consumo. En caso de que la potencia contratada con la compañía eléctrica no supere a la potencia pico, este cargo no se tiene en cuenta.
- **Cargo por la energía autoconsumida (€/kWh):** Este cargo está compuesto por los peajes de acceso, menos las pérdidas en redes, más los servicios de ajuste. En resumen, es una tasa por cada kWh producido y consumido mediante el sistema de autoconsumo. Se exime de estos cargos a las instalaciones con una potencia menor de 10kW ^[5].

Además cabe recordar que la totalidad de las instalaciones de autoconsumo aisladas de la red eléctrica también están exentas de este tipo de impuesto.

2.2.4 Futuro del autoconsumo en España

El miércoles 17 de enero de 2018, el Parlamento Europeo aprobó la Directiva Europea de Renovables, que propone que para 2030, el 35% del consumo energético de la UE proceda de tecnologías verdes. Además, el texto especifica que los consumidores tendrán derecho a usar la electricidad que ellos mismos producen y almacenan sin tener que pagar ningún cargo, tarifa o impuesto.

En resumidas cuentas, esto significaría que los estados miembros no podrían gravar con ningún tipo de cargo el autoconsumo, tal y como hace actualmente España con el RD 900/2015.

El jueves 14 de Junio de 2018, se aprobó finalmente dicha propuesta pero reduciendo el porcentaje de generación renovable a un 32%, por lo que el llamado impuesto al sol, durante los próximos años desaparecerá de todos los países que forman la unión europea.

En cuanto a España, el reciente gobierno del Partido Socialista Obrero Español (PSOE) ha declarado que derogará el impuesto creado por el Partido Popular. La ministra de Energía y Medio Ambiente, Teresa Ribera, ha afirmado que el país dará un giro de 180° en cuanto a la política medioambiental de España y que el país apostará de manera firme por la generación de energía eléctrica mediante vías renovables. Esto incluirá la derogación del impuesto al sol, la aprobación de un calendario de cierre para algunas centrales térmicas o la decisión sobre el futuro de las nucleares.

Por lo tanto, el futuro del autoconsumo Español es prometedor debido a que se adoptarán políticas adecuadas que permitirán aprovechar el gran potencial de generación

renovable del país. Las instalaciones de autoconsumo como las solares comenzarán a tener gran relevancia debido a que su rentabilidad se verá incrementada al no tener que pagar un impuesto por cada kWh generado ^[11].

2.3 Energías renovables en el autoconsumo industrial

Actualmente, las dos vías más adecuadas en España para realizar sistemas de este tipo son las instalaciones solares fotovoltaicas y las instalaciones eólicas debido a su rendimiento, facilidad de aplicación y condiciones climatológicas del país. Por lo tanto, en la realización de este trabajo, se estudiará la posibilidad de implantar dichos sistemas para la instalación. Se realizará un análisis exclusivamente fotovoltaico, un análisis exclusivamente eólico, y finalmente se valorará la opción de utilizar una solución mixta para ver qué solución resulta óptima para el caso propuesto.

3 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor, denominado célula fotovoltaica, o bien, mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Esta fuente de energía está en auge en los últimos años al tratarse de un recurso inagotable y respetuoso con el medio ambiente, además, tiene una gran facilidad para implantarse en muchos campos como el de la arquitectura (en el diseño de edificios), la ingeniería o la agricultura.

3.1 Energía solar fotovoltaica en España

España por su posición y climatología, es un país especialmente favorecido de cara al aprovechamiento de este tipo de energía. La irradiación solar anual hace que este tipo de sistemas sean más rentables que en muchos otros países de Europa. Regiones como el norte de España, dónde la irradiación solar es menor comparada con otras zonas del país debido a su clima lluvioso, cuentan con mayor irradiación anual que el país líder en la promoción de energía solar fotovoltaica, Alemania.

Por lo tanto, es de esperar, que, para poder cumplir los requerimientos de la unión europea en cuanto a generación de energía vía renovables, se instalen un gran número de instalaciones fotovoltaicas en el país en el transcurso de los próximos años.

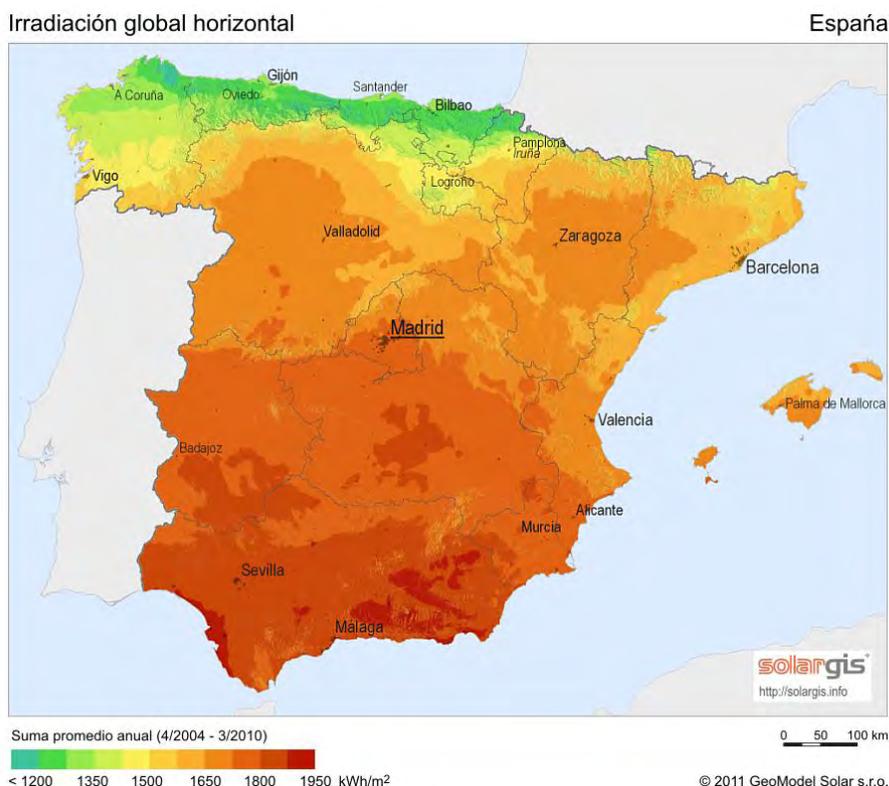


Figura 2. Mapa de irradiación global anual de España en el año 2011 [30].

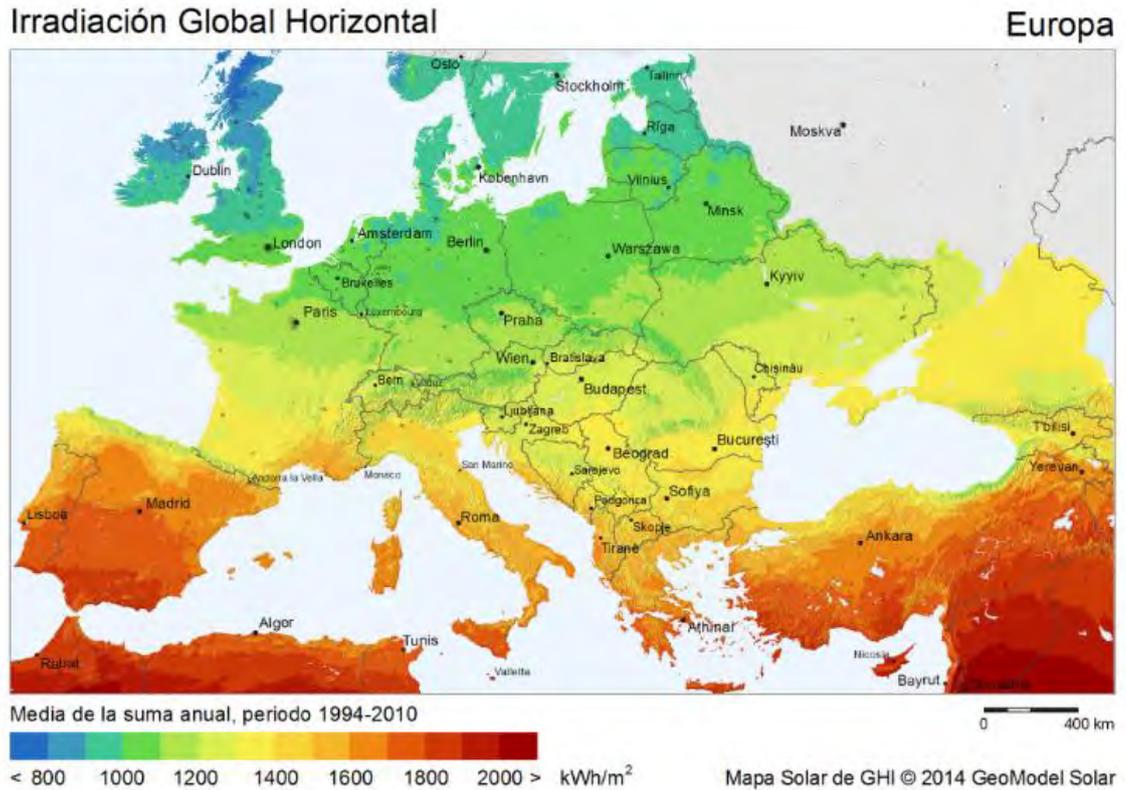


Figura 3. Mapa de irradiación media global de Europa [30].

3.2 Componentes de una instalación solar fotovoltaica

Una instalación solar fotovoltaica cuenta con diversos elementos que permiten su funcionamiento. En la figura 4 se pueden observar los diferentes elementos de los cuales consta un sistema fotovoltaico:

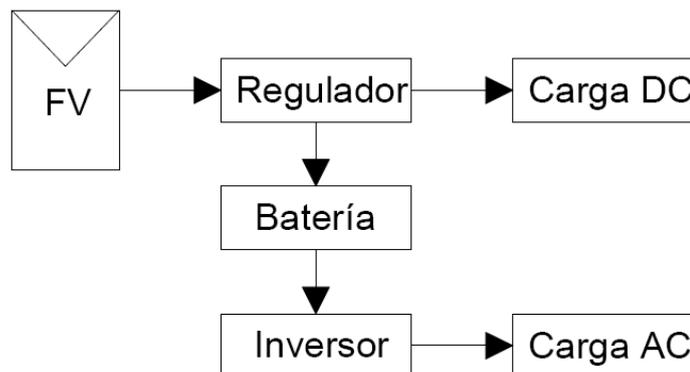


Figura 4. Esquema general básico de un sistema fotovoltaico autónomo AC.

3.2.1 Paneles solares fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos, llamados comúnmente paneles solares, están formados por un conjunto de células fotovoltaicas, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.



Figura 5. Instalación de paneles solares fotovoltaicos [29].

La parte más visible de los paneles es lo que se llama encapsulado. El encapsulado protege al módulo de la intemperie, lo que protege al módulo y a las células fotovoltaicas frente a la abrasión, la humedad, los rayos UV y las vibraciones. Estos paneles, también cuentan con un soporte que proporciona a la placa una rigidez estructural adecuada. Además, el marco del panel permite su instalación sobre determinados soportes.

Las células fotovoltaicas del interior del panel producen electricidad a partir de los fotones provenientes de la luz del sol, este funcionamiento se basa en el llamado efecto fotovoltaico. Las células van conectadas entre sí en serie o en paralelo. Su asociación desde el punto de vista eléctrico proporciona el nivel adecuado de tensión e intensidad para el que ha sido diseñado el panel.

Los paneles fotovoltaicos, en función del tipo de célula que los forman se dividen en:

- Monocrystalinos: Su composición se basa en secciones de un único cristal de silicio, son reconocibles debido a su forma circular u octogonal además del color negro de sus células solares. Este tipo de placas son más caras debido a su proceso de fabricación, pero obtienen una mayor eficiencia respecto a los otros tipos.
- Policristalinos: Están formadas por pequeñas partículas cristalizadas. Son reconocibles por el color azulado de las células solares. Este tipo de paneles son los más vendidos (aproximadamente abarcan un 90% del mercado) a pesar de ser menos eficientes que los paneles monocrystalinos, esto es debido a que su precio es inferior.
- Amorfos: Están compuestas por una capa fina de silicio no cristalizado. Son los menos eficientes y menos costosos de los tres tipos. Una de las características principales de este tipo de panel es su flexibilidad.

3.2.2 Reguladores de carga

El regulador de carga es un elemento necesario en los sistemas fotovoltaicos autónomos y su función es la de realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa, pero evitando la sobrecarga y la sobredescarga. La estrategia de control del regulador de carga determina el proceso de carga de una batería y es responsable tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumos como de la vida útil de la batería (el regulador se encarga de maximizar la vida útil de ésta). Es un elemento económico respecto a los otros equipos de la instalación ya que aproximadamente supone el 5% del coste total del sistema.

El regulador de carga permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador FV, a la vez que garantiza la protección adecuada y buen servicio de las baterías. En caso de sobrecarga pone el generador FV en circuito abierto evitando así el paso de corriente del generador hacia la batería. En caso de sobredescarga puede cortar el suministro a los consumos o bien avisar mediante una alarma indicando que la tensión de la batería es inferior a los niveles mínimos de seguridad. Esto es útil debido a que la total descarga de la batería suele significar una pérdida de su vida útil.

En los sistemas fotovoltaicos con baterías, durante el día, el regulador hace que la energía eléctrica generada alimente el consumo y el exceso de energía cargue la batería, mientras que por la noche, la batería es la que alimenta el consumo ^[7].

3.2.3 Baterías

En los sistemas fotovoltaicos las baterías se utilizan como sistema de almacenamiento energético debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación y los periodos de consumo. Son un elemento imprescindible en los sistemas FV autónomos.

Existen varios tipos de baterías, y dependiendo del uso de la instalación es recomendable utilizar unas u otras:

- **Baterías Monoblock:** Este tipo de baterías están destinadas a pequeñas instalaciones fotovoltaicas donde la relación calidad-precio debe ser equilibrada y el consumo es bajo. Tienen una vida útil estimada de 4 a 5 años. No son baterías recomendables para funcionar con aparatos complejos. Además, este tipo de batería necesita un mantenimiento periódico, que se basa en el relleno del electrolito con agua destilada.
- **Baterías AGM y Gel:** Estas baterías también se fabrican en formato Monoblock, pero a diferencia de las primeras, éstas no requieren de un mantenimiento periódico. Se recomiendan para cualquier tipo de aparato electrónico ya que soportan picos de arranque sin ningún problema. Tienen una vida útil aproximada de 5 a 8 años.
- **Baterías estacionarias:** Estas baterías tienen una larga vida útil, son perfectas para instalaciones que requieran un consumo diario y durante largos periodos de tiempo. Estas baterías están compuestas por 6 vasos de 2 V cada uno y pueden acumular grandes cantidades de energía. Existen las estacionarias de plomo-ácido abiertas y las estacionarias de gel. Aproximadamente su vida útil es de 15 años.
- **Baterías de litio:** Ocupan poco espacio, pesan poco y no emiten gases, por lo tanto, se pueden colocar en cualquier sitio. Además, su tiempo de carga es el más rápido de entre todos los tipos. Permiten realizar descargas totales sin que esto suponga una reducción notable en su vida útil. Su principal desventaja es su elevado coste.

3.2.4 Inversores

La función de un inversor es transformar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. Es un elemento esencial para las instalaciones fotovoltaicas, ya que éstas, generan electricidad en forma de corriente continua.

Dentro de los inversores fotovoltaicos existen dos subgrupos. El primero, son los inversores de conexión a la red, éstos, consiguen sincronizar los niveles de energía producida por los paneles fotovoltaicos con la red pública. El segundo, son los inversores de batería donde los inversores están conectados a una batería.

Las funciones principales de los inversores son: Inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. Normalmente, los inversores pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada y un amplio rango de potencias disponibles (de unos pocos W hasta varios MW). Dependiendo de la forma de la onda de la tensión de salida, existen 3 tipos de inversores:

- De onda cuadrada: Son los más económicos, cuentan con muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido en armónicos no deseados. Se suelen usar con pequeñas cargas inductivas o resistivas.
- De onda semi-senoidal: Sus rendimientos son mayores del 90%. Son utilizados para aplicaciones domésticas donde se deben alimentar electrodomésticos y equipos típicos de una residencia. Tienen el problema de que algunos equipos pueden no funcionar bajo este tipo de inversores.
- De onda senoidal: Tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada. Son la mejor opción para la alimentación de cargas AC, no presentan ningún problema en relación con la THD (distorsión armónica total) o estabilidad de la tensión. Este tipo de inversores se están imponiendo sobre el resto por este motivo ^[7].



Figura 6. Inversor instalado en un panel solar fotovoltaico ^[29].

4 Energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida a partir del viento, es decir, de la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores, conectados a la red eléctrica o doméstica en caso de los sistemas de autoconsumo. Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva por lo cual es una de las energías renovables que más en auge están a día de hoy alrededor del mundo. A finales de 2016, la capacidad mundial instalada de energía eólica ascendía a 487 GW, durante ese año, se instalaron 54.600 MW.

En general, las mejores zonas para este tipo de energía se sitúan en la costa, debido a las corrientes térmicas entre el mar y la tierra, en las grandes llanuras continentales, y en las zonas montañosas.

Dependiendo de la potencia nominal de los aerogeneradores utilizados existen tres clases principales de generación eólica:

- Energía eólica: Se cataloga de esta manera cuando se utilizan aerogeneradores de gran potencia, superiores a 100 kW.
- Energía minieólica: Este sobrenombre se utiliza cuando la energía se produce mediante aerogeneradores de menos de 100 kW pero superiores a 20 kW.
- Energía microeólica: Es el nombre que recibe la energía eólica cuando se produce mediante aerogeneradores de baja potencia, menores de 20 kW.

4.1 Energía eólica en España

España es un país con una gran generación de energía eólica debido a sus condiciones climatológicas y a la inversión realizada en este ámbito. En 2017 ha sido la segunda tecnología más importante del sistema energético español. Los 23 GW eólicos instalados han producido más de 47 TWh lo que supone aproximadamente un 19% de la energía total consumida. La producción en el año 2016 fue similar debido a que actualmente existe una parálisis en el mercado de energía eólica debido a la última reforma energética realizada. La comunidad autónoma más eólica es la de Castilla y León, comunidad que cubre aproximadamente el 80% de su consumo eléctrico mediante energía eólica.

Según la Planificación Energética 2015-2020, el Gobierno considera que España necesita 8500 MW renovables para cumplir con los objetivos europeos en 2020, de los cuales, 6.400 MW (el 75%) deberían ser eólicos, por lo cual, es de esperar que en los siguientes años se aumente la inversión del Gobierno en este campo.

A pesar de que últimamente no se ha instalado nueva potencia eólica, España se mantiene como el quinto país a nivel mundial en potencia eólica instalada, justo por detrás de India ^[8].

En total, en España hay 1.800 parques presentes en 800 municipios con 20.300 aerogeneradores instalados. Asimismo, hay 210 centros de fabricación en dieciséis de las diecisiete comunidades autónomas.

En la figura 7 se muestra el mapa eólico de España que muestra la densidad de potencia anual a 80 metros de altura. En la figura 8, se muestra el mismo tipo de mapa eólico, pero de la comunidad autónoma de Cataluña.



Figura 7. Mapa eólico de España. Densidad de potencia media anual a 80 m de altura [31].

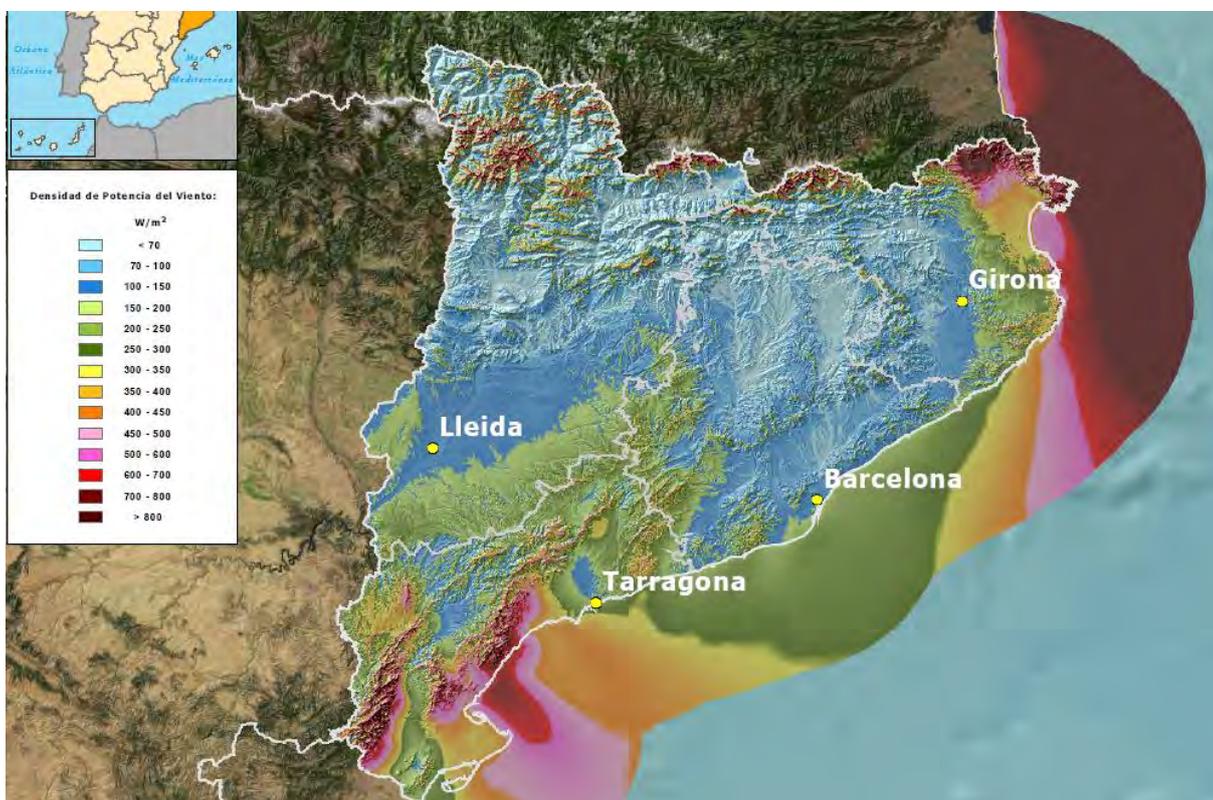


Figura 8. Mapa eólico de la comunidad autónoma de Cataluña. Densidad de potencia media anual a 80 m de altura [31].

4.2 Componentes de una instalación eólica

Una instalación eólica cuenta con diversos elementos que permiten su funcionamiento:

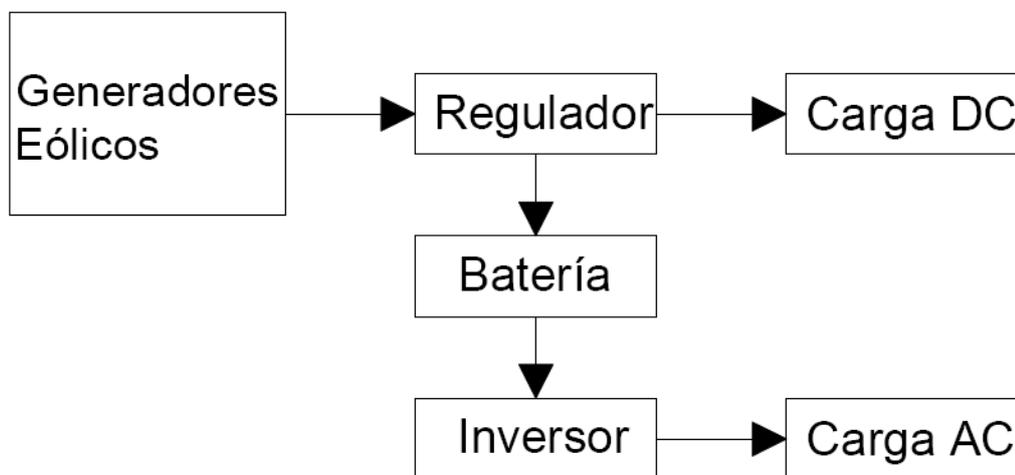


Figura 9. Esquema general básico de un sistema eólico autónomo.

La instalación es similar a la mostrada anteriormente con el sistema solar fotovoltaico. La diferencia reside en el elemento generador, que en este caso será un generador eólico. El resto de equipos funcionan exactamente igual que en el caso fotovoltaico.

4.2.1 Generador eólico o aerogenerador

Un Aerogenerador es un generador eléctrico que funciona convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica a través de una hélice y en energía eléctrica gracias a un alternador. Dependiendo de la configuración del eje de rotación, los aerogeneradores se dividen en dos grupos.

4.2.1.1 Aerogeneradores de eje horizontal

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Este tipo es el más común debido a su eficiencia, confiabilidad y su capacidad para adaptarse a una gran variedad de potencias. Se denominan también como HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*).

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación en la parte superior de la torre, que debe estar orientada hacia el viento. Los pequeños se orientan mediante una veleta mientras que los mayores utilizan sensores de dirección y se orientan mediante la acción de un motor.

Este tipo de aerogeneradores se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 25 m/s de promedio. El límite inferior es llamado velocidad de conexión y el superior, velocidad de corte. El aerogenerador genera energía mientras la velocidad del viento se encuentra entre esos dos valores.

4.2.1.2 Aerogeneradores de eje vertical

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. Se denominan también VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*).

Las principales ventajas de estos aerogeneradores residen en su tamaño y mecanismo. El mecanismo permite que se puedan situar unos más cerca de los otros debido a que no producen el efecto de frenado de aire propio de los horizontales, además, al tener palas

omnidireccionales, no necesitan un mecanismo de orientación. También, al funcionar con una velocidad de viento menor, se pueden colocar más cerca del suelo, lo que facilita las tareas de mantenimiento y causa un menor impacto visual. Además, son más silenciosos que los horizontales, lo que los hace recomendables para pequeñas instalaciones.

Por el contrario, este tipo de generadores no pueden aprovechar las corrientes de aire de mayor altura debido a su menor tamaño y además, tienen una eficiencia más baja. También tienen menor estabilidad y son menos fiables que los HAWT debido a que las palas del rotor tienen susceptibilidad a romperse o doblarse cuando el viento actúa con fuerza. Por último, este tipo de generador no arranca automáticamente, sino que, para arrancar, necesita que un generador actúe como motor.



Figura 10. Ejemplo HAWT a la izquierda, ejemplo de VAWT a la derecha ^[29].

5 El vehículo eléctrico

Un vehículo eléctrico es un vehículo propulsado por uno o más motores eléctricos mediante el uso de energía eléctrica almacenada en baterías recargables. Una de las grandes ventajas de estos vehículos, es que son 3 veces más eficientes que sus equivalentes de motor de combustión.

En los últimos años el coche eléctrico está alcanzando una gran relevancia debido a que cada vez la sociedad está más concienciada sobre los efectos del CO₂ expulsado a la atmosfera, y el coche eléctrico es un medio que, utilizado adecuadamente, puede reducir esto. En España, por ejemplo, el transporte es el responsable del 25% de las emisiones domésticas de Gases de Efecto Invernadero (GEI), datos que solo contabilizan las emisiones directas de la quema de combustible y que no tienen en cuenta los gastos indirectos.

Por estos motivos, una de las principales razones para implantar un sistema de autoconsumo en un polígono comercial es la de impulsar la tecnología del vehículo eléctrico.

5.1 Tipos de vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos se clasifican en tres grupos, los vehículos 100% eléctricos (EV), los vehículos híbridos enchufables a la red eléctrica (PHEV) y los vehículos híbridos eléctricos (HEV). Una característica común dentro de los tres tipos, es que éstos aprovechan la energía de las frenadas y los desniveles para generar electricidad que se acumula en las baterías.

-Vehículos 100% eléctricos (EV)

Estos vehículos disponen de un motor eléctrico que transforma la energía almacenada en las baterías en energía cinética que se transmite directamente a las ruedas. Son vehículos que no requieren demasiado mantenimiento; lo más habitual son gastos relacionados con el sistema de frenada y renovación de neumáticos. Actualmente se perciben como coches de limitada utilidad debido a su autonomía (el gran problema de los vehículos 100% eléctricos) y el tiempo de recarga necesario, aunque últimamente marcas como Tesla están haciendo grandes avances en este aspecto.

-Vehículos híbridos eléctricos (HEV)

Equipan un motor de combustión interna y un motor eléctrico de imán permanente. En marcha constante, el ICE impulsa tanto al tren motor como al motor eléctrico y es el encargado de regular un régimen óptimo para ambos motores. Estos vehículos híbridos tienen la característica de que a bajas velocidades solo son impulsados mediante el motor eléctrico, consiguiendo así 0 emisiones, es decir, en recorridos urbanos el coche no utiliza su motor de combustión mientras que para recorridos a más velocidad el coche emplea su motor de combustión.

-Vehículos híbridos eléctricos enchufables (PHEV)

Los PHEV son la evolución de los sistemas de baterías de los modelos híbridos estándar, éstos permiten la conexión de los vehículos a la red eléctrica, lo cual permite que el vehículo pueda disponer de energía eléctrica desde el primer momento y no dependa de recargar las baterías mediante el sistema de frenada regenerativa al inicio.

El mercado de los vehículos eléctricos aun es limitado comparado con los vehículos tradicionales, pero en los últimos años está mostrando un crecimiento cada vez mayor, los vehículos 100% eléctricos y los híbridos enchufables (los vehículos que harán uso de la instalación de enchufes eléctricos), durante el año 2018 han mostrado un gran crecimiento respecto al curso anterior, de un 123% para el caso de los EV y de un 137% en el caso de los PHEV. Es de esperar que con el paso de los años este crecimiento sea cada vez mayor debido a la depuración de la tecnología y a la mejora de las baterías, además, la proliferación de los

puntos de recarga hará que cada vez más gente decida optar por vehículos de esta índole. En el anexo A se pueden observar los datos de matriculaciones en España de los vehículos eléctricos EV y PHEV ^[12].

La capacidad media de las baterías del parque de vehículos totalmente eléctricos español es de 50 kWh.

5.2 Modos de recarga

Comúnmente, se consideran 4 tipos de carga según la velocidad de esta, que depende de la potencia disponible que suministra el enchufe al que se conecta el vehículo eléctrico. La rapidez de la recarga difiere según el tipo de corriente eléctrica ^[13].

- Recarga lenta, también conocida como recarga estándar. Es la más estandarizada y todos los fabricantes de vehículos eléctricos la aceptan. Se suele realizar con corriente alterna monofásica a una tensión de 230 voltios (V) y una intensidad de hasta 16 amperios (A) y por tanto con potencias de hasta 3,68 kW.
- Recarga estándar-rápida, de similares características a la recarga estándar, pero en lugar de realizar la carga con una intensidad de 16 A, se realiza a 32 A y por tanto con potencias de hasta 7,36 kW.
- Recarga semi-rápida, se realiza en corriente trifásica con una tensión de 400 voltios (V) a un amperaje de hasta 32 amperios (A) y por tanto con potencias de hasta 22 kW.
- Recarga rápida, realiza con corriente continua con potencias que van desde los 44 kW de un conector *Mennekes* hasta los 120 kW de los *Superchargers* de Tesla.

5.3 Clases de conectores

Las clases de conectores para recargar los VE aún no están estandarizadas a nivel mundial, las más comunes son:

- Conector doméstico tipo *schuko*, responde al estándar CEE 7/4 tipo F y es compatible con las tomas de corriente europeas. Soporta corrientes de hasta 16 A, es decir, es compatible solo con la recarga lenta.
- Conector *SAE J1772*, también conocido como Yazaki, es de estándar norteamericano y específico para vehículos eléctricos. Puede utilizarse para recarga lenta (hasta 16 A) y para recarga rápida (hasta 80 A).
- Conector *Mennekes*, es un conector alemán de tipo industrial no específico de VE. Puede trabajar tanto en recarga lenta (monofásico a 16 A) como en recarga rápida (trifásico hasta 63 A).
- Conector único combinado (*Combo*), una solución estándar propuesta por norteamericanos y alemanes que admite tanto recarga lenta como rápida.
- Conector *Scame*, conocido como *EV Plug-in Alliance*, de procedencia francesa, admite corrientes monofásicas y trifásicas de hasta 32 A, es decir, es un conector usado para la recarga semi-rápida.
- Conector *CHAdeMO*, estándar de fabricantes japoneses, está específicamente creado para ser usado para recarga rápida con corriente continua. Admite hasta 200 A de intensidad de corriente.



Figura 11. Conector tipo *schuko* (izquierda) y conector tipo *Combo* (derecha).

6 Localización de la instalación de autoconsumo

El presente trabajo se desarrolla sobre un polígono comercial de la comarca de Tarragona. Concretamente, el polígono comercial de Les Gavarres.

Les Gavarres es un polígono situado en el sur de Tarragona desde el año 1997. Se encuentra estratégicamente situado entre dos de las vías rápidas de comunicación de la provincia de Tarragona, la A7 y la T11. Además de sus inmejorables accesos, la zona cuenta con una gran capacidad de aparcamiento lo cual lo convierte en una zona comercial y de ocio ideal. La superficie total del polígono es de 85.000 m².



Figura 11. Imagen aérea del polígono comercial de Les Gavarres [9].

Para la instalación del sistema de autoconsumo, se ha encontrado el mapa topográfico del polígono para poder ver qué zonas del polígono son aptas para la construcción de un proyecto de esta índole. El terreno debe estar libre y no pertenecer a las zonas asignadas como verdes.



Figura 12. Mapa topográfico del polígono comercial de Les Gavarres [9].

Como se observa en la figura 12, el polígono tiene su ocupación prácticamente completa y la única zona apta para la construcción del sistema de autoconsumo es la remarcada en dicha figura. Esa zona se considera zona vial y actualmente está destinada para el aparcamiento de vehículos, por lo tanto, es una localización idónea debido a que el sistema de autoconsumo se adaptará para que la zona pueda seguir utilizándose como aparcamiento y además sirva como punto de recarga para los vehículos eléctricos que aparquen en la zona.

El proyecto, además de realizar la instalación de autoconsumo, pretende mejorar algunas de las características actuales del polígono. La mejora principal consistirá en la instalación de un nuevo sistema de alumbrado LED, debido a que el actual es una instalación de los años 90 de lámparas de sodio que tienen un gran consumo eléctrico. También se realizará la instalación de marquesinas para parte del aparcamiento, se instalarán señales viales iluminadas, se situarán carteles publicitarios del polígono iluminados mediante tecnología LED en los accesos del polígono y se instaurarán otras mejoras tales como tótems electrónicos que se utilizarán con fines informativos y publicitarios en el interior de la zona. Todas estas mejoras se alimentarán eléctricamente gracias a la generación renovable que se conseguirá.

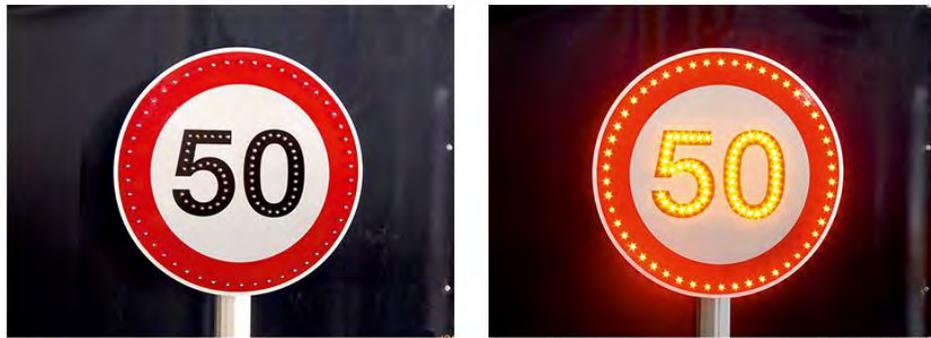


Figura 13. Señal de tráfico con sistema de alumbrado LED.

7 Alumbrado público

7.1 Situación actual del alumbrado

El alumbrado utilizado actualmente en el polígono es el que se instaló en el año 1997 durante su creación. La iluminación de los viales se realiza con báculos de acero galvanizado en caliente, utiliza luminarias de aluminio anodizado cerradas de distribución asimétrica y luces de sodio de alta presión que permiten una adecuada reflexión de los colores.

Con la instalación actual se obtienen unos niveles medios de iluminación de 30-35 lux y unas uniformidades medias de un 45%. La instalación se proyecta con equipos de reducción de flujo que tienen el objetivo de conservar la uniformidad de la iluminación durante las horas de medianoche.

Las luminarias usadas son concretamente el modelo INDALUX 400-IDO 250 S.A.P.t., un modelo de vapor de sodio con una potencia nominal de 250 W.

La instalación comprende los circuitos con conductores según UNE VFV 0,6/1 KV con aislamiento de cobre y cobertura de PVC, se encuentran protegidos de forma que en ningún lugar la tensión de contacto pueda ser mayor a 24 V. Los puntos de luz se conectan entre fase y neutro para obtener 220 V y entre ellos se conectan en estrella para repartir las cargas entre las tres fases para equilibrar las cargas. El encendido y apagado funciona de forma totalmente automática y se realiza con precisión mediante programadores astronómicos.

La disposición de las luminarias es de Tresbolillo, la distancia entre ellas es de 20 metros. La altura de montaje es de 10 metros con una longitud de brazo de 1,5 metros. La calzada cuenta con una anchura de 12 metros mientras que los caminos peatonales son de 2 metros. Al ser lámparas de vapor de sodio, su factor de mantenimiento es de 0,75 ^[14].



Figura 14. Alumbrado actual del polígono comercial Les Gavarres.

A día de hoy, el polígono cuenta con una potencia instalada de luminarias de 33,3 kW, lo cual se traduce en una instalación de 134 farolas. Diariamente, el polígono consume 366,3 kWh exclusivamente debido al consumo del alumbrado público.

Debido al alto consumo diario actual del alumbrado público, se ha decidido realizar una nueva instalación de luminarias sustituyendo las actuales por nuevos modelos LED con un consumo mucho menor.

7.2 Diseño del nuevo alumbrado público

Con el objetivo de aprovechar al máximo la instalación actual, se ha estudiado la implantación de luminarias LED respetando la distribución existente en estos momentos, es decir, se instalarán las nuevas luminarias en los mástiles de acero actuales, por lo tanto, las bases de diseño son las siguientes:

- Disposición de luminarias tipo Tresbolillo.
- Distancia entre luminarias de 20 metros.
- Altura del mástil de 10 metros.
- Longitud del brazo de 1,5 metros.
- Calzada de 12 metros de anchura.
- 2 Caminos peatonales de 2 metros de anchura cada uno.
- Distancia mástil-calzada 1,8 metros.

El nivel de iluminancia va de los 30 a los 35 lux medios mientras que la uniformidad media deberá ser mayor de un 45%. Estos niveles de iluminancia corresponden al nivel CE1 marcado en la Guía Técnica de aplicación: Eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior (ITC-EA-02). Por lo tanto, el objetivo de la instalación será cumplir el nivel CE1.

Para este diseño, se ha utilizado el programa *DIALUX EVO 8.0*. El primer paso dentro del programa ha sido detallar las condiciones arriba listadas para a continuación pasar a la elección de una luminaria que cumpla los requisitos necesarios. La luminaria escogida ha sido el modelo EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2, con una potencia nominal de 89 W y un flujo luminoso total de 9.300 lm.

Los resultados de la simulación realizada se muestran en la tabla 7.1.

Tabla 7.1. Resumen de resultados de la simulación realizada.

Tipo de vía	Nivel de iluminancia medio (Em)	Uniformidad media (Uo)
Calzada	35,64	0,86
Camino peatonal 1	31,90	0,86
Camino peatonal 2	31,90	0,86

Como se puede observar, el nuevo diseño cumple los requisitos marcados para el alumbrado público del polígono, por lo que se considera apto para su instalación. Como se ha mencionado anteriormente, esta instalación solo incluirá el cambio de la luminaria propiamente dicha y se mantendrá el resto de la instalación lo cual reducirá el coste total del proyecto. En la figura 15 se puede observar el esquema de la nueva distribución lumínica que tendrá el polígono:

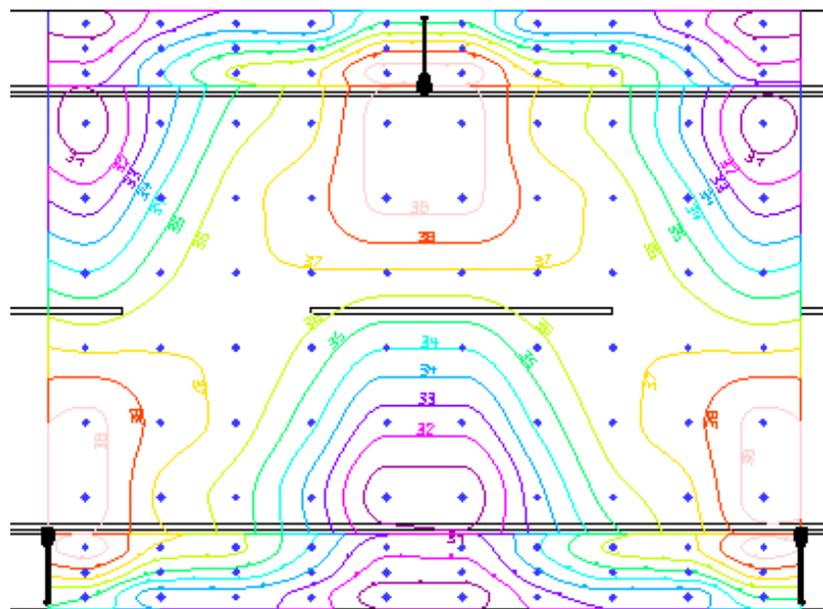


Figura 15. Esquema de la distribución lumínica de la nueva instalación.

Los resultados detallados del proyecto de cambio de luminarias se encuentran en el Anexo B, dónde se muestra toda la documentación proporcionada por *DIALUX*.

El número de luminarias a instalar será de 134, el mismo número que hay actualmente en el polígono. El nuevo alumbrado, con un funcionamiento de 11 horas diarias, tendrá un consumo diario de 131,18 kWh.

Puesto que el sistema actual consume diariamente 366,3 kWh, este proyecto supondrá un ahorro de 235 kWh diarios, lo cual se traduce a un ahorro anual de 85.816 kWh. Es decir, la nueva instalación LED realizará una función similar, pero consumiendo solo un 35.81 % de la energía eléctrica que consumiría el alumbrado vía luminarias de vapor de sodio.

8 Consumo eléctrico del polígono

Antes de realizar el diseño de la instalación generadora de energía renovable, se debe conocer con precisión cuál va a ser el consumo eléctrico diario del polígono para poder realizar una instalación que se ajuste a las necesidades reales.

Para saber el consumo diario, se ha realizado un estudio de las necesidades energéticas más importantes. Se realizará la suposición de que, durante los 365 días del año, el consumo no variará y se mantendrá estable.

8.1 Consumo debido al alumbrado público

El alumbrado público utilizado será el diseñado en el apartado 7, por lo que diariamente, el sistema consumirá 131,186 kWh.

8.2 Consumo debido a la recarga de vehículos eléctricos

La instalación de puntos de carga de VE contará con diferentes tipos de recarga:

- Puntos de recarga estándar, que funcionarán a una intensidad de 16 A y a un voltaje de 230 V. Se colocarán 3 puntos de este tipo de recarga.
- Puntos de recarga estándar-rápida, funcionando a 32 A y 230 V. Se colocarán 2 puntos de recarga de esta clase.
- Puntos de recarga semi-rápida, funcionando a 32 A y 400 V. Habrá 3 puntos de recarga.

Para la recarga de vehículos eléctricos, se ha decidido seguir una política que diferencia dos períodos a lo largo del día. Horario diurno, y horario nocturno. Durante el horario diurno funcionarán la totalidad de los puntos de recarga, mientras que, durante el horario nocturno, solo habrá disponible un punto de recarga de cada clase. El horario diurno irá de 08:00 a 24:00, mientras que el horario nocturno irá de las 24:00 a las 08:00.

En la tabla 8.1 se encuentra un resumen de la instalación de puntos de recarga que se podrá encontrar en el polígono:

Tabla 8.1. Puntos de recarga disponibles.

Tipo de recarga	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Potencia (kW)	Puntos disponibles horario diurno	Puntos disponibles horario nocturno
Estándar	230	16	3,68	3	1
Estándar-rápida	230	32	7,36	2	1
Semi-rápida	400	32	12,8	3	1

Si los puntos de recarga funcionaran el 100% del tiempo, el consumo sería de 1.217,28 kWh diarios. Pero con el objetivo de ajustar este consumo a un caso más real, se ha previsto que los puntos de recarga se encontrarán en uso un 30% del tiempo total disponible, por lo tanto, el consumo diario de todos los puntos de recarga será de 365,184 kWh.

Mediante un análisis del consumo medio de los vehículos eléctricos que se están comercializando hoy en día, se ha comprobado que el consumo medio de un vehículo eléctrico es de 20 kWh/100 km, por lo tanto, con una hora de recarga en un punto de carga estándar, un vehículo eléctrico podrá realizar 18 km, si en cambio recarga durante una hora en uno estándar-rápido, aumentará esa distancia a los 36,5 km, y finalmente, una hora en un punto semi-rápido, permitirá realizar hasta 63 km.

8.3 Otros consumos eléctricos del polígono

El polígono, contará con otro tipo de consumos públicos como pueden ser las señales de tráfico iluminadas por tecnología LED, dos carteles publicitarios del polígono en cada uno de los accesos principales y por último, se tendrá en cuenta el consumo de los dos tótems interactivos que se instalarán. Estos consumos se encuentran resumidos en la tabla 8.2:

Tabla 8.2. Otros consumos eléctricos del polígono.

Equipo	Unidades	Potencia (kW)	Horas de funcionamiento	Consumo (kWh)
Señal de tráfico LED	20	50	24	24
Carteles publicitarios	2	300	24	14,4
Tótem interactivo	2	1,40	11	3,10

En total, estos elementos tendrán un consumo diario de 41,5 kWh.

8.4 Consumo total diario y distribución horaria

Realizando un sumatorio de todos los consumos, se determina que el consumo diario que tendrá el polígono, y por tanto, la energía que será necesario generar mediante las instalaciones de energías renovables, será de 537,85 kWh.

En la tabla 8.3 se puede observar la distribución horaria que tendrán los diferentes consumos:

Tabla 8.3. Distribución horaria de los consumos.

Hora	Alumbrado (kWh)	Cargadores (kWh)	Otros elementos (kWh)	Total (kWh)
00:00-01:00	11,926	7,152	1,60	20,678
01:00-02:00	11,926	7,152	1,60	20,678
02:00-03:00	11,926	7,152	1,60	20,678
03:00-04:00	11,926	7,152	1,60	20,678
04:00-05:00	11,926	7,152	1,60	20,678
05:00-06:00	11,926	7,152	1,60	20,678
06:00-07:00	11,926	7,152	1,60	20,678
07:00-08:00	0	7,152	1,60	8,752
08:00-09:00	0	19,248	1,60	20,848
09:00-10:00	0	19,248	1,82	21,068
10:00-11:00	0	19,248	1,82	21,068
11:00-12:00	0	19,248	1,82	21,068
12:00-13:00	0	19,248	1,82	21,068
13:00-14:00	0	19,248	1,82	21,068
14:00-15:00	0	19,248	1,82	21,068
15:00-16:00	0	19,248	1,82	21,068
16:00-17:00	0	19,248	1,82	21,068
17:00-18:00	0	19,248	1,82	21,068
18:00-19:00	0	19,248	1,82	21,068
19:00-20:00	0	19,248	1,82	21,068
20:00-21:00	11,926	19,248	1,60	32,774
21:00-22:00	11,926	19,248	1,60	32,774
22:00-23:00	11,926	19,248	1,60	32,774
23:00-00:00	11,926	19,248	1,60	32,774

La potencia máxima nominal es de 77,69 kW y se alcanzará en el periodo de máximo consumo. Para la selección de algunos elementos y a la hora de contratar la tarifa eléctrica de apoyo se tendrá en cuenta este dato. Esta potencia se ha obtenido sumando la potencia nominal de los cargadores eléctricos, el alumbrado y el resto de elementos.

9 Solución eólica

El primer paso para diseñar la solución eólica es evaluar la energía que se va a poder generar en el polígono mediante medios eólicos, por lo tanto, se deben conocer los valores medios de velocidades medias del viento a la altura a la que estará el aerogenerador.

Para el caso estudiado, se utilizarán datos de una de las estaciones meteorológicas más cercanas, situada en el aeropuerto de Reus. Una vez obtenidos estos datos, se depurarán a partir de un modelo de viento para incorporar el efecto de la orografía local y poder adaptar estos datos a la altura del aerogenerador ya que la altura de toma de datos diferirá de la altura final de los aerogeneradores.

En la tabla 9.1 se muestran los datos de velocidades medias de viento de la estación meteorológica de Reus. Para la toma de estos valores, se ha realizado una media teniendo en cuenta los datos mensuales desde el año 2006 al 2018 ^[15].

Tabla 9.1. Velocidades medias del viento de la estación meteorológica de Reus.

Mes	Velocidad media del viento (m/s)
Enero	2,92
Febrero	3,35
Marzo	3,49
Abril	2,87
Mayo	2,99
Junio	2,61
Julio	2,72
Agosto	2,72
Septiembre	2,62
Octubre	2,35
Noviembre	2,72
Diciembre	2,67

Además, para la correcta orientación de los aerogeneradores, se deben conocer las principales direcciones del viento de la zona. En la figura 9.1 se muestra la rosa de vientos de la zona del polígono:



Figura 16. Rosa de vientos de la ciudad de Tarragona ^[16].

Con la rosa de vientos se pueden observar las principales direcciones del viento, además, la base de datos permite conocer las horas de viento totales anuales en cada una de las direcciones:

- Sud: 918 horas.
- Sudsudeste: 915 horas.
- Estesudeste: 569 horas.
- Oeste: 806 horas.
- Oesnoroeste: 685 horas.
- Noroeste: 780 horas.

En el Anexo C se encuentran de forma detallada los datos meteorológicos de Tarragona.

9.1 Rugosidad

A la hora de evaluar la viabilidad de un emplazamiento para la generación de energía mediante turbinas eólicas, se debe considerar la rugosidad presente en el terreno. A una gran altura de la superficie del suelo (alrededor de un kilómetro), la superficie terrestre apenas ejerce influencia sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre.

La rugosidad es el efecto que provoca la morfología de la zona sobre la velocidad del viento y se estudia mediante el efecto de la capa límite de un fluido. El efecto de la capa límite del fluido es la zona donde el movimiento del fluido es perturbado por la presencia de un sólido con el que está en contacto. La capa límite se entiende como aquella en la que la velocidad del fluido respecto al sólido varía desde cero hasta el 99% de la velocidad de la corriente no perturbada.

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno, mayor será la ralentización que experimente el viento. Las zonas boscosas y urbanas ralentizan en gran medida el viento, al contrario de zonas como pistas de hormigón sin obstáculos, que tienen un efecto mucho menor sobre el viento.

Para realizar la corrección de la velocidad media del viento según la rugosidad del terreno se utiliza la expresión (9.1):

$$\mathbf{V}(\mathbf{z}) = V_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (9.1)$$

Dónde:

- z : Altura del aerogenerador desde el suelo (m).
- z_0 : Longitud de la rugosidad (m).
- z_{ref} : Altura de referencia, dónde se conoce la velocidad del viento (m).
- V_{ref} : Velocidad del viento conocida a la altura z_{ref} (m/s).

Los efectos del flujo eólico que se provocan por los obstáculos en el terreno tales como elevaciones o colinas, pueden ser de aceleración si el obstáculo es de forma y pendiente relativamente suaves, o, por el contrario, de reducción de flujo si se habla de grandes pendientes. En la tabla 9.2 se muestra la longitud de la rugosidad (z_0) para diferentes tipos de terrenos:

Tabla 9.2. Longitud de la rugosidad (z_0) para diferentes tipos de terrenos.

Tipo de Terreno	Longitud de la rugosidad z_0 (m)
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08-0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13-0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2-0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25-0,4

El polígono se considera como terreno accidentado, por lo que se usará una longitud de la rugosidad de 0,4 metros.

9.1.1 Tratamiento de los datos

Los datos de la estación meteorológica del aeropuerto de Reus están tomados a una altura de 10 metros mientras que los aerogeneradores se situarían a 15 metros. Por este motivo es necesario corregir la velocidad media según la rugosidad del terreno y la altura del aerogenerador. Esto se realizará utilizando la expresión (9.1).

Para el cálculo de la viabilidad de la instalación eólica, se usará en todo momento el valor de velocidad media más baja, que ocurre durante el mes de octubre, y el valor de velocidad media más alta, que da a lugar en el mes de marzo.

Tabla 9.3. Velocidad corregida a diferentes alturas.

	Velocidad a 10 m	Velocidad corregida a 15 m	Velocidad corregida a 20 m
Velocidad media máxima (m/s)	3,49	3,93	4,24
Velocidad media mínima (m/s)	2,35	2,64	2,85

La condición más favorable, lógicamente, es situar el aerogenerador lo más alto posible para aprovechar al máximo la acción del viento. Aun así, dada la localización de la instalación, se decide situarlos a 15 metros de altura. La mayoría de aerogeneradores del mercado, empiezan a funcionar a una velocidad de 3 metros por segundo, como se puede observar, en el mes de octubre no se llega a ese valor mínimo. Aun así, esto no quiere decir que el aerogenerador no vaya a producir energía eléctrica durante el mes de octubre, ya que habrá momentos en los cuales el viento supere este valor mínimo de 3 m/s.

Con el objetivo de calcular rigurosamente la energía eléctrica producida por los aerogeneradores en cada uno de los meses, se realiza una distribución de Weibull para determinar la probabilidad de que ocurra una determinada velocidad del viento.

9.2 Distribución de Weibull

El modelo estadístico de distribución de Weibull es el método más adecuado para representar el reparto de las velocidades del viento. Para evaluar la viabilidad del uso del viento como fuente de energía, es necesario conocer sus características. Debido a su variabilidad y aleatoriedad, se aplicará este método estadístico para realizar el cálculo.

El primer paso es obtener una tabla de velocidades medias en un emplazamiento. Las estaciones meteorológicas recogen diariamente datos del viento, como la velocidad y su orientación. En este caso, se ha construido la tabla de velocidades a través de los datos diarios desde el año 2006 al 2018 de los meses de marzo y octubre.

Una vez se obtiene la tabla de velocidades del viento, se procede a realizar el tratamiento de los datos a partir de la distribución de Weibull, que es la función de densidad de probabilidad

más utilizada en los estudios eólicos ya que representa la probabilidad de la velocidad del viento. La función se define como:

$$P(v) = \frac{K}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (9.2)$$

Dónde:

- P(v): Probabilidad estadística de que una determinada velocidad del viento aparezca.
- C: Factor de escala, su valor suele ser aproximado a la velocidad media (m/s) y da una idea de si el emplazamiento es un lugar con mucho viento o no, se calcula mediante la expresión (9.3).

$$c = \frac{2 \cdot V_{media}}{\sqrt{\pi}} \quad (9.3)$$

- K: Factor de forma (adimensional), típicamente próximo a 2. Para valores pequeños indica regímenes de viento muy cambiantes.

Para la realización de la distribución de Weibull se ha utilizado el programa informático *MINITAB15*, programa, que, introduciendo los valores de la tabla de velocidad, permite realizar la distribución.

9.2.1 Distribución de Weibull en el mes de octubre

Teniendo en cuenta los datos obtenidos para el mes de octubre, se ha calculado un factor de escala de 3,01 ($c=3,01$) y un factor de forma de 2,03 ($k=2,03$). Los datos de velocidades medias utilizados han sido las velocidades corregidas a una altura de 15 metros. En la figura 17 se puede observar el gráfico de distribución de Weibull para el mes más desfavorable:

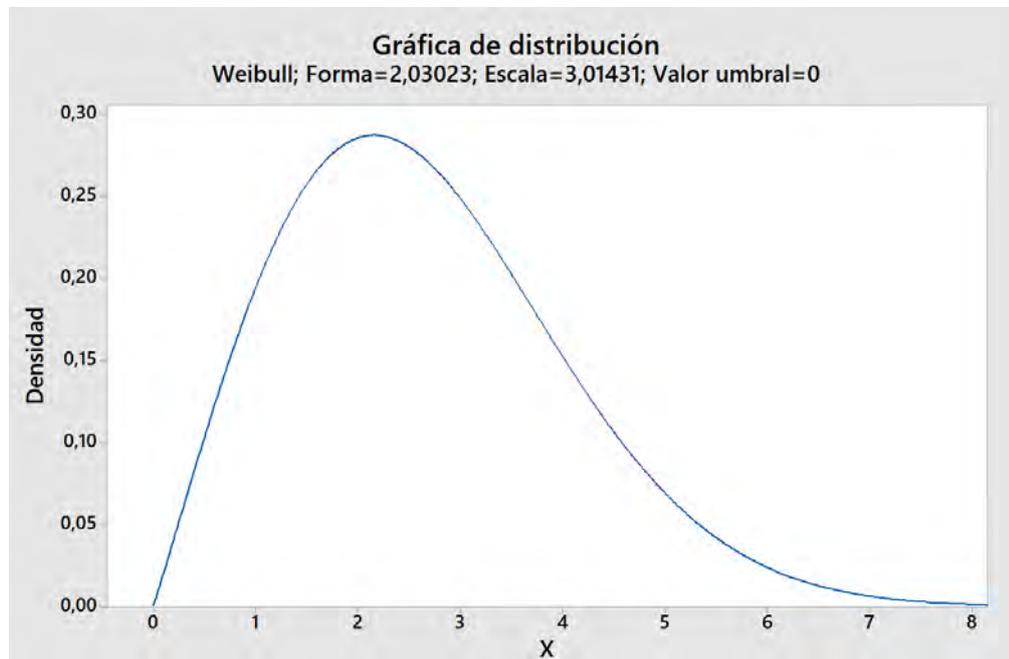


Figura 17. Gráfico de distribución de Weibull del mes de octubre.

Este gráfico permite conocer con qué frecuencia el viento tomará cada una de las velocidades, este dato, sumado a las horas totales del mes de octubre, permitirá conocer el número de horas de viento a cada una de las velocidades, información que se utilizará para calcular la energía generada por aerogenerador.

Tabla 9.4. Frecuencia y horas de viento a cada una de las velocidades del mes de octubre.

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia (%)	Horas de viento
0	0	0
1	20	148,8
2	29	215,8
3	25	186
4	15,2	113,1
5	7	52,1
6	2,5	18,6
7	1	7,4
8	0,3	2,2
9	0	0
10	0	0

9.2.2 Distribución de Weibull en marzo

Teniendo en cuenta los datos obtenidos para el mes de marzo, se ha calculado un factor de escala de 4,45 ($c=3,45$) y un factor de forma de 1,83 ($k=1,83$). Al igual que en el mes de octubre, los datos de velocidades medias utilizados han sido las velocidades corregidas a una altura de 15 metros. En la figura 18 se puede observar el gráfico de distribución de Weibull para el mes más favorable:

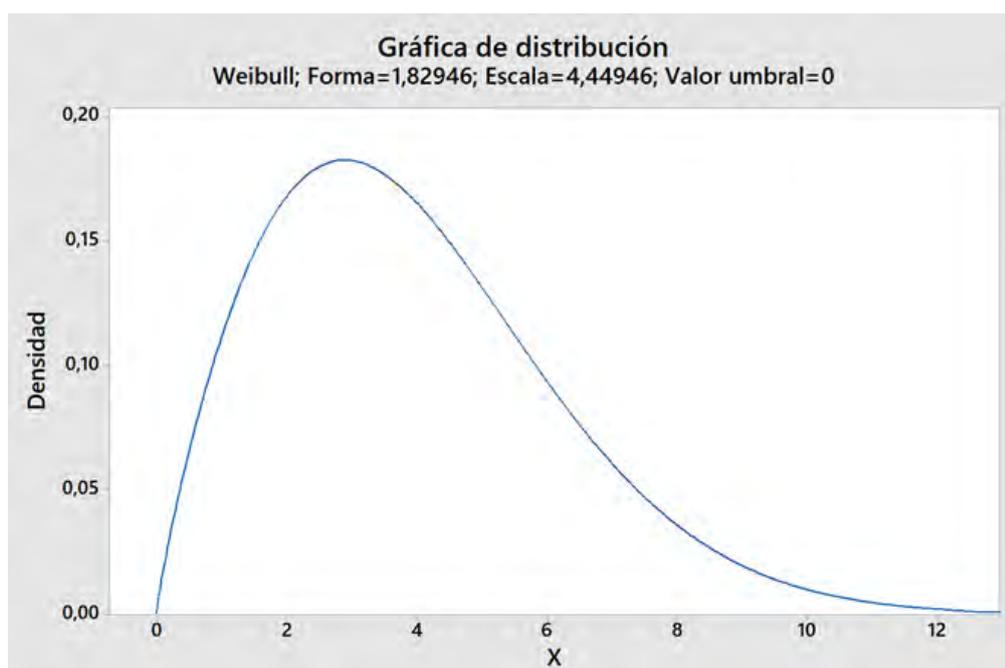


Figura 18. Gráfico de distribución de Weibull del mes de marzo.

Este gráfico permite conocer con qué frecuencia el viento tomará cada una de las velocidades, este dato, sumado a las horas totales del mes de marzo, y al igual que en octubre, permitirá determinar el número de horas de viento a cada una de las velocidades.

Tabla 9.5. Frecuencia y horas de viento a cada una de las velocidades del mes de marzo.

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia (%)	Horas de viento
0	0	0
1	11,5	85,6
2	17	126,5
3	18,3	136,2
4	16,6	123,5
5	13,3	98,9
6	9,4	69,9
7	6,1	45,4
8	3,6	26,8
9	2,1	15,6
10	1,1	8,2
11	0,6	4,5
12	0,3	2,2
13	0,1	0,7

9.3 Selección de aerogenerador

Una vez obtenidos los datos de horas de viento se procede a la selección de un aerogenerador y el cálculo de la energía eléctrica que podrá generar. Debido a las características de la instalación, se escogerá un aerogenerador de mini eólica, con una potencia máxima de 20 kW. Los principales criterios para la elección de un aerogenerador son:

- Producción energética: La energía que es capaz de producir en un determinado periodo.
- Velocidad de arranque: La velocidad a partir de la cual las palas empiezan a girar.
- Ruido: Debido a la localización de la instalación, el factor ruido toma relevancia.
- Coste: Se considerará exclusivamente el coste del aerogenerador para realizar la decisión.

La potencia nominal del aerogenerador no es fundamental, debido a que los aerogeneradores de grandes potencias nominales solo se pueden aprovechar a grandes velocidades de viento, y no es el caso en el que se encuentra la instalación.

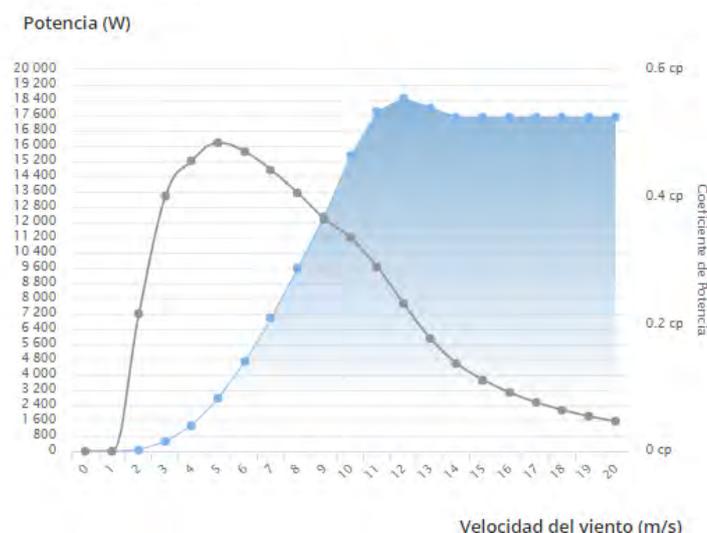
A pesar de la gran oferta de aerogeneradores del mercado, las curvas de potencia de los aerogeneradores mini eólicos de 20 kW de los fabricantes más importantes a nivel mundial guardan una gran similitud, por lo que se estudiará solo el aerogenerador que mejor se adapta al sistema debido a sus características. Este aerogenerador es el *ENAIR 200*.

9.3.1 Aerogenerador ENAIR 200

El cálculo de la potencia generada se realiza mediante los datos de frecuencia de viento obtenidos vía la distribución de Weibull y la curva de potencia proporcionada por el fabricante, la curva de potencia del aerogenerador ENAIR 200 se muestra en la figura 19.

Este modelo cuenta con un diámetro de 9,8 m, una potencia nominal de 18 kW, un peso de 1.000 kg, un área de barrido de 75,4 m² y una longitud de pala de 4,5 metros. Su nivel de ruido se encuentra un 1% por encima del sonido ambiente, por lo que es una opción ideal para el caso estudiado. Su precio es de 62.000 euros.

CURVA DE POTENCIA


 Figura 19. Curva de potencia del aerogenerador ENAIR 200 ^[17].

Para el cálculo de la energía generada, se multiplica el valor de potencia obtenido de la curva de potencia por el número de horas de viento, tal como se muestra en la expresión (9.4).

$$E = P \cdot h_{viento} \quad (9.4)$$

En las tablas 9.6 y 9.7 se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los meses estudiados:

Tabla 9.6. Energía generada por el aerogenerador en el mes de octubre.

Velocidad del viento (m/s)	Horas de viento	Potencia (W)	Energía generada (kWh)
0	0	0	0
1	148,8	0	0
2	215,8	80	17,3
3	186	500	93,0
4	113,1	1.350	152,7
5	52,1	2.800	145,8
6	18,6	4.700	87,4
7	7,4	7.000	52,1
8	2,2	9.600	21,4
9	0	11.800	0
10	0	15.000	0
Total	744		569,7

Tabla 9.7. Energía generada por el aerogenerador en el mes de marzo.

Velocidad del viento (m/s)	Horas de viento	Potencia (W)	Energía generada (kWh)
0	0	0	0
1	85,6	0	0
2	126,5	80	10,1
3	136,2	500	68,1
4	123,5	1.350	166,7
5	98,9	2.800	277,1
6	69,9	4.700	328,7
7	45,4	7.000	317,7
8	26,8	9.600	257,1
9	15,6	11.800	184,4
10	8,2	15.000	122,8
11	4,5	17.800	79,5
12	2,2	18.500	41,3
13	0,7	18.000	13,4
Total	736,6		1.732,6

Tabla 9.8. Resumen de los resultados obtenidos.

Tipo de producción	Octubre (kWh)	Marzo (kWh)
Diaria	18,4	72,2
Mensual	569,7	1732,6

9.4 Análisis de resultados

Como se ha podido observar en el apartado anterior, la generación de energía eléctrica vía aerogenerador es muy pequeña en el polígono debido a la baja velocidad del viento. Para suplir las necesidades energéticas del mes de marzo, 16.673,35 kWh (diariamente se ha previsto un consumo de 537,85 kWh), harían falta 10 turbinas mini eólicas, lo cual se traduce en un coste de 620.000 euros. En el caso de realizar el diseño para el caso más desfavorable, es decir, para el mes de octubre, la instalación a realizar sería de 30 aerogeneradores, lo que supondría un coste de 1.860.000 euros. Esto significa que se debe realizar una inversión muy grande para obtener pocos kWh.

Con estos resultados en la mano, se ha descartado de forma total realizar una instalación de generación vía eólica en este proyecto, ya que no es viable debido al clima de la zona. Por lo tanto, se optará por realizar una instalación que funcione bajo placas solares fotovoltaicas en su totalidad.

10 Solución fotovoltaica

Para diseñar la solución fotovoltaica es necesario conocer los datos de irradiación solar de la zona, ya que es el dato que permite realizar el estudio de generación eléctrica de los paneles fotovoltaicos.

Estos datos se conseguirán gracias al *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS), este aplicativo pertenece a la comisión europea. En la figura 20 se puede ver la interfaz de la página web.

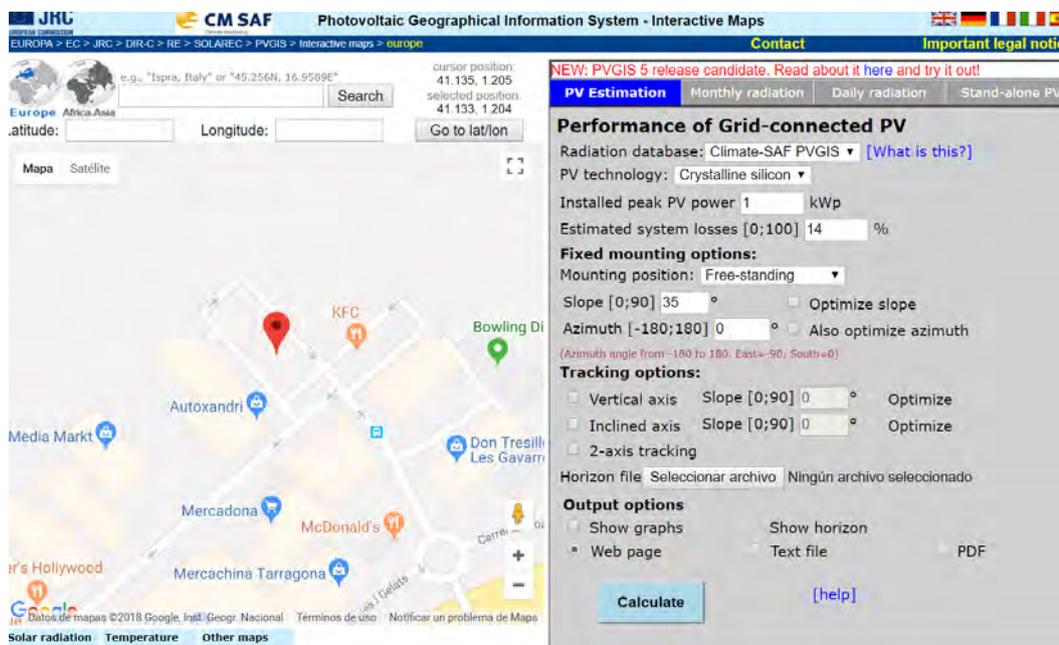


Figura 20. Aplicativo web PVGIS [19].

Mediante el GPS de la aplicación, se escoge en el mapa la localización exacta dónde se situará la instalación, en el caso estudiado, se selecciona el aparcamiento del polígono Les Gavarres. Los datos necesarios para conocer el valor de energía media diaria que producirá el sistema de módulos solares son la inclinación (*Slope*) y las pérdidas.

En el caso de las pérdidas, se usará el valor predeterminado ya que es un valor común usado en este tipo de instalaciones y representa adecuadamente la realidad. En cuanto a la inclinación de los paneles, se usará una pendiente de 11° debido a que las placas se quieren instalar en la parte superior de unas marquesinas para aparcamiento de vehículos y una mayor inclinación empeoraría el diseño de las marquesinas. Aun así, el programa indica cual es la inclinación óptima para conseguir la máxima generación eléctrica posible.

El aplicativo, proporciona la producción estimada de electricidad diaria y anual, además de proporcionar la media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema.

Según PVGIS, la inclinación óptima de los paneles, es decir, la inclinación con la que se conseguirá una mayor producción de electricidad, es de 37°. Con esta inclinación, estima una producción diaria media anual de 4,23 kWh. Los datos para una inclinación de 11° se muestran en la tabla 10.1:

Tabla 10.1. Estimación de la instalación solar de PVGIS para una inclinación de 11°.

Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Enero	2,22	68,9	2,82	87,3
Febrero	3,03	84,8	3,81	107
Marzo	4,12	128	5,29	164
Abril	4,49	135	5,85	175
Mayo	5,18	161	6,88	213
Junio	5,54	166	7,48	225
Julio	5,44	169	7,43	230
Agosto	4,86	151	6,65	206
Septiembre	4,05	122	5,46	164
Octubre	3,24	100	4,28	133
Noviembre	2,35	70,6	3,04	91,2
Diciembre	2,00	61,9	2,55	79,0
Media Anual	3,88	118	5,14	156

Dónde:

- E_d : Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh).
- E_m : Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh).
- H_d : Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²).
- H_m : Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²).

Como se puede observar, el uso de módulos a 11° en lugar de 37° hace que el sistema pierda aproximadamente un 8% de su capacidad de generación. Dado el pequeño porcentaje, se decide colocar las placas a 11° debido a las limitaciones del diseño de las marquesinas de aparcamiento.

Para el diseño de la instalación solar, solo se tendrá en cuenta el dato de la irradiación solar (H_d) puesto que el cálculo de la energía generada se realizará mediante otro método.

10.1 Bases de diseño

Primero, se realizará un diseño inicial calculando el número de módulos necesarios para el caso más favorable, es decir, para el mes de junio, el cual cuenta con una irradiación solar global de 7,48 kWh/m².

El módulo solar utilizado será el modelo EAGLE 72 345–365 Watt del fabricante Jinkosolar. Se ha escogido este módulo debido a su alta potencia nominal y eficiencia, además de su precio. En el Anexo F se encuentra la hoja de especificaciones de este módulo solar. Los datos técnicos de este módulo se muestran en la tabla 10.2:

Tabla 10.2. Datos técnicos del módulo solar EAGLE 72 345-365 Watt.

Característica	Valor
Potencia nominal del panel solar (Wp)	365
Voltaje máximo (V)	39,7
Corriente máxima (A)	9,2
Dimensiones del panel (mm)	1.956x992x40
Eficiencia del módulo (%)	18,82
Precio (Eur/Wp instalado)	0,36
Precio por módulo (Eur)	131,4

En cuanto a las pérdidas del sistema fotovoltaico, se han usado los valores proporcionados por el PVGIS, estos valores son:

- Pérdidas por temperatura y baja irradiancia: 9,6%.
- Pérdidas por reflectancia: 2,5%.
- Otras pérdidas (cable, inversor): 12,1%.
- Pérdidas totales sistema FV: 24,2%.

Con estos datos, se obtiene que el rendimiento del sistema fotovoltaico será de 75,8%.

10.2 Cálculo del número de módulos solares

10.2.1 Diseño para el mes más favorable

El paso inicial es calcular las Horas Solares Pico (HSP) del mes de junio, esto se realiza mediante la expresión (10.1):

$$\mathbf{HSP} = \frac{H_d}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (10.1)$$

Si H_d tiene un valor de 7.48 kWh/m², las Horas Solares Pico del mes de junio serán de 7.48 horas. Una vez conocido este valor, se aplica la expresión (10.2) para calcular el número de módulos necesarios para generar la energía requerida:

$$\mathbf{N^\circ \text{módulos}} = \frac{E_{\text{diaria}} \cdot n^\circ \text{días}}{HSP \cdot \eta \cdot P_n} \quad (10.2)$$

Dónde:

- E_{diaria} : Corresponde al consumo diario estimado.
- $N^\circ \text{días}$: Corresponde al número de días semanales que se utilizará la instalación. En este caso, como es una instalación que se utilizará diariamente, se usará un valor de 7/7, es decir, de 1.
- HSP: Horas solares pico, con un valor de 7,48 h.
- η : **Rendimiento del sistema** fotovoltaico, en este caso, 75,8%.
- P_n : Potencia nominal de los módulos fotovoltaicos.

$$\mathbf{N^\circ \text{módulos}} = \frac{537.850 \text{ W/h} \cdot 1}{7,48 \cdot 0,758 \cdot 365} = 259,89$$

Por lo tanto, para generar el consumo diario en el mes de junio, hacen falta 260 módulos fotovoltaicos y una potencia instalada de 94,9 kW.

Con este diseño, se asegura que, durante el mes de junio, la instalación será totalmente autosuficiente, pero como se ha dimensionado para el mes más favorable, el resto de meses la instalación dependerá del suministro de la red eléctrica. Mediante la expresión (10.3) se ha calculado la generación de cada mes con 260 módulos y se ha realizado un balance entre la energía producida mensualmente y el consumo mensual para saber la cantidad de energía de la red eléctrica que se necesitará consumir cada mes.

$$\mathbf{Generación \text{ mensual}} = HSP \cdot \eta \cdot P_n \cdot N^\circ \text{módulos} \cdot \text{Días} \quad (10.3)$$

Si la instalación tiene capacidad de generar más energía de la necesaria para los consumos, no la generará. El regulador de carga bajará la potencia de las placas para evitar generar más energía de la realmente necesaria. Esto se realiza así debido a que la instalación no verterá energía a la red en ningún momento. Por lo tanto, la energía máxima que la instalación podrá generar mensualmente, será la justa para suplir el consumo.

Tabla 10.3. Generación mensual de la instalación fotovoltaica con 260 módulos.

Mes	HSP	Generación máxima mensual (MWh)	Consumo (MWh)	Balance (MWh)	Generación real de los módulos (MWh)	Energía necesaria de la red (MWh)
Enero	2,82	6,28	16,67	-10,38	6,28	10,38
Febrero	3,81	7,67	15,06	-7,39	7,67	7,39
Marzo	5,29	11,79	16,67	-4,88	11,79	4,88
Abril	5,85	12,62	16,14	-3,51	12,62	3,51
Mayo	6,88	15,34	16,67	-1,33	15,34	1,33
Junio	7,48	16,14	16,14	0,006	16,14	0
Julio	7,43	16,56	16,67	-0,10	16,56	0,10
Agosto	6,65	14,83	16,67	-1,84	14,83	1,84
Septiembre	5,46	11,78	16,14	-4,35	11,78	4,35
Octubre	4,28	9,54	16,67	-7,13	9,54	7,13
Noviembre	3,04	6,56	16,14	-9,57	6,56	9,57
Diciembre	2,55	5,69	16,67	-10,98	5,69	10,98
Total	-	134,84	196,32	-61,48	134,84	61,48

Los resultados obtenidos se muestran de forma gráfica en la figura 21:

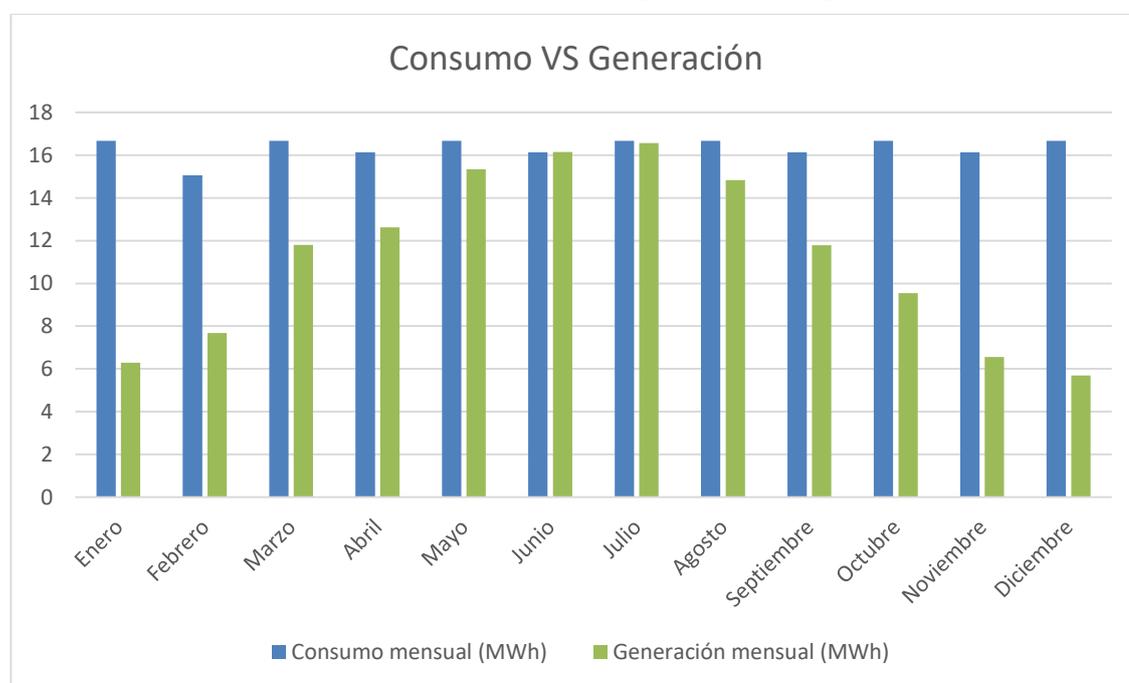


Figura 21. Consumo vs Generación con 260 módulos solares.

La instalación actual solo consigue ser autosuficiente un mes al año y necesitará consumir 61,48 MWh de la red eléctrica anualmente.

Después de realizar este diseño inicial, con la intención de reducir la cantidad de energía que se consume anualmente de la red, se ha decidido realizar un segundo diseño bajo el requisito de conseguir que la instalación sea totalmente autosuficiente por lo menos la mitad del año, es decir, que por lo menos 6 de los 12 meses el sistema no necesite consumir energía de la red eléctrica. Para esto, se ha aumentado el número de módulos instalados hasta 390.

10.2.2 Diseño con 390 módulos fotovoltaicos

Al igual que en el apartado anterior, se calculará la generación de electricidad mes a mes, pero en este caso, con 390 módulos fotovoltaicos. Los resultados obtenidos se expresan en la tabla 10.4:

Tabla 10.4. Generación mensual de la instalación fotovoltaica con 390 módulos.

Mes	HSP	Generación máxima mensual (MWh)	Consumo (MWh)	Balace (MWh)	Generación real de los módulos (MWh)	Energía necesaria de la red (MWh)
Enero	2,82	9,43	16,67	-7,24	9,43	7,24
Febrero	3,81	11,51	15,06	-3,55	11,51	3,55
Marzo	5,29	17,69	16,67	1,02	16,67	0
Abril	5,85	18,94	16,14	2,80	16,14	0
Mayo	6,88	23,01	16,67	6,34	16,67	0
Junio	7,48	24,21	16,14	8,08	16,67	0
Julio	7,43	24,85	16,67	8,18	16,67	0
Agosto	6,65	22,24	16,67	5,57	16,67	0
Septiembre	5,46	17,67	16,14	1,54	16,14	0
Octubre	4,28	14,32	16,67	-2,36	14,32	2,36
Noviembre	3,04	9,84	16,14	-6,29	9,84	6,29
Diciembre	2,55	8,53	16,67	-8,14	8,53	8,14
Total	-	202,26	196,32	5,94	169,27	27,58

Los resultados obtenidos se muestran de forma gráfica en la figura 22:

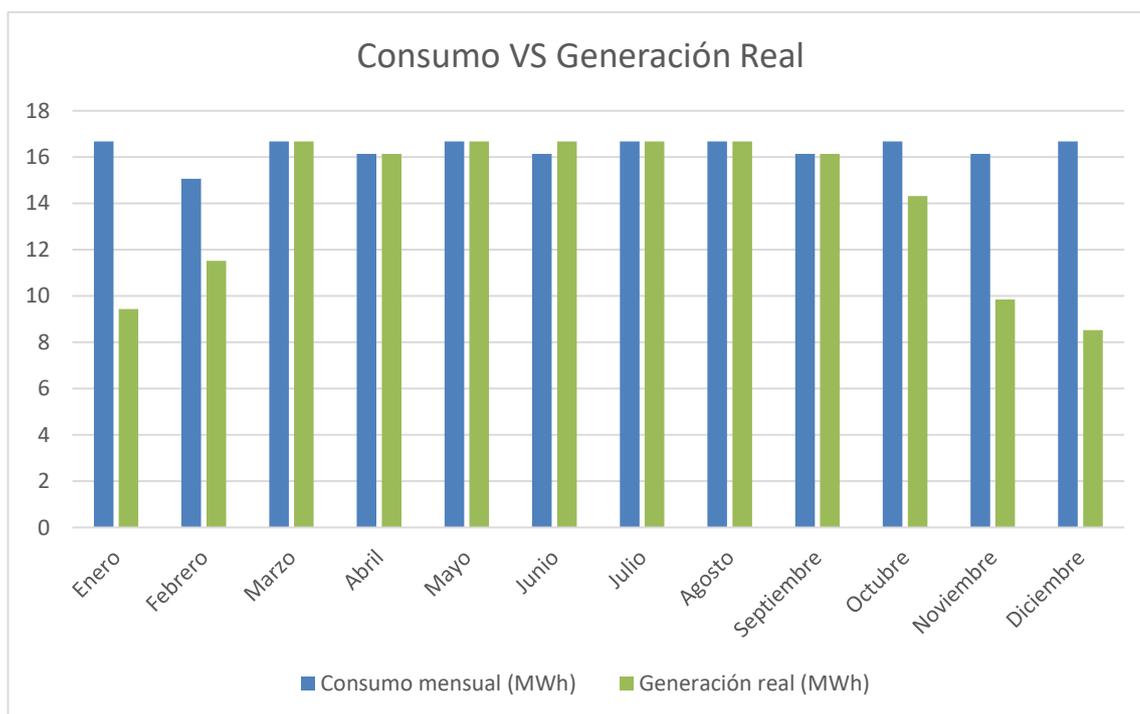


Figura 22. Consumo vs Generación real con 390 módulos solares.

Con el diseño de 390 módulos fotovoltaicos, se cumple el requisito de diseño de que la instalación pueda funcionar de forma totalmente aislada durante al menos 6 meses, en este caso, la instalación será totalmente autosuficiente 7 de los 12 meses del año.

Como se ha mencionado anteriormente, el regulador de carga controla la generación de las placas y evita que se genere más energía de la necesaria para suplir a los consumos en los meses dónde la generación máxima de las placas es mayor al consumo mensual. Esto provoca

que muchos meses la instalación solar esté infrautilizada ya que no funciona a su máxima capacidad.

Debido al bajo precio de los módulos solares, esta opción es mejor que la anterior ya que aumentando el número de módulos a 390, se consigue reducir el consumo de electricidad de la red eléctrica en 33,9 MWh. Por lo tanto, se escoge esta opción como diseño final.

10.2.3 Disposición de los módulos solares

Una vez conocido el número total de placas, se debe decidir el tipo de conexión que tendrán entre ellas. Es decir, el número de placas en serie y en paralelo que se colocarán. Para realizar esta decisión, primero se debe determinar a qué tensión y a qué corriente se quiere generar la energía eléctrica.

En este caso se ha optado por generar la energía eléctrica con la misma tensión y corriente con la que trabaja la batería a utilizar. La batería escogida trabaja en un rango de 380 a 480 V (trifásico) y admite una potencia máxima de 50 kW, por lo que se diseñará la instalación para generar electricidad a 400 V y 125 A.

Mediante las expresiones (10.4) y (10.5) se calcula el número de paneles en serie y en paralelo que se instalarán.

$$N^{\circ}\text{serie} = \frac{V_{\text{diseño}}}{V_{\text{maxpanel}}} \quad (10.4)$$

Dónde:

- $V_{\text{diseño}}$: Tensión a la cual se quiere generar energía eléctrica.
- V_{maxpanel} : Tensión máxima del módulo fotovoltaico, en este caso, 39,7 V.

$$N^{\circ}\text{paralelo} = \frac{I_{\text{diseño}}}{I_{\text{maxpanel}}} \quad (10.5)$$

Dónde:

- $I_{\text{diseño}}$: Corriente a la cual se quiere generar energía eléctrica.
- I_{maxpanel} : Corriente máxima del módulo fotovoltaico, en este caso, 9,2 A.

Para generar energía eléctrica a 400 V y 125 A con estos módulos solares, hará falta conectar 10 paneles en serie, y 13 en paralelo, dando un total de 130 paneles por cada subcampo de generadores fotovoltaicos. Como se instalarán 390 paneles, la instalación contará con 3 subcampos de 10 paneles en serie y 13 en paralelo.

Las características de cada uno de los tres subcampos serán:

- N° de módulos en serie: 10.
- N° de módulos en paralelo: 13.
- N° total de módulos: 130.
- Potencia nominal: 47,45 kW.
- Intensidad: 119,6 A.
- Voltaje: 397 V.

10.3 Cálculo de la batería

El tamaño de la batería está determinado por la demanda energética, los días de autonomía, la profundidad admisible de descarga y las diversas pérdidas por el propio sistema. La capacidad mínima de la batería se calcula con la siguiente fórmula:

$$C_{\text{mín}} = \frac{N_d \cdot E_d}{T} \cdot (1 + \lambda) \quad (10.6)$$

Dónde:

- $C_{\text{mín}}$: Es la capacidad mínima de la batería (kWh).
- N_d : Es el número de días de autonomía.
- E_d : Es la energía eléctrica consumida en un día (kWh/d).
- λ : Son las pérdidas por Temperatura y equipos.

Las bases de diseño para el cálculo de la batería son:

- Un día de autonomía.
- Pérdidas de un 12,1%.
- Profundidad de descarga de 100%.
- Consumo diario de 537,85 kWh.

Normalmente, la profundidad de descarga toma valores de 0,3 a 0,9, pero para esta instalación, se utilizarán baterías de litio de alto rendimiento, las cuales tienen una profundidad de descarga del 100%.

$$C_{\text{mín}} = \frac{1 \cdot 537,85}{1} \cdot (1 + 0,121) = 602,93 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, se necesitarán instalar suficientes baterías como para llegar a una capacidad de almacenamiento de 602,93 kWh.

Debido a la alta necesidad de almacenamiento y a los beneficios de las baterías de litio, se ha decidido utilizar baterías Tesla Powerpack 2, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 210 kWh por batería. El número de baterías necesarias se calcula mediante la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{baterías} = \frac{C_{\text{mín}}}{C_{\text{batería}}} \quad (10.6)$$

$$N^{\circ} \text{baterías} = \frac{602,93 \text{ kWh}}{210 \text{ kWh}} = 2,87$$

Por lo tanto, la instalación requerirá de 3 baterías Tesla con una capacidad total de 630 kWh.

10.3.1 Tesla Powerpack 2

La batería Tesla Powerpack 2 es una batería de litio de alto rendimiento ideal para instalaciones de generación de energía renovable. Cada Powerpack es un dispositivo de almacenamiento de energía de corriente continua (CC) que contiene 16 módulos de batería independientes, un sistema de control térmico y cientos de sensores para el control e información del rendimiento a nivel de celda.

Powerpack es un sistema de almacenamiento de energía totalmente integrado conectado a la red de CA con todo lo necesario para su conexión a los consumos o a una red de suministro pública. Simplifica drásticamente la instalación, integración y asistencia futura, ofreciendo ventajas en todo el sistema que hace que el sistema destaque frente a las opciones de la competencia.

El sistema es capaz de adaptarse a los requisitos de espacio, potencia y energía de cualquier instalación ya que cuenta con un diseño ampliable. Ofrece una multitud de disposiciones de configuración y un modularidad muy superior a las otras opciones del mercado.

Estas baterías cuentan con un sistema de control térmico que, mediante un sistema de refrigeración y calefacción interna, asegura en todo momento una correcta temperatura en el interior de las Powerpack. De esta manera, se garantiza un rendimiento máximo en cualquier clima ya que la refrigeración interna tiene una mayor eficiencia que la refrigeración típica por aire.

La carcasa está homologada con el índice de protección en exteriores para todo tipo de entornos, por lo que, de ser necesario, se pueden colocar al exterior sin necesidad de construir una estructura o cubierta adicional. Aun así, para su instalación se construirá una caseta para maximizar la protección.

El sistema de Tesla, además de incluir la batería, incluye también un inversor bidireccional y un regulador de carga, por lo que se simplifica la elección de componentes para la instalación fotovoltaica ^[20]. El precio de este sistema es de 398 \$ por kW instalado, un precio menor a las baterías de litio de la competencia. En la figura 23 se puede ver el sistema Powerpack; a la izquierda está el inversor/regulador, mientras que a la derecha se pueden ver las baterías.

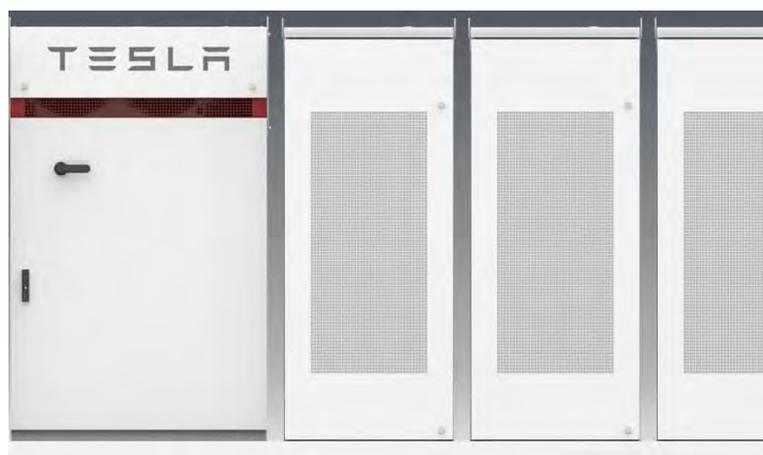


Figura 23. Sistema Tesla Powerpack ^[20].

Tabla 10.5. Especificaciones generales de Tesla Powerpack.

Especificaciones	
Tensión de CA	380 a 480 V, trifásico
Potencia	50 kW (CA) por Powerpack
Potencia del inversor ampliable	De 50 kVA a 625 kVA (a 480 V)
Profundidad de descarga	100 %
Capacidad energética	210 kWh por Powerpack
Temperatura de funcionamiento	-30°C a 50°C
Comunicaciones	Modbus TCP/IP; DNP3

Tabla 10.6. Dimensiones del sistema

Equipo	Longitud (mm)	Anchura (mm)	Altura (mm)	Peso (kg)
Batería Powerpack	1.308	822	2.185	1.622
Inversor Industrial	1.014	1.254	2.192	1.200

En el Anexo F se encuentra información más detallada acerca de este sistema.

10.4 Cálculo del Inversor/Regulador

Para realizar el cálculo de los inversores necesarios, no se debe tener en cuenta la potencia de todos los consumos, sino la potencia máxima que se debe entregar a todos los consumos que puedan funcionar simultáneamente. Es decir, la potencia nominal del inversor debe ser más grande que la potencia total de los receptores simultáneos.

$$P_{inv} \geq 1,1 \cdot P_{m\acute{a}x} \quad (10.7)$$

Dónde:

- P_{inv} : Es la potencia nominal del inversor (kW).
- $P_{m\acute{a}x}$: Es la potencia total de los receptores simultáneos (kW).

Tal como se ha visto en el apartado de consumo. La potencia máxima con todos los receptores simultáneos tiene un valor de 77,69 kW. Este periodo corresponde al momento del día en el cual funcionan los 8 cargadores de vehículos eléctricos y está el alumbrado público y la iluminación LED encendidas.

Tabla 10.7. Potencia total de los receptores simultáneos.

Elemento	Cargadores	Alumbrado	Cartel LED	Señalización	Total
P_n (kW)	64,16	11,92	0,6	1	77,69

Entonces, siguiendo la expresión (10.7):

$$P_{inv} \geq 1,1 \cdot 77,69 \text{ kW}$$

$$P_{inv} \geq 85,46 \text{ kW}$$

El inversor de Tesla tiene una potencia que va desde los 50 kVA a los 625 kVA debido a que Tesla adapta la potencia del inversor para la instalación dependiendo de las necesidades del cliente. El factor de potencia es de 0,85, por lo tanto, para el correcto funcionamiento del inversor, éste debe ser como mínimo de 100,5 kVA. Para la instalación diseñada, se utilizará un inversor con una potencia de 125 kVA.

10.5 Dimensionado de los conductores

A pesar de que el sistema utilizará el cableado existente del polígono, es necesario calcular las secciones de los cables de nueva instalación, consistente en:

- Cableado proveniente de los módulos solares.
- Cableado del regulador/inversor hacia las baterías.
- Cableado de cada uno de los cargadores eléctricos instalados.

Consumos como el alumbrado público o la señalización LED utilizarán la instalación existente.

Para obtener la sección necesaria de los cables que se usarán en la instalación se seguirán las especificaciones que se recogen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) ^[21]. Los criterios en los que se basará la utilización de una sección u otra son los siguientes:

- El conductor deberá soportar una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él.
- La caída de tensión producida en el cable al circular la corriente máxima a través de él ha de ser inferior al valor aconsejado por IDEA, 1,5%.

Salvo que se especifique lo contrario, se utilizarán conductores unipolares de cobre con aislamiento de PVC.

Las expresiones con las que se calcularán las secciones mínimas de cableado son:

- Para corriente continua:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I}{c \cdot u} \quad (10.8)$$

- Para corriente alterna monofásica:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{c \cdot u} \quad (10.9)$$

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{c \cdot u} \quad (10.10)$$

Dónde:

- s: Es la sección del conductor en mm².
- L: Es la longitud de la línea en m.
- I: Es la intensidad eficaz en A.
- cosφ: **Es el factor de potencia.**
- u: Es la caída de tensión en la línea en V.
- c: Es la conductividad del conductor (para el cobre c=56 m/Ω mm²).

Una vez calculada la sección mínima, se deberá escoger un diámetro comercial mediante la tabla que se muestra en la figura 24:

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 24. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada [22].

10.5.1 Dimensionado del cable principal proveniente de los módulos

El cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible.

Tabla 10.8. Condiciones del cableado principal proveniente de los módulos.

Longitud (m)	70
Voltaje (V)	397
Intensidad (I)	119,6
Caída de tensión (V)	5,95
Conductividad (m/Ω mm ²)	56

Aplicando la expresión (10.8):

$$s = \frac{2 \cdot 70 \cdot 119,6}{56 \cdot 5,95} = 50,2 \text{ mm}^2$$

Con este valor de sección mínima se va a la tabla situada en la figura 24 y se escoge el diámetro inmediatamente superior, en este caso, 70 mm². El cable unipolar de PVC de 70 mm² admite una intensidad máxima de 245 A, superior a los 119,6 A, por lo que se considera un dimensionamiento aceptable.

Por lo tanto, la sección del cable principal proveniente de los módulos es de 70 mm². Cabe destacar que en la instalación existirán 3 cableados como este, ya que cada subcampo de placas solares necesitará uno.

10.5.2 Dimensionado del cableado del regulador/inversor hacia las baterías

El cableado de esta parte de la instalación funcionará con una corriente alterna trifásica. El cable será de tipo tripolar con aislamiento de PVC.

Tabla 10.9. Condiciones del cableado del regulador/inversor hacia las baterías.

Longitud (m)	5
Voltaje (V)	397
Intensidad (I)	119,6
Caída de tensión (V)	5,95
cosφ	1
Conductividad (m/Ω mm ²)	56

Aplicando la expresión (10.10):

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 119,6 \cdot 1}{5,95 \cdot 56} = 3,1 \text{ mm}^2$$

Con este valor de sección mínima se va a la tabla situada en la figura 24 y se escoge el diámetro inmediatamente superior, en este caso, 6 mm². Este diámetro permite al cable soportar una intensidad máxima de 56 A, el cual, es un valor por debajo del máximo y por lo tanto no se considera válido.

Para dimensionar el cable, se decide escoger el diámetro mínimo que admita una intensidad de 119,6 A, en este caso, se ha escogido un diámetro de 25 mm², que admite una intensidad máxima de 125 A.

10.5.3 Dimensionado del cableado hacia los cargadores eléctricos

El cableado hacia cada uno de los cargadores eléctricos será diferente debido a que existen 3 tipos de cargadores y cada uno de ellos, tiene voltajes e intensidades diferentes.

10.5.3.1 Dimensionado del cableado de los enchufes estándar

El cableado de los enchufes estándar funcionará en corriente alterna y monofásica.

Tabla 10.10. Condiciones del cableado de los enchufes estándar.

Longitud (m)	50
Voltaje (V)	230
Intensidad (I)	16
Caída de tensión (V)	3,45
cosφ	1
Conductividad (m/Ω mm ²)	56

Aplicando la expresión (10.9):

$$s = \frac{2 \cdot 50 \cdot 16 \cdot 1}{56 \cdot 3,45} = 8,28 \text{ mm}^2$$

Con este valor de sección mínima se va a la tabla situada en la figura 24 y se escoge el diámetro inmediatamente superior, en este caso, 10 mm². El cable unipolar de PVC de 10 mm² admite una intensidad máxima de 85 A, por lo que se considera un dimensionamiento aceptable.

Por lo tanto, la sección del cable principal proveniente de los módulos es de 70 mm². Existirán tres cableados como este, uno por cada punto de recarga estándar existente.

10.5.3.2 Dimensionado del cableado de los enchufes estándar-rápidos

El cableado de los enchufes estándar-rápidos funcionará en corriente alterna monofásica.

Tabla 10.11. Condiciones del cableado de los enchufes estándar-rápidos.

Longitud (m)	50
Voltaje (V)	230
Intensidad (I)	32
Caída de tensión (V)	3,45
cosφ	1
Conductividad (m/Ω mm ²)	56

Aplicando la expresión (10.9):

$$s = \frac{2 \cdot 50 \cdot 32 \cdot 1}{56 \cdot 3,45} = 16,56 \text{ mm}^2$$

Con este valor de sección mínima se va a la tabla situada en la figura 24 y se escoge el diámetro inmediatamente superior, en este caso, 25 mm². El cable unipolar de PVC de 25 mm² admite una intensidad máxima de 140 A, por lo que se considera un dimensionamiento aceptable.

Por lo tanto, la sección del cable principal proveniente de los módulos es de 25 mm². Existirán dos cableados como este, uno por cada punto de recarga estándar-rápido existente.

10.5.3.3 Dimensionado del cableado de los enchufes semi-rápidos

El cableado de los enchufes semi-rápidos funciona en corriente alterna trifásica. Por lo que se usará un cable tripolar con aislamiento de PVC.

Tabla 10.12. Condiciones del cableado de los enchufes semi-rápidos.

Longitud (m)	50
Voltaje (V)	400
Intensidad (I)	32
Caída de tensión (V)	6
cosφ	1
Conductividad (m/Ω mm ²)	56

Aplicando la expresión (10.10):

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 400 \cdot 1}{6 \cdot 56} = 8,25 \text{ mm}^2$$

Con este valor de sección mínima se va a la tabla situada en la figura 24 y se escoge el diámetro inmediatamente superior, en este caso, 10 mm². El cable tripolar de PVC de 10 mm² admite una intensidad máxima de 75 A, por lo que se considera un dimensionamiento aceptable.

Por lo tanto, la sección del cable tripolar es de 10 mm². Existirán tres cableados como este, uno por cada punto de recarga semi-rápido existente.

10.6 Dimensionado de las protecciones

Para seleccionar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, se seguirá la norma IEC.

10.6.1 Protecciones de corriente continua

Para proteger los ramales de módulos contra cortocircuitos y sobrecargas se utilizarán fusibles de tipo gC ubicados en las cajas de conexiones. En el caso de los dispositivos fusibles que cumplen con la norma IEC se debe verificar que:

$$I_B \leq I_N \leq k_2 \cdot I_Z \quad (10.11)$$

Dónde:

- I_B : Es la intensidad nominal de la carga.
- I_N : Es la intensidad nominal del dispositivo de protección.
- I_Z : Es la máxima intensidad admitida por el cable.

El valor de k_2 , según la corriente nominal, es el de la tabla siguiente:

 Tabla 10.13. Valor de k_2 .

Corriente nominal del fusible	k_2
$I_n \leq 4 \text{ A}$	0,69
$4 \text{ A} < I_n \leq 16 \text{ A}$	0,76
$16 \text{ A} < I_n$	0,90

El único caso de corriente continua en la instalación es en el cableado proveniente de los módulos solares.

$$119,6 \leq I_N \leq 0,9 \cdot 245$$

$$119,6 \leq I_N \leq 220,5$$

Por lo tanto, se debe escoger un fusible con una intensidad nominal entre 119,6 y 220,5 A. Se ha escogido un fusible tipo gC de 125 A. Más concretamente, BUSSMANN 125A 400V. En total se necesitarán instalar tres fusibles de esta clase.

10.6.2 Protecciones de corriente alterna

En las líneas de corriente alterna, se instalarán como elementos de corte y protección contra sobredescargas interruptores magnetotérmicos.

En el caso de los interruptores automáticos que cumplen con la norma IEC la única condición que se debe verificar es:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (10.12)$$

Dónde:

- I_B : Es la intensidad nominal de la carga.
- I_N : Es la intensidad nominal del dispositivo de protección.
- I_Z : Es la máxima intensidad admitida por el cable.

Protección para la línea del regulador/inversor hacia las baterías

$$119,6 \leq I_N \leq 140$$

Por lo tanto, se escoge un interruptor automático con una intensidad nominal entre 119,6 y 140 A. Se ha escogido un modelo de 125 A. Más concretamente, un magnetotérmico SCHNEIDER C120N de 4 polos y una intensidad nominal de 125 A.

Protección para la línea de los enchufes estándar

$$32 \leq I_N \leq 140$$

Se escoge un interruptor automático con una intensidad nominal entre 32 y 140 A. Se ha escogido un modelo de 40 A. Más concretamente, un magnetotérmico monofásico marca Legrand de 40 A.

Protección para la línea de los enchufes estándar

$$16 \leq I_N \leq 85$$

En este caso se escoge un interruptor automático con una intensidad nominal entre 16 y 85 A. Se ha escogido un modelo de 25 A. Más concretamente, un magnetotérmico de un polo de 25 A.

Protección para la línea de los enchufes estándar-rápidos

$$32 \leq I_N \leq 140$$

El interruptor automático escogido cuenta con una intensidad nominal entre 32 y 140 A. Se ha escogido un modelo de 40 A. Más concretamente, un magnetotérmico monofásico marca Legrand de 40 A.

Protección para la línea de los enchufes semi-rápidos

$$32 \leq I_N \leq 75$$

Para proteger esta línea, se escoge interruptor automático con una intensidad nominal entre 32 y 75 A. Se ha escogido un modelo de 40 A. Más concretamente, un magnetotérmico trifásico de 3 polos marca Chint.

10.7 Simulación del sistema fotovoltaico con PVSYST

Se ha realizado una simulación del sistema fotovoltaico diseñado con el objetivo de verificar que la instalación se ha dimensionado correctamente mediante el método anteriormente expuesto.

El método de simulación utilizado en el programa se basa en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un periodo de un año. El programa hace un seguimiento exhaustivo del sistema y lo adapta para que pueda obtener la máxima cantidad de energía.

La base de datos del programa consiste en una serie de datos y parámetros referentes a la irradiación solar en numerosos lugares del mundo, además de tener una base de datos de elementos comerciales tales como módulos solares de las marcas más famosas, acumuladores de carga comerciales, inversores, etc.

La simulación se realizará para el diseño propuesto de 390 paneles solares de la marca Jinkosolar y para un consumo diario de 538,85 kWh.

El programa aun así no deja configurar subcampos de generadores, así que para realizar la comparación se ha usado una configuración de paneles de 39 en serie y 10 en paralelo, consiguiendo el total de 390 módulos solares. A pesar de que esto provoca que la intensidad de la energía generada sea 3 veces mayor, no influye en el total de energía generada ni en los datos de la batería por lo que la simulación sirve para realizar la comparación con el método usado anteriormente.

Para la simulación se ha intentado respetar al máximo el diseño anterior, el módulo solar utilizado en el simulador es exactamente el mismo que se ha usado para el cálculo anterior, el modelo EAGLE 72 345–365 Watt del fabricante Jinkosolar. En cambio, el programa no disponía de la batería Tesla Powerpack 2. En su lugar, se ha decidido utilizar la Tesla Powerwall 2, una batería de similares características, pero con una capacidad menor (13,2 kWh). En cuanto al inversor, el programa ha elegido un inversor genérico compatible con la instalación planteada.

En las siguientes figuras se puede observar un resumen de los resultados de la simulación:

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : TFM Joel Vilar

Variante de simulación : Simulación 390 módulos solares

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Campos FV		inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	JKM 365M-72-V	Pnom 365 Wp
Generador FV		N° de módulos	390	Pnom total 142 kWp
Batería		Modelo	Powerwall2	Tecnología Lithium-ion, NCA
Banco de baterías		N° de unidades	48	Tensión/Capacidad 403 V / 1608 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	196 MWh/año
Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía disponible	219.9 MWh/año	Produc. específico	1545 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	168.5 MWh/año	Exced. (inutilizado)	42.8 MWh/año
Pérdida de carga	Factor de rendimiento (PR)	62.86 %	Fracción solar SF	85.85 %
	Fracción de tiempo	14.0 %	Energía faltante	27.8 MWh/año

Figura 25. Resumen de resultados de la simulación realizada con PVGIS.

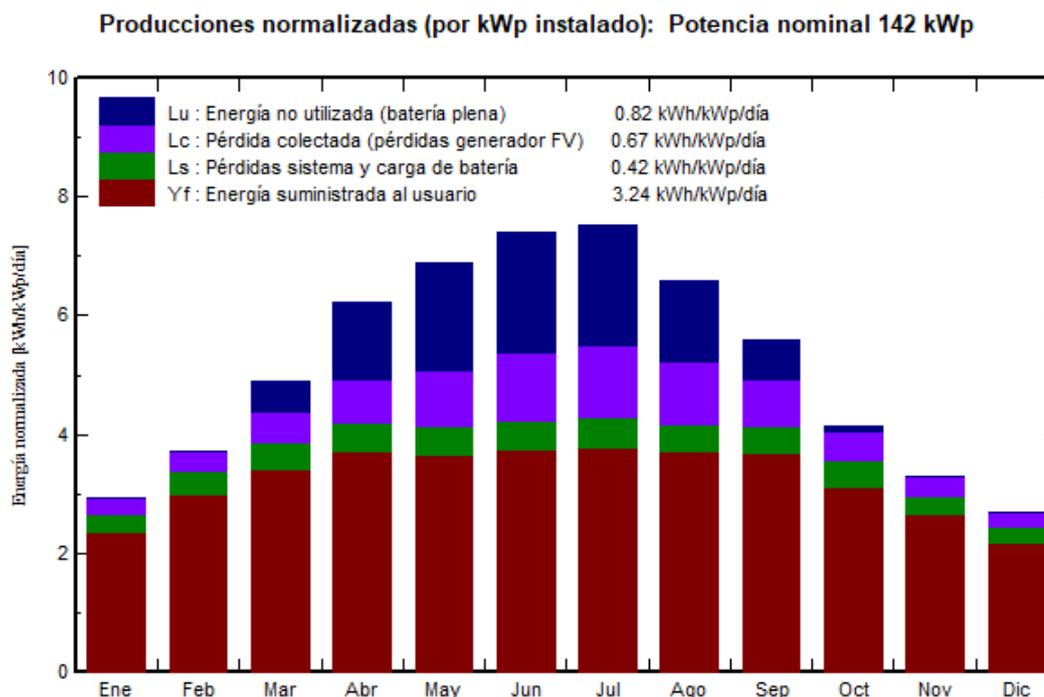


Figura 26. Producciones normalizadas (por kWp instalado).

El informe completo proporcionado por el simulador se encuentra en el Anexo D.

10.7.1 Valoración de resultados

La generación total posible por los módulos solares según la simulación es de 219,9 MWh anuales, mientras que la energía real que se aprovechará es de 168,5 MWh anuales. Es decir, la generación que se hará realmente será la de los 168,5 MWh debido a que la sobreproducción será parara mediante el regulador como se ha explicado anteriormente.

En cuanto a la capacidad de la batería, se necesitarían 48 Tesla Powerwall 2, que conjuntamente tienen una capacidad de 633,6 kWh.

Estos datos guardan gran similitud con los calculados mediante el método anterior.

Tabla 10.14. Comparación de resultados.

Dato	Cálculo manual	Cálculo del simulador
Generación máxima (MWh/año)	202,3	219,9
Generación aprovechable (MWh/año)	169,3	168,5
Capacidad de batería total (kWh)	630	633,6

Como se puede observar, los datos son prácticamente iguales, por lo que se ha verificado que el diseño realizado manualmente es correcto.

11 Marquesinas para el aparcamiento de vehículos

Debido a la necesidad de una estructura para instalar los módulos solares calculados anteriormente se ha decidido realizar la construcción de unas marquesinas para aparcamientos, que cumplirán varias funciones. La primera, actuar de soporte inclinado para fijar las placas, la segunda, ser la ubicación de los puntos de recarga de vehículos eléctricos, y, por último, estas estructuras otorgarán protección frente al sol a los vehículos que estacionen en ellas.

11.1 Análisis del aparcamiento de vehículos existente

La localización donde irán colocadas las marquesinas actualmente es un aparcamiento de coches público al aire libre, por lo que, respetando la actual estructura de los aparcamientos, se ha realizado un esquema del máximo número de marquesinas que pueden ser instaladas.

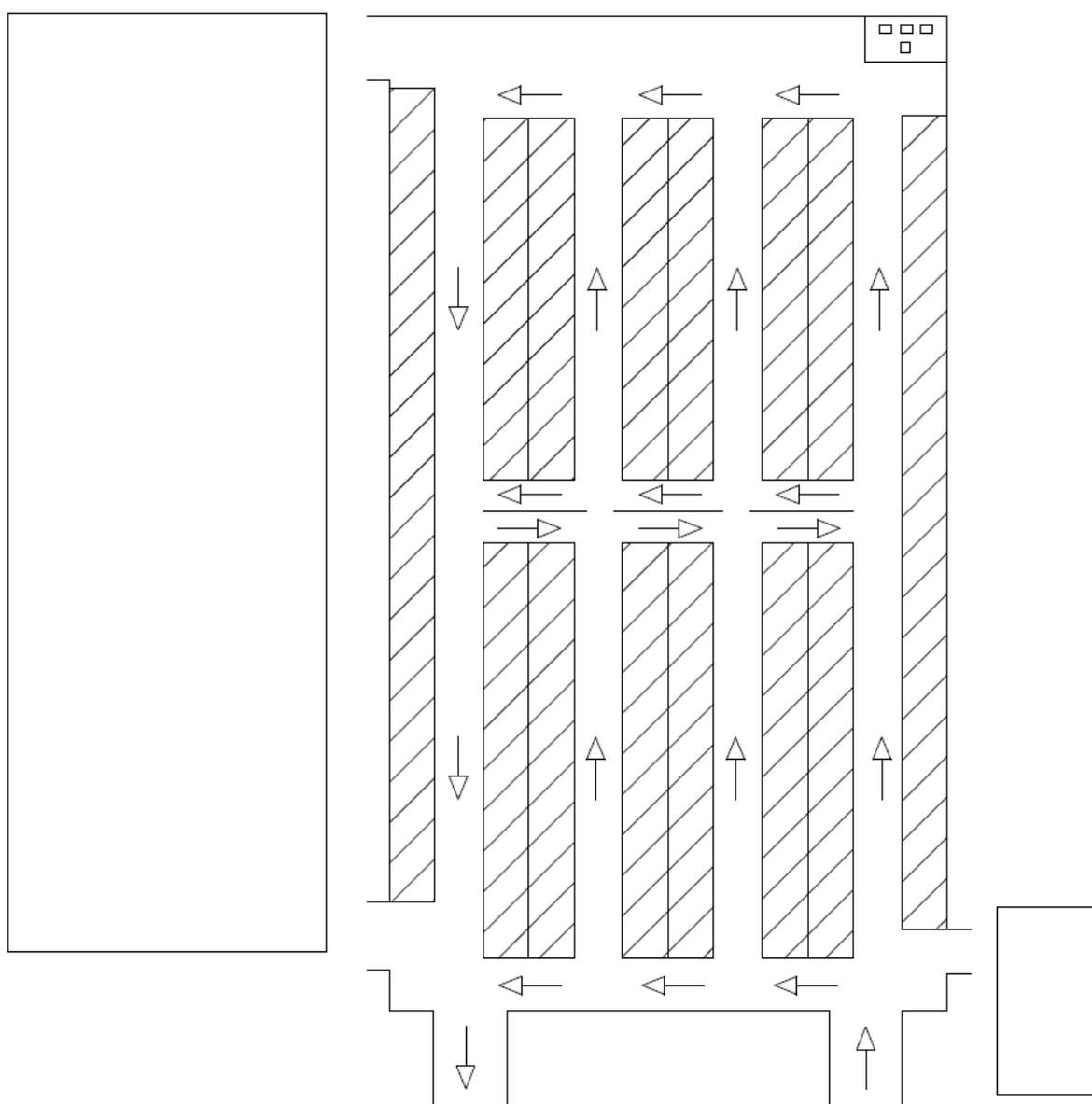


Figura 27. Esquema del aparcamiento del polígono comercial Les Gavarres.

Existe capacidad para instalar 6 marquesinas dobles en la zona central del aparcamiento y dos marquesinas individuales en las zonas laterales de la zona. Se ha respetado la distribución actual de plazas de aparcamiento y se ha tenido en cuenta que la zona dispone de una salida de un restaurante en el lateral derecho, además de contar con una entrada y salida de un concesionario de vehículos en su costado izquierdo, así que se han dejado esos espacios libres sin marquesinas.

También se ha reservado un espacio en la esquina superior derecha que representa el espacio reservado para baterías e inversores, en este espacio se construirá una pequeña edificación de 45 m². Para mantener la anchura de los carriles de circulación del aparcamiento, las tres marquesinas dobles de la parte superior del aparcamiento tienen una longitud menor que las tres marquesinas dobles inferiores.

En la siguiente tabla se muestran las dimensiones del terreno y de ambos tipos de marquesinas.

Tabla 11.1. Dimensiones del terreno y las marquesinas.

	Anchura (m)	Longitud (m)	Superficie (m ²)
Aparcamiento del polígono	61,5	110	6.765
Marquesinas dobles superiores	10	40	400
Marquesinas dobles inferiores	10	46	460
Marquesina individual	5	90	450

Todas las marquesinas tendrán una pendiente de 11° y para evitar problemas con vehículos altos, la altura mínima de la marquesina será de 2,5 metros, en las siguientes figuras se muestran esquemas simplificados de las marquesinas:

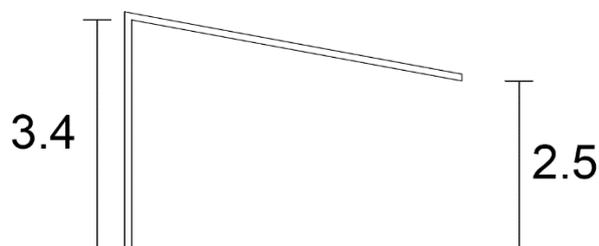


Figura 28. Marquesina individual del lateral izquierdo.

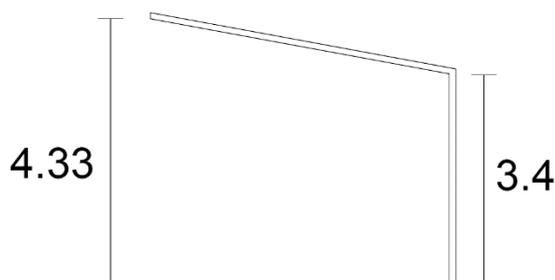


Figura 29. Marquesina individual del lateral derecho.

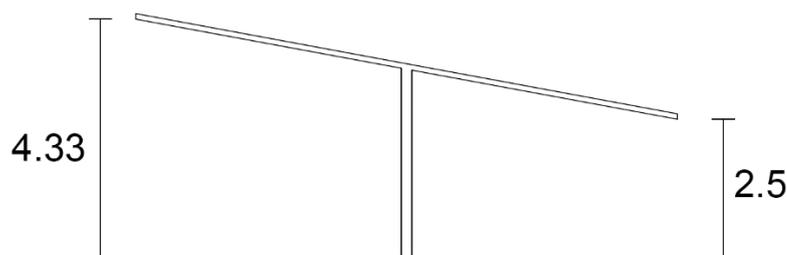


Figura 30. Marquesina doble central.

11.2 Capacidad de módulos fotovoltaicos

Una vez se conoce el número máximo de marquesinas posibles y sus dimensiones, se procede a realizar un cálculo para determinar cuántos módulos solares podrán instalarse en cada una de ellas, y de esta manera, determinar el número de estructuras que se construirán finalmente.

Tabla 11.2. Dimensiones de los módulos solares escogidos.

Módulo	Anchura (mm)	Longitud (mm)	Grosor (mm)
EAGLE 72 345-365 W	994	1.958	40

Para maximizar el número de placas por marquesina, éstas, se instalarán con el lado corto (anchura) paralelo al lado corto de las marquesinas. Para realizar este cálculo se usan las expresiones mostradas a continuación:

$$\mathbf{N^{\circ}placas\ lado\ corto} = \frac{\mathbf{Anch\ marquesina}}{\mathbf{Anchura\ placa}} \quad (11.1)$$

$$\mathbf{N^{\circ}placas\ lado\ largo} = \frac{\mathbf{Longitud\ marquesina}}{\mathbf{Longitud\ placa}} \quad (11.2)$$

El número máximo de placas en cada una de las marquesinas se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 11.3. Número máximo de placas por tipo de marquesina.

Tipo de marquesina	Área (m ²)	Número de marquesinas	Nº placas lado corto	Nº placas lado largo	Nº total placas por marquesina
Individual	450	2	5	45	225
Doble superior	400	3	10	20	200
Doble inferior	460	3	10	23	230

Con estos resultados y con un sistema de 390 placas solares, se ha decidido realizar la construcción de dos marquesinas dobles superiores, con una capacidad máxima de 200 placas cada una, en total, 400.

Si se construyeran todas las marquesinas, se podrían instalar 1.740 placas solares. Por lo tanto, no existirán problemas de espacio si en un futuro se decide ampliar la instalación fotovoltaica para generar más energía.

11.3 Análisis estructural de las marquesinas

Se realizará un análisis para determinar las acciones permanentes y variables que actuarán sobre las estructuras de las marquesinas. Las acciones que se estudiarán serán:

- Sobrecarga de uso.
- Carga de viento.
- Carga de nieve.
- Cargas de los módulos fotovoltaicos.

A pesar de que finalmente solo se construirán dos marquesinas dobles superiores, se realizará este análisis para cada tipo de marquesina para disponer de los datos si en un futuro se decidiera ampliar el número de placas instaladas y, por lo tanto, fuera necesario instalar un mayor número de marquesinas.

Para realizar este estudio, se sigue el procedimiento marcado por el Código Técnico de Edificación (CTE) en el documento básico de Seguridad Estructural Acciones en la Edificación [24].

11.3.1 Sobrecarga de uso

La sobrecarga de uso es el peso de todo lo que puede gravitar sobre la estructura por razón de su uso. La sobrecarga de uso debida a equipos pesados, o a la acumulación de materiales no está recogida en los valores contemplados por el Documento Básico.

Por lo general los efectos de la sobrecarga de uso pueden simularse por la aplicación de una carga distribuida uniformemente. De acuerdo con el uso que sea fundamental en cada zona del mismo esta carga tomará un valor u otro. Los valores característicos se muestran en la tabla de la figura 31.

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁶⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Figura 31. Valores característicos de las sobrecargas de uso [24].

En el caso analizado, las marquesinas actúan como cubiertas accesibles únicamente para conservación (G) debido a que para realizar cualquier tarea sobre las placas, una persona subirá a la estructura para trabajar. Además, se sitúa en la categoría G1 debido a que la estructura tiene una inclinación menor a 20°.

Es decir, la sobrecarga de uso es de 1 kN/m².

11.3.2 Carga de viento

La distribución y el valor de las presiones que ejerce el viento sobre una estructura y las fuerzas resultantes dependen de la forma y de las dimensiones de la construcción, de las características y de la permeabilidad de su superficie, así como de la dirección, de la intensidad y del racheo del viento.

La acción del viento es en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto y puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p \quad (11.3)$$

Dónde:

- q_b : Es la presión dinámica del viento. Dependiendo de la zona de la península el valor varía. De forma simplificada como valor en cualquier punto del territorio español, puede adoptarse $0,5 \text{ kN/m}^2$.
- c_e : Coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado y en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.
- c_p : Coeficiente eólico o de presión exterior, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie. Un valor negativo indica succión.

Pueden obtenerse valores más precisos de la presión dinámica del viento en función del emplazamiento geográfico de la obra, la presión dinámica es respectivamente de $0,42 \text{ kN/m}^2$, $0,45 \text{ kN/m}^2$ y $0,52 \text{ kN/m}^2$ para las zonas A, B y C del siguiente mapa:

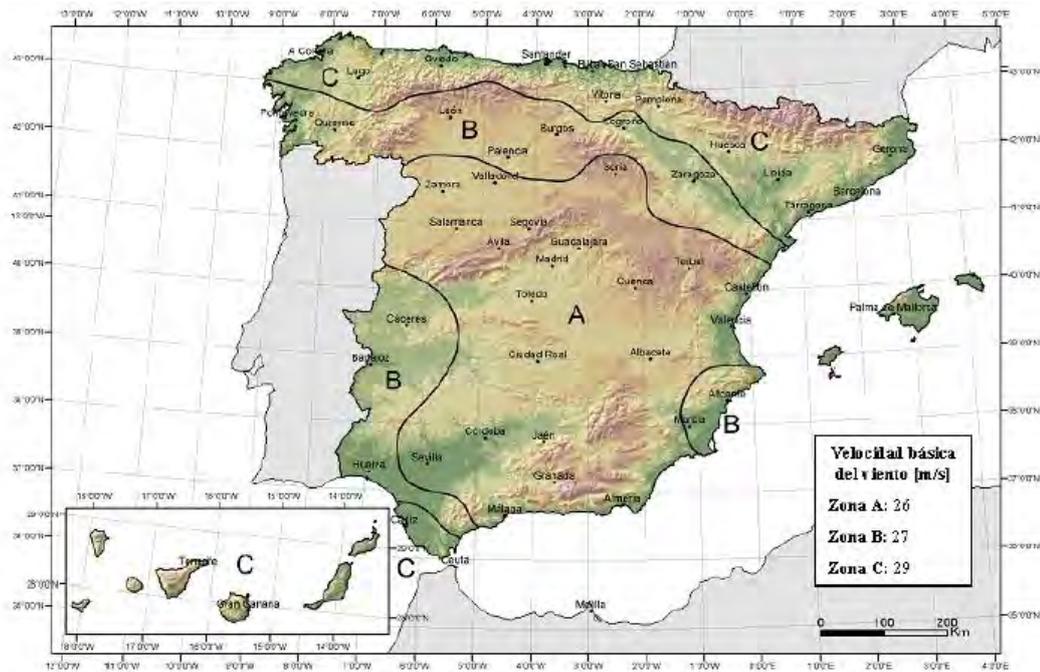


Figura 32. Valor básico de la velocidad del viento, v_b [24].

Debido a que la instalación está en Tarragona (Zona C), el valor de la presión dinámica del viento utilizado será de $0,52 \text{ kN/m}^2$.

11.3.2.1 Coeficiente de exposición

El coeficiente de exposición tiene en cuenta los efectos de las turbulencias originadas por el relieve y la topografía del terreno. Su valor se puede tomar de la tabla mostrada en la figura 33, siendo la altura del punto considerado la medida respecto a la rasante a barlovento.

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Figura 33. Valores del coeficiente de exposición c_e [24].

La instalación se sitúa en el grado IV de aspereza del entorno debido a que es una zona urbana/industrial. La altura del punto considerado es de 4,5 metros. Mediante una interpolación se encuentra que el valor del coeficiente de exposición a esta altura es de 2,3.

11.3.2.2 Coeficiente de presión exterior

Los coeficientes de presión exterior, c_p , dependen de la dirección relativa del viento, de la forma de la estructura, de la posición del elemento considerado y de su área de influencia.

En el código técnico de edificación se dan valores de coeficientes de presión para diversas formas simples de construcciones. En todas ellas, la variable A se refiere al área de influencia del elemento o punto considerado.

Las marquesinas diseñadas tienen forma de cubierta a un agua, por lo que se tomarán los valores del Anexo D.5 del CTE para calcular el coeficiente de presión exterior. Además, dependiendo de la dirección del viento, este coeficiente variará, por este motivo, se analizarán las 3 posibilidades que se pueden dar. En todos los casos se considera un área mayor a 10 m².

Cubierta a un agua con una dirección del viento de $-45^\circ < \theta < 45^\circ$

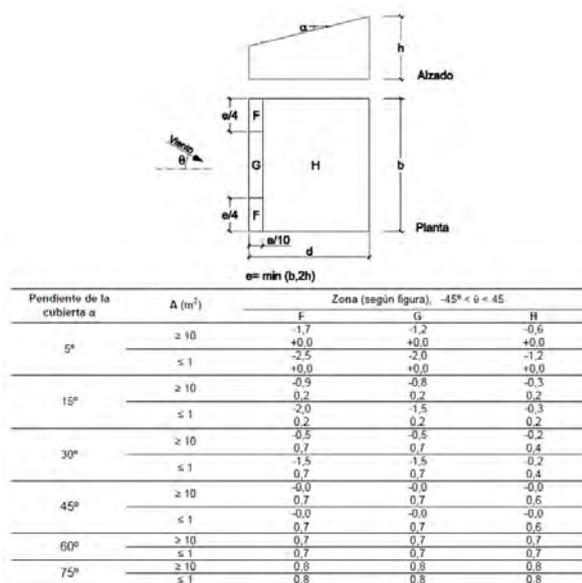


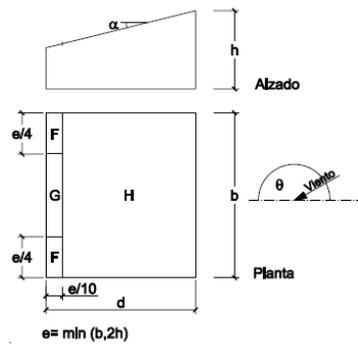
Figura 34. Coeficientes de exposición con una dirección del viento de $-45^\circ < \theta < 45^\circ$ [24].

Mediante una interpolación, se consiguen los datos para una pendiente de 11°.

Tabla 11.4. Coeficientes de exposición para una pendiente de cubierta de 11°.

Pendiente	Área (m ²)	F	G	H
11°	>10	-1,22	-0,96	-0,42

Cubierta a un agua con una dirección del viento de $135^\circ < \theta < 225^\circ$



Pendiente de la cubierta α	A (m ²)	Zona (según figura), $135^\circ \leq \theta \leq 225^\circ$		
		F	G	H
5°	≥ 10	-2,3	-1,3	-0,8
	≤ 1	-2,5	-2,0	-1,2
15°	≥ 10	-2,5	-1,3	-0,9
	≤ 1	-2,8	-2,0	-1,2
30°	≥ 10	-1,1	-0,8	-0,8
	≤ 1	-2,3	-1,5	-0,8
45°	≥ 10	-0,6	-0,5	-0,7
	≤ 1	-1,3	-0,5	-0,7
60°	≥ 10	-0,5	-0,5	-0,5
	≤ 1	-1,0	-0,5	-0,5
75°	≥ 10	-0,5	-0,5	-0,5
	≤ 1	-1,0	-0,5	-0,5

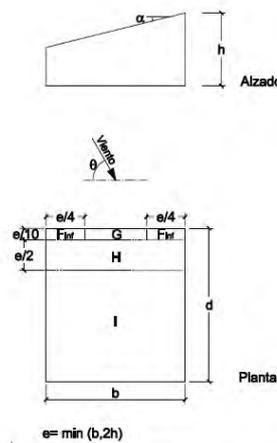
Figura 35. Coeficientes de exposición con una dirección del viento de $135^\circ < \theta < 225^\circ$ [24].

Mediante una interpolación, se consiguen los datos para una pendiente de 11° .

Tabla 11.4. Coeficientes de exposición para una pendiente de cubierta de 11° .

Pendiente	Área (m ²)	F	G	H
11°	> 10	-2,42	-1,3	-0,86

Cubierta a un agua con una dirección del viento de $45^\circ < \theta < 135^\circ$



Pendiente de la cubierta α	A (m ²)	Zona (según figura), $45^\circ \leq \theta \leq 135^\circ$				
		F _{inf}	F _{sup}	G	H	I
5°	≥ 10	-2,1	-2,1	-1,8	-0,6	-0,5
	≤ 1	-2,4	-2,6	-2,0	-1,2	-0,5
15°	≥ 10	-1,6	-2,4	-1,9	-0,8	-0,7
	≤ 1	-2,4	-2,9	-2,5	-1,2	-1,2
30°	≥ 10	-1,3	-2,1	-1,5	-1,0	-0,8
	≤ 1	-2,0	-2,9	-2,0	-1,3	-1,2
45°	≥ 10	-1,3	-1,5	-1,4	-1,0	-0,9
	≤ 1	-2,0	-2,4	-2,0	-1,3	-1,2
60°	≥ 10	-1,2	-1,2	-1,2	-1,0	-0,7
	≤ 1	-2,0	-2,0	-2,0	-1,3	-1,2
75°	≥ 10	-1,2	-1,2	-1,2	-1,0	-0,5
	≤ 1	-2,0	-2,0	-2,0	-1,3	-0,5

Figura 36. Coeficientes de exposición con una dirección del viento de $45^\circ < \theta < 135^\circ$ [24].

Mediante una interpolación, se consiguen los datos para una pendiente de 11° .

Tabla 11.4. Coeficientes de exposición para una pendiente de cubierta de 11°.

Pendiente	Área (m ²)	F _{inf}	F _{sup}	F	G	H
11°	>10	-1,8	-2,28	-1,86	-0,72	-0,62

11.3.2.3 Resultados

Como se ha observado, dependiendo de la zona de la estructura las cargas del viento varían, por lo tanto, hay zonas donde los requerimientos son mayores. En este caso, se ha decidido tomar el caso más desfavorable para calcular la acción del viento. La situación menos favorable dará lugar cuando el viento sople con una dirección entre 125° y 225°, dónde en la zona F existe un coeficiente de exposición de -2,42, como es un valor negativo indica succión. Para el cálculo de q_e se utilizará este valor con signo positivo, pero teniendo en cuenta que funciona a succión. Mediante la expresión (11.3) se calcula la acción del viento en este caso:

$$q_e = 0,52 \cdot 2,3 \cdot 2,42 = 2,89 \text{ kN/m}^2$$

11.3.3 Carga de nieve

La distribución y la intensidad de la carga de nieve sobre un edificio, o en particular sobre una cubierta, depende del clima del lugar, del tipo de precipitación, del relieve del entorno, de la forma de la cubierta, de los efectos del viento y de los intercambios térmicos en los paramentos exteriores.

Como valor de carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal, q_n , puede tomarse:

$$q_n = \mu \cdot s_k \quad (11.3)$$

Dónde:

- μ : Corresponde al coeficiente de forma de la cubierta.
- s_k : Es el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal.

Según CTE DE SA-AE, en el caso de marquesinas con una pendiente de 11° deberá utilizar un coeficiente de forma de 1.

La determinación del valor característico de la carga de nieve se realiza mediante la tabla mostrada en la figura 37:

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

 Figura 37. Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m²) [24].

Tarragona está catalogada como zona de clima 2, y al estar a nivel de mar tiene una altitud de 0 metros. Por lo tanto, el valor característico de carga de nieve es de 0,4 kN/m². Por lo tanto, la carga de nieve es:

$$q_n = 1 \cdot 0,4 = 0,4 \text{ kN/m}^2$$

11.3.4 Cargas de los módulos fotovoltaicos

Los módulos escogidos tienen una masa de 26,5 kg por módulo. Sabiendo esto y la capacidad máxima de placas por marquesina, se realiza el cálculo de la carga que tendrá que soportar cada marquesina debido al efecto de los módulos fotovoltaicos. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11.5. Cargas de los módulos fotovoltaicos.

Estructura	N.º placas	Carga provocada (kN)	Área (m ²)	Carga distribuida (kN/m ²)
Marquesina doble superior	200	52,00	400	0,13
Marquesina doble inferior	230	59,80	460	0,13
Marquesina individual	225	58,50	450	0,13

11.4 Distribución final de la instalación

La instalación final de marquesinas constará de dos marquesinas superiores dobles donde se instalarán los 390 módulos solares. Además, se construirá una caseta para situar las baterías y los inversores del sistema, esta construcción tiene la función de proteger a estos equipos frente al desgaste que ocasionarían los fenómenos meteorológicos.

La caseta a construir será de 45 m², el largo de la construcción será de 9 metros mientras que el ancho es de 5. Con estas dimensiones se pueden situar sin problemas las 3 baterías y el inversor de Tesla, además, se dispondrá espacio para instalar equipos adicionales en un futuro en caso de ser necesario. La caseta estará ubicada en la esquina noreste del aparcamiento de vehículos.

En la figura 38 se observa un esquema de la instalación final, en la esquina noreste está situada la caseta con las baterías y el inversor mientras que las marquesinas a instalar se muestran sombreadas. Se han situado las marquesinas lo más cerca posible de la caseta.

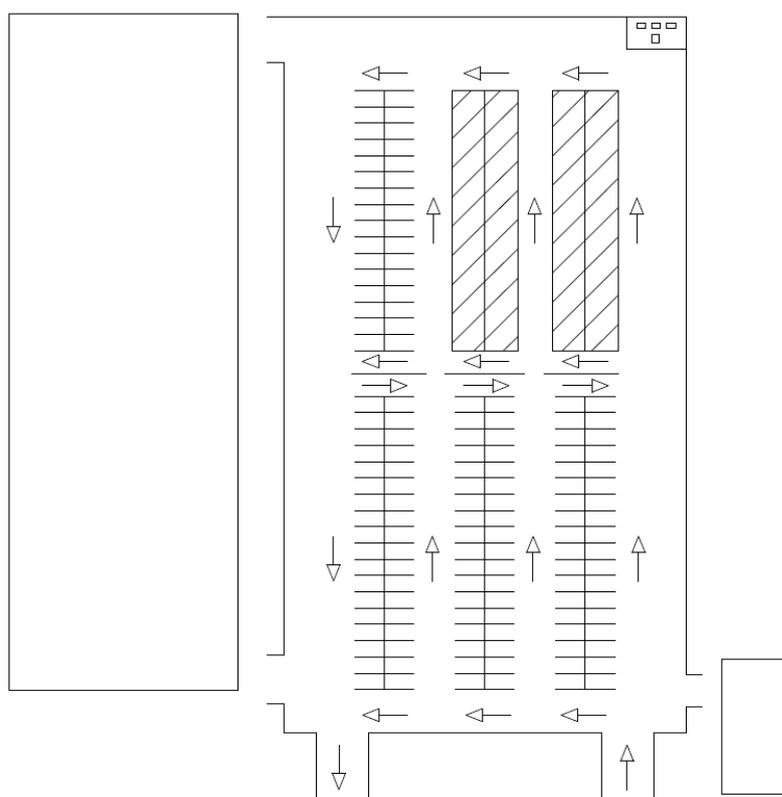


Figura 38. Distribución final de la instalación.

12 Estudio medioambiental del proyecto

Uno de los principales motivos para la realización del proyecto es la de impulsar las energías renovables para reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la atmosfera. En este apartado se realiza el cálculo de la cantidad de CO₂ equivalente que se dejará de emitir debido al sistema de generación fotovoltaica, además, se realizará un balance para determinar cuántos meses tardarán los módulos fotovoltaicos en compensar su huella de carbono, es decir, en compensar el CO₂ que se ha emitido para su fabricación.

12.1 Análisis de los recursos utilizados para la fabricación de los módulos

Para analizar la contaminación emitida y los recursos empleados para la fabricación de los módulos solares se ha consultado la información que aportan los fabricantes. Concretamente, se ha analizado la información proporcionada por uno de los mayores fabricantes a nivel mundial Trina Solar, se ha elegido este fabricante debido a que publica una gran cantidad de datos en sus reportes de responsabilidad social ^[27]. Las estadísticas de esta empresa son similares a las de otros grandes fabricantes.

El fabricante Trina Solar afirma supervisar con meticulosidad las emisiones anuales provenientes de la fabricación de módulos y la huella de carbono de éstos. Auditorias anuales del *British Standards Institute* (BSI) les proporcionan ayuda a la hora de realizar informes fiables acerca de estos aspectos.

En cuanto a la reducción del consumo de agua, la compañía ha tomado las siguientes medidas:

- Construcción de una planta de tratamiento de aguas residuales para reciclar el agua de la instalación.
- Medición cuidadosa del consumo del agua.
- Maximizar el uso de agua reciclada.

En la figura 39 se muestra el consumo de agua por cada MW de potencia nominal de módulos fabricada:

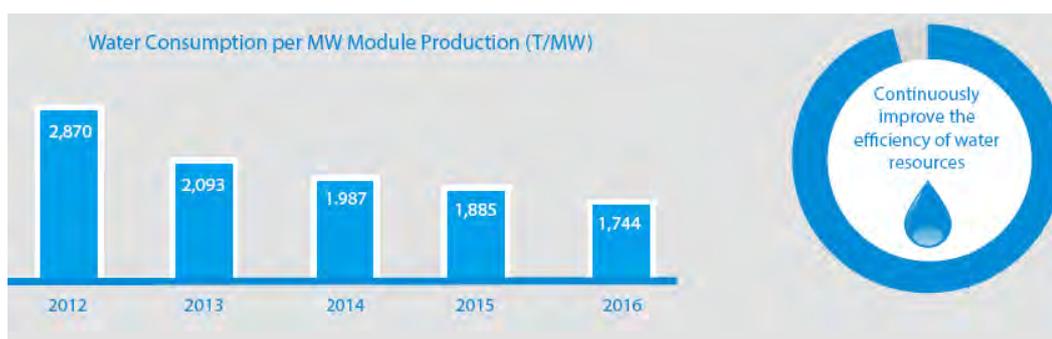


Figura 39. Consumo de agua por MW de módulos fabricados (T/MW) ^[27].

El último dato disponible es el del año 2016, por lo que se considerará que para cada MW de módulos producidos se consumen 1.744 toneladas de agua.

Para la reducción del uso de energía eléctrica empleada en la fabricación de paneles solares, se toman las siguientes medidas:

- Recuperación y reutilización del calor residual de la planta de silicio con agua de refrigeración.
- Uso selectivo de las unidades de refrigeración y de las bombas de calor enfriadas por aire.

- Recogida y reutilización del agua concentrada por osmosis inversa.
- Reducción del tiempo de regeneración del sistema de aire seco comprimido.

En la tabla 12.1. Se detallan los recursos energéticos que se emplean por MW de módulos producidos:

Tabla 12.1. Consumo de recursos energéticos por MW de módulos.

Recurso	2012	2013	2014	2015	2016
Gas Natural (m ³ /MW)	2.300	1.300	1.000	900	1.000
Nitrógeno (m ³ /MW)	10.200	9.300	8.800	9.000	9.100
Electricidad (MWh/MW)	277	206	219	221	187

Con esta información el fabricante determina la emisión de toneladas de CO₂ equivalentes por cada MW nominal de módulos fabricados:

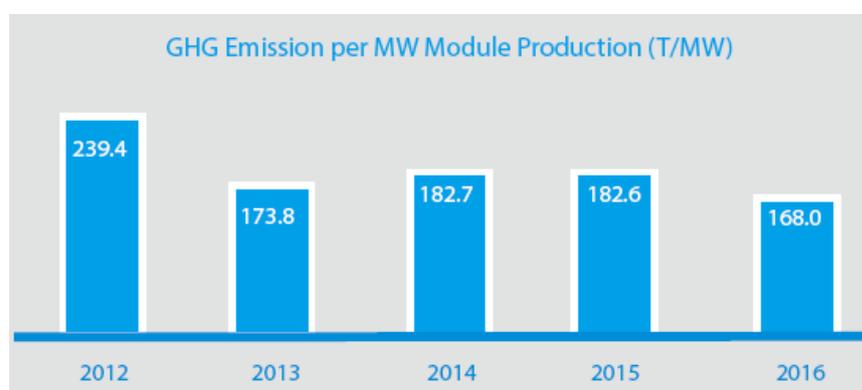


Figura 40. Emisión de CO₂ equivalente por MW nominal de módulos producidos [27].

Por lo tanto, para la fabricación de un MW nominal de módulos solares, el último dato conocido es que se emiten 168 toneladas de dióxido de carbono equivalente.

En cuanto al reciclaje de las placas, existe una coalición de compañías solares y la Asociación de Industrias de Energía Solar (SEIA). Esta coalición tiene un programa de reciclaje fotovoltaico que consiste en una red de recicladores que se hace cargo de los módulos fotovoltaicos retirados que han llegado al fin de su ciclo de vida. La empresa fabricante otorga de recursos a los consumidores para que puedan deshacerse de los módulos solares antiguos de una forma responsable para minimizar la contaminación al medio ambiente [28].

12.2 Balance medioambiental

Antes de realizar el cálculo del CO₂ equivalente ahorrado debido a la instalación fotovoltaica, se debe conocer el factor de emisión medio. En la península ibérica, la media del factor de emisión medio de los últimos 4 años es de 0,24125 Toneladas de CO₂/MWh consumido. Este factor tiene en cuenta el balance eléctrico nacional, incluyendo que una gran parte de la generación española se realiza mediante medios renovables y representa al CO₂ equivalente que se emite al consumir electricidad de la red eléctrica del país [25].

También se ha realizado la búsqueda del precio actual de la Tonelada de dióxido de carbono equivalente debido a que el CO₂ que se deja de emitir tiene un precio de mercado. Actualmente, la tonelada emitida de CO₂ se precia en 12,31 euros [26].

Para realizar el balance medioambiental se tendrá en cuenta la generación anual del sistema fotovoltaico y se considerará que esta generación se mantendrá estable a lo largo de

los años. Es decir, anualmente se producirán 169,3 MWh. Además, se ha considerado un periodo de 15 años.

Las toneladas de CO₂ ahorrado se calculan mediante la siguiente expresión:

$$T_{CO_2 \text{ equiv}} = \text{Producción anual} \cdot \text{Factor emisión} \quad (12.1)$$

Tabla 12.2. Balance medioambiental del sistema fotovoltaico diseñado.

Año	Producción energética (MWh)	Factor de emisión	T _{CO2} ahorradas	Precio de las T _{CO2} (Eur)	Balace de Co ₂ ahorrado
2019	169,3	0,24125	40,8	502,8	40,8
2020	169,3	0,24125	40,8	502,8	81,7
2021	169,3	0,24125	40,8	502,8	122,5
2022	169,3	0,24125	40,8	502,8	163,3
2023	169,3	0,24125	40,8	502,8	204,2
2024	169,3	0,24125	40,8	502,8	245,0
2025	169,3	0,24125	40,8	502,8	285,9
2026	169,3	0,24125	40,8	502,8	326,7
2027	169,3	0,24125	40,8	502,8	267,5
2028	169,3	0,24125	40,8	502,8	408,4
2029	169,3	0,24125	40,8	502,8	449,2
2030	169,3	0,24125	40,8	502,8	490,0
2031	169,3	0,24125	40,8	502,8	530,9
2032	169,3	0,24125	40,8	502,8	571,7
2033	169,3	0,24125	40,8	502,8	612,5

Cada año la instalación ahorra 40,8 toneladas de CO₂ equivalente, durante los 15 años, ahorrará la emisión de 612,5 toneladas.

El valor monetario de estas toneladas ahorradas en total será de 7.541,8 euros.

Con la información del fabricante de módulos solares, se conoce que un MW de potencia nominal de módulos ha emitido para su fabricación 168 toneladas de CO₂. La instalación diseñada tiene una potencia nominal de 0,142 MW, por lo tanto, para su fabricación habrá causado una emisión de 23,9 toneladas de dióxido de carbono.

Se puede observar como en un año de funcionamiento, las placas ya habrán compensado su huella de carbono, pero para saber el número de meses exactos se realiza otro balance, pero esta vez centrado en el primer año, 2019.

Tabla 12.3. Balance medioambiental del año 2019.

Año	Producción energética (MWh)	Factor de emisión	T _{CO2} ahorradas	Balace de Co ₂ ahorrado (T _{CO2})
Fabricación	-	-	-	-23,9
Enero	9,4	0,24125	2,3	-21,6
Febrero	11,5	0,24125	2,8	-18,9
Marzo	16,7	0,24125	4,0	-14,8
Abril	16,1	0,24125	3,9	-10,9
Mayo	16,7	0,24125	4,0	-6,9
Junio	16,7	0,24125	4,0	-2,9
Julio	16,7	0,24125	4,0	1,1
Agosto	16,7	0,24125	4,0	5,1
Septiembre	16,1	0,24125	3,9	9,0
Octubre	14,3	0,24125	3,5	12,5
Noviembre	9,8	0,24125	2,4	14,9
Diciembre	8,5	0,24125	2,1	16,9

Los módulos solares usados para la instalación solar fotovoltaica cubrirán su huella de carbono en 7 meses, más concretamente, en el mes de Julio si se instalan en enero.

13 Estudio de viabilidad económica del proyecto

Una de las partes esenciales de todo proyecto es el estudio económico, el resultado de éste, puede condicionar la decisión final acerca de la realización del proyecto.

Para la realización del estudio de viabilidad, primero se ha calculado el presupuesto de ejecución del proyecto y la cuenta de resultados (costes e ingresos de la instalación) para acabar evaluando de forma global la inversión mediante diferentes procedimientos tales como el *Payback Period*, el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). Estos análisis se realizarán para un periodo de 15 años.

Se han realizado dos estudios de viabilidad, el primero, sin tener en cuenta el llamado impuesto al sol, el segundo, teniendo en cuenta el impuesto. Se han realizado ambos casos para tener una visión precisa sobre la afectación real que tiene este impuesto, a pesar de que la decisión final se basará en los resultados obtenidos en el estudio sin impuesto al sol debido a que es un impuesto que se eliminará a corto plazo.

El estudio realizado pretende demostrar la viabilidad económica de la implantación del sistema de generación de energía renovable vía módulos fotovoltaicos para el polígono comercial Les Gavarres.

La información detallada de este estudio de viabilidad se encuentra en el Anexo E. En este anexo se encontrarán los precios de los equipos, los datos de tarifas eléctricas o el *cashflow* detallado de cada uno de los métodos de análisis.

13.1 Presupuesto de la inversión inicial

Antes de llevar a cabo el análisis económico, es necesario realizar un presupuesto de ejecución, en el cual consta el coste de los equipos y el montaje.

El sistema de módulos fotovoltaicos tiene un coste total de 51.246 €, mientras que el sistema de baterías de Tesla alcanza los 215.110 €. **El coste de las construcciones necesarias** (marquesinas y edificio para almacenar las baterías) asciende a 62.500 €, **y la nueva instalación de alumbrado público supondrá una inversión de 25.453 €.**

El presupuesto del proyecto se puede consultar en el Anexo E. El coste total de los elementos anteriormente mencionados junto al resto de equipamiento necesario para realizar el proyecto, es decir, la inversión inicial del proyecto, es de 370.000 €.

13.2 Cuenta de resultados

13.2.1 Ingresos

El sistema de generación fotovoltaica no generará ingresos de forma directa debido a que la energía generada se autoconsumirá y no se venderá. Aun así, para la realización del análisis de viabilidad, se consideran ingresos:

- La energía eléctrica que se deja consumir de la red eléctrica debido a que se genera mediante los módulos solares. Por lo tanto, el dinero que se habría tenido que pagar a la compañía eléctrica de no existir el sistema fotovoltaico, se computa como un ingreso.

Para calcular este ahorro, se ha consultado la tarifa actual de la compañía eléctrica Endesa para instalaciones con una potencia contratada entre 50 y 100 kW, la tarifa de baja tensión 3.0 A. Como el precio de la energía no se mantendrá estable durante los 15 años que se estudiarán, se ha realizado una media del IPC español de los últimos 16 años y se ha considerado que el precio de la tarifa eléctrica aumentará esa cantidad anualmente. El valor del IPC utilizado es de 2,05%.

- Las toneladas de CO₂ equivalentes no emitidas. La cuota de tonelada de dióxido de carbono emitida a la atmósfera tiene un valor económico de 12,31 Euros/Tonelada emitida. Por lo tanto, el ahorro de emisión de este gas de efecto invernadero se computa como beneficio económico de la instalación. En total, cada año estas toneladas no emitidas supondrán un beneficio de 503 €.

- El beneficio social del servicio de puntos de recarga para vehículos eléctricos. A pesar de que el proyecto se realiza para impulsar el uso del vehículo eléctrico mediante cargadores gratuitos, el servicio que otorga tiene un beneficio social que puede convertirse a un valor monetario. Es decir, si el organismo realizador del proyecto decidiera cobrar por el servicio, podría hacerlo al precio de este valor social. Este valor es de 0,3 €/kWh consumido, un precio por debajo del precio habitual de los puntos de recarga públicos de vehículos eléctricos.

13.2.2 Gastos

Son los costes que el sistema afrontará de forma anual. Estos costes se dividen en:

- Energía eléctrica consumida. A pesar de que la mayor parte de la energía requerida se producirá mediante los módulos fotovoltaicos, una parte de la energía deberá consumirse directamente de la red pública. Los precios la tarifa eléctrica se pueden observar en el Anexo E.

- Término de potencia contratada. La instalación deberá pagar anualmente el término de potencia contratada a la compañía eléctrica, la potencia contratada es de 78 kW.

- Tasas del impuesto al sol. En el caso del análisis de viabilidad teniendo en cuenta el impuesto al sol, se deberá pagar una tasa por cada kWh generado vía módulos fotovoltaicos. En este caso no se deberá pagar una tasa a la potencia contratada porque aun utilizando baterías, se contratará la máxima potencia posible y por lo tanto este punto del impuesto se anula.

13.3 Evaluación global de la inversión

En este apartado se calculará el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y *Payback period* para evaluar la inversión global.

Para el cálculo del VAN y el TIR se ha tenido en cuenta una amortización de los módulos solares y el sistema de baterías de 15 años.

13.3.1 VAN

El Van representa el valor actual de diversos flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Se ha calculado el VAN para distintos valores del coste de oportunidad (*k*), del 1% al 13%, para cubrir un rango que pueda abarcar distintos marcos económicos. Como se ha mencionado antes, se ha tenido en cuenta la amortización de placas y baterías a 15 años, para que, al acabar el periodo de 15 años, se pueda realizar una reinversión de igual valor que la original.

En la figura 41 se muestran los flujos de caja (*cash flows*) acumulados durante los 15 años de amortización. Se puede observar que, debido a las características del sistema analizado, desde el primer año se empieza a generar dinero y la generación de beneficio se mantiene relativamente estable año a año, además, la recuperación de la inversión teniendo en cuenta la amortización se realiza aproximadamente al décimo año de funcionamiento. El *cash flow* para el quinceavo año es de 222.400 Euros.

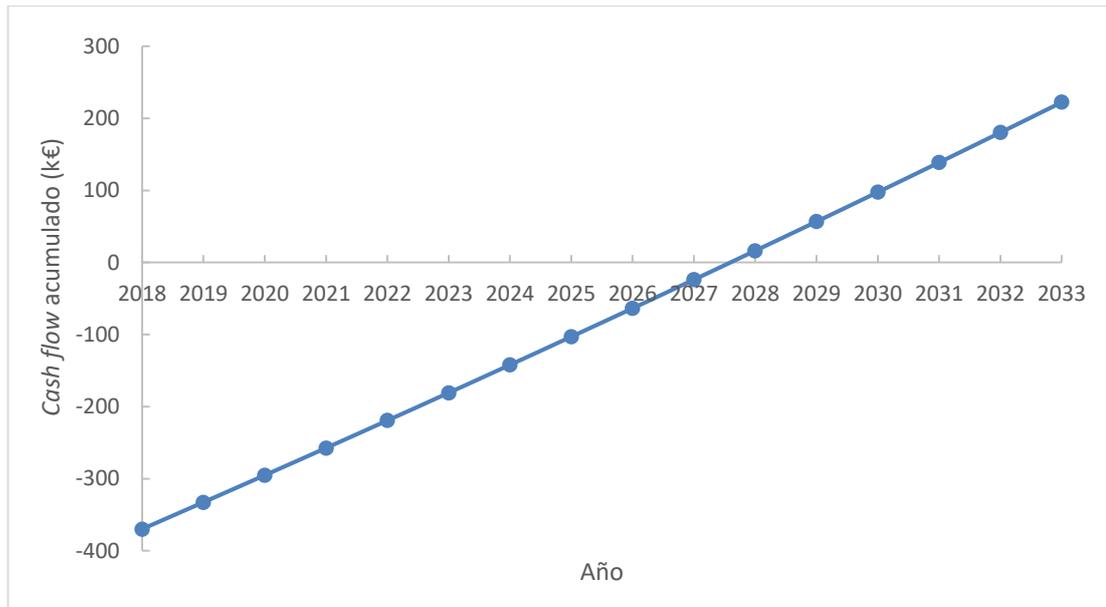


Figura 41. *Cash flows* del proyecto.

En la figura 42 se observa la variación del VAN según el coste de oportunidad. Este análisis permite seleccionar un coste de oportunidad que se adapte a cualquier circunstancia económica.

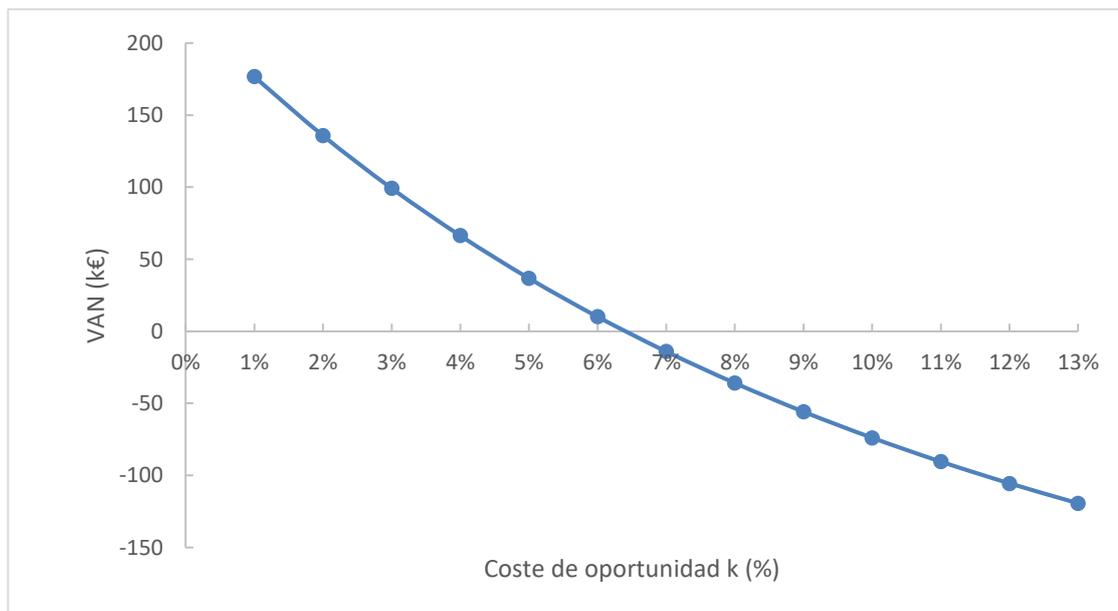


Figura 42. Variación del VAN en función del coste de oportunidad.

Se puede observar el valor del VAN es positivo con valores de coste de oportunidad de hasta 6%. Si el valor del coste de oportunidad toma un valor mayor, el proyecto deja de ser económicamente viable según la metodología del Valor Actual Neto. Para la realización del proyecto, se ha escogido un valor de oportunidad del 6%. El VAN para un coste de oportunidad del 6% es de 10.000 euros.

13.3.2 TIR

La tasa interna de rentabilidad es el interés que provoca que el valor actual neto sea igual a 0, es decir, el interés a partir del cual el proyecto deja de ser rentable.

La TIR que da valor nulo al VAN es del 6%.

13.3.3 Payback Period

El Payback Period o Plazo de Recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversores. Con este método, se sabrá el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al inicio de una inversión.

Para el caso estudiado, el *Payback Period* es de 6 años, 7 meses y 15 días.

13.4 Evaluación global de la inversión con impuesto al sol

En este apartado se realizará un procedimiento análogo al anterior, pero esta vez, teniendo en cuenta las tasas que cobra el estado con el impuesto al sol a los sistemas de autoconsumo conectados a la red.

Al igual que en el caso anterior, para el cálculo del VAN y el TIR se ha tenido en cuenta una amortización de los módulos solares y el sistema de baterías de 15 años.

13.4.1 VAN

Se ha calculado el VAN para distintos valores del coste de oportunidad (k), del 1% al 13%, para cubrir un rango que pueda abarcar distintos marcos económicos. Se ha tenido en cuenta la amortización de placas y baterías a 15 años, para que, al acabar el periodo de 15 años, se pueda realizar una reinversión de igual valor que la original.

En la figura 43 se muestran los flujos de caja (*Cash flows*) acumulados durante los 15 años de amortización. Se puede observar que, debido a las características del sistema analizado, desde el primer año se empieza a generar dinero y la generación de beneficio se mantiene relativamente estable año a año, además, la recuperación de la inversión teniendo en cuenta la amortización se realiza aproximadamente al décimo año de funcionamiento. El *cash flow* para el quinceavo año es de 167.000 Euros.

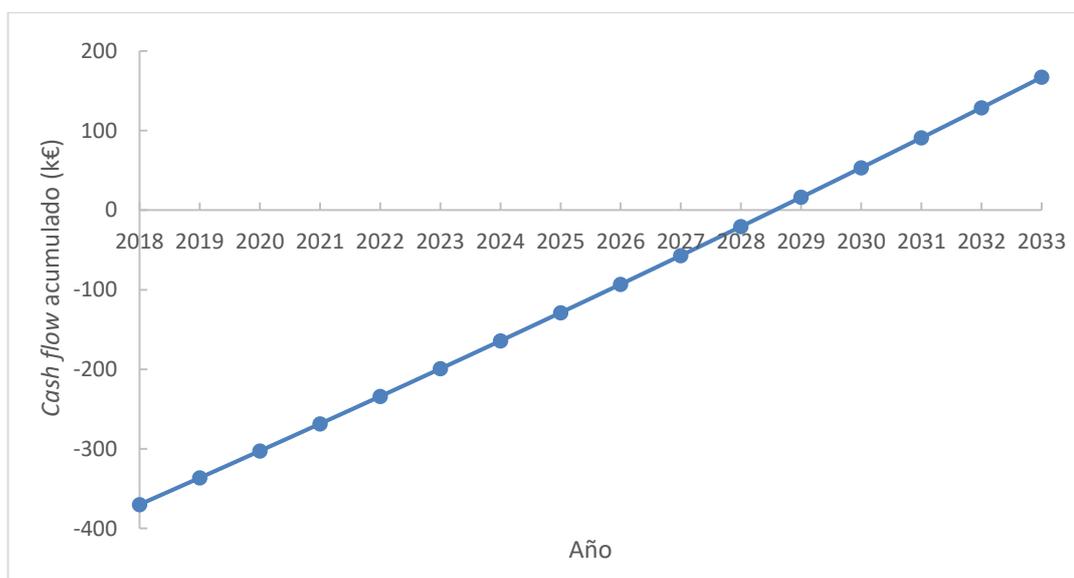


Figura 43. *Cash flows* del proyecto con impuesto al sol.

En la figura 44 se observa la variación del VAN según el coste de oportunidad. Este análisis permite seleccionar un coste de oportunidad que se adapte a cualquier circunstancia económica.

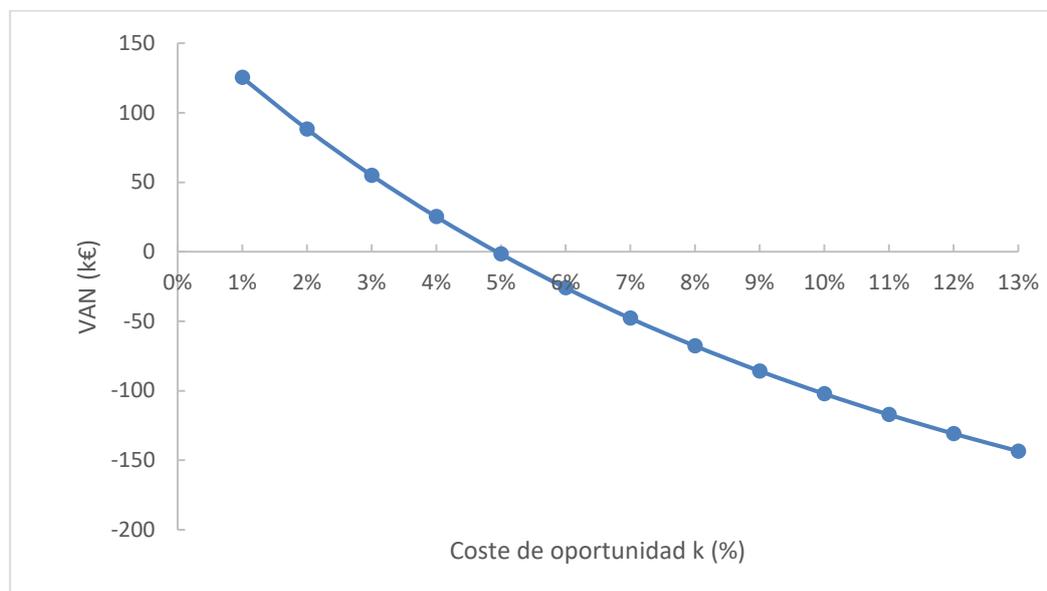


Figura 44. Variación del VAN en función del coste de oportunidad.

Se puede observar el valor del VAN es positivo con valores de coste de oportunidad de hasta 4%. Si el valor del coste de oportunidad toma un valor mayor, el proyecto deja de ser económicamente viable según la metodología del Valor Actual Neto.

13.4.2 TIR

La tasa interna de rentabilidad es el interés que provoca que el valor actual neto sea igual a 0, es decir, el interés a partir del cual el proyecto deja de ser rentable.

La TIR que da valor nulo al VAN es del 5%.

13.4.3 Payback Period

El Payback Period o Plazo de Recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversores. Con este método, se sabrá el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al inicio de una inversión.

Para el caso estudiado, el *Payback Period* es de 7 años, 1 mes y 1 día.

13.5 Comparativa de ambas evaluaciones

Se ha podido observar como el impuesto al sol supone un impedimento importante a la hora de rentabilizar instalaciones de generación de energía renovable, concretamente, a lo largo de los 15 años analizados, la instalación funcionando sin dicho impuesto generaría 488.744 euros, mientras que la misma instalación funcionando bajo el impuesto, generaría 433.269 euros. Es decir, a lo largo de 15 años, se estaría pagando una cantidad de 55.475 euros de tasas.

Como se ha expresado anteriormente, a la hora de realizar una valoración de los resultados se tendrán en cuenta los valores obtenidos por el sistema sin el impuesto al sol.

13.6 Valoración de la viabilidad económica del proyecto

Después de realizar la evaluación económica del sistema de módulos fotovoltaicos, y basándonos en el valor del VAN, se puede concluir que, para las necesidades estudiadas, el proyecto es rentable y es una inversión recomendada.

A pesar de que el beneficio de la inversión es bajo, el proyecto es capaz de amortizarse para poder realizar una reinversión igual a la inicial dentro de 15 años, donde por esa cantidad de dinero, se podrá realizar una instalación mayor debido al abaratamiento continuo que está sufriendo la tecnología de módulos fotovoltaicos y el mercado de las baterías.

Por último, la inversión se recomienda debido a que el proyecto realizado no es un proyecto realizado con fines puramente económicos, sino que también tiene en cuenta su beneficio medioambiental y social.

14 Conclusiones

Se ha conseguido diseñar un sistema viable de generación de energía eléctrica por medios renovables en el polígono comercial Les Gavarres, demostrando que la zona geográfica escogida tiene un gran potencial fotovoltaico que de aprovecharse reduciría en gran medida la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. El sistema planteado consiste en una instalación de 390 módulos solares acompañados de baterías que consiguen alimentar prácticamente la totalidad de los consumos públicos del polígono.

El beneficio medioambiental del proyecto es notable, cada año se estará evitando la emisión de 41 toneladas de CO₂. Además, al fomentar el uso del vehículo eléctrico frente al clásico de combustión interna, gracias a los puntos de recarga para vehículos, también conseguirá evitar futuras emisiones de CO₂.

También se ha comprobado que los módulos fotovoltaicos consiguen compensar el CO₂ utilizado en su fabricación en un plazo muy corto, por lo que la generación de energía fotovoltaica es una de las mejores opciones renovables en países con una gran irradiación solar.

Por el contrario, se ha constatado que, para instalaciones urbanas de autoconsumo, la energía eólica no es una opción viable debido a la baja incidencia del viento en este tipo de zonas geográficas.

Por último, la viabilidad económica de este tipo de sistemas ha quedado certificada. A día de hoy, es posible implantar sistemas de autoconsumo en polígonos comerciales e industriales para alimentar todos sus consumos públicos mediante medios de generación renovable, por lo que se puede determinar que el autoconsumo en dichos polígonos puede convertirse en una realidad en los próximos años.

15 Referencias

- [1] T. Carlos, G. Jordi, "Implementation of elements of sustainability applied to the urbanization of productives Areas".
- [2] F Sergio. (2016, 04). Tipos de autoconsumo eléctrico y balance neto. Diariorenovables. Disponible: <https://www.diariorenovables.com/2016/04/autoconsumo-electrico-y-balance-neto-el.html>.
- [3] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2015, 10). "Real Decreto 900/2015: Condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo".
- [4] JinkoSolar. Disponible: <https://www.jinkosolar.com/>.
- [5] Unef. Disponible: <https://unef.es/>.
- [6] S. Juan Manuel, R. Jesús, J. Carlos, S. M^a Carmen, M. José, L. María, "Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de clima de EUMETSAT".
- [7] A. Miguel, Disponible: <http://www.ciemat.es>.
- [8] Asociación Empresarial Eólica. Disponible: <https://www.aeeolica.org/es/>.
- [9] Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya. Disponible: <http://www.icgc.cat/>.
- [10] Ajuntament de Tarragona. Disponible: <https://seu.tarragona.cat>.
- [11] V. Lucia. (2018, 06). Teresa Ribera, un giro de 180 grados en la lucha contra el cambio climático. Público. Disponible: <http://www.publico.es/politica/teresa-ribera-teresa-ribera-giro-lucha-cambio-climatico.html>.
- [12] Movilidad eléctrica. Disponible: <https://movilidadelectrica.com/>.
- [13] Fundación Asturiana de la Energía. Recarga del vehículo eléctrico. Disponible: http://www.faen.es/batterie/Recarga_vehiculo_electrico.pdf.
- [14] Generalitat de Catalunya. Pla Parcial del polígon comercial Les Gavarres.
- [15] Tiempo. Disponible: <https://www.tiempo.com/>.
- [16] Meteoblue. Disponible: <https://www.meteoblue.com/>.
- [17] Enair. Disponible: <https://www.enair.es/>.
- [18] Ergowind. Disponible: <http://www.ergowind.it>.
- [19] Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport (IET). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Disponible: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [20] Tesla. Disponible: <https://www.tesla.com/tesla-powerpack?redirect=no>.
- [21] Ministerio de economía, industria y competitividad, Gobierno de España. "Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)".
- [22] Ministerio de ciencia y tecnología, Gobierno de España. "ITC-BT-07 – Redes subterráneas para distribución en baja tensión".
- [23] A. Cotrim. "Instalaciones eléctricas", 3^a edición: Mc. Graw Hill.
- [24] Código técnico de edificación, Gobierno de España. "Documento básico SE-AE: Seguridad Estructural Acciones en la edificación".
- [25] Red eléctrica de España. Disponible: <http://www.ree.es/es/>.
- [26] Sendeco₂. Disponible: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.
- [27] Trinasolar. "Corporate social responsibility report 2016".
- [28] CYPE Ingenieros, S.A. Generador de precios. Disponible: <http://www.generadordeprecios.info/>.
- [29] Wikipedia. Disponible: <https://es.wikipedia.org/>.
- [30] Solargis. Disponible: <https://solargis.com/>.

- [31] Ministerio para la transición ecológica, Gobierno de España. Disponible: <http://www.idae.es/>.
- [32] Endesa. Disponible: <https://www.endesaclientes.com>.

Joel Vilar Moreno

**Implantación de un sistema de autoconsumo eléctrico
en un polígono comercial**

DOCUMENTO III: Anexos



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

2018

Índice

A	Matriculaciones de vehículos eléctricos en España	1
B	Simulación detallada sobre el alumbrado público	3
C	Datos climáticos de Tarragona	15
	C.1 Velocidades de viento	15
	C.2 Condiciones climatológicas de la ciudad.....	15
D	Informe detallado de la simulación fotovoltaica con PVGIS	18
E	Estudio de viabilidad económica del proyecto	22
	E.1 Presupuesto de la inversión inicial.....	22
	E.2 Tarifa eléctrica contratada.....	22
	E.3 Tasas del impuesto al sol	23
	E.4 VAN	24
	E.5 TIR	26
	E.6 Payback Period	26
F	Hojas de especificaciones	27
	F.1 Módulos solares	27
	F.2 Tesla Powerpack 2	29

A Matriculaciones de vehículos eléctricos en España

Tabla A.1 Matriculaciones de vehículos eléctricos (EV) en España.

Modelo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Nissan Leaf	154	263	465	344	525	530	368	2.649
Citroen C-Zero	58	3	2	8	496	160	19	746
Renault ZOE	0	182	289	312	436	1327	531	3.077
Renault Kangoo ZE	0	0	164	267	329	299	256	1.315
Nissan e-NV200	0	0	184	257	308	330	127	1.206
BMW i3	0	27	102	132	200	497	242	1.200
Smart Fortwo ED	5	57	35	388	155	418	250	1.308
Smart ForFour	0	0	0	0	0	113	168	281
Kia Soul EV	0	0	2	89	88	97	45	321
Piaggio Porter	0	0	0	76	50	55	39	220
Peugeot Partner E	0	0	11	13	47	102	39	212
Tesla Model S	0	1	15	10	46	225	70	367
Tesla Model X	0	0	0	0	9	162	71	242
Renault ZOE Societé	0	0	0	0	34	15	6	55
Citroen Berlingo E	0	0	15	2	32	112	63	224
Nissan LEAF Comercial	0	0	0	0	26	4	13	43
Volkswagen e-Golf	0	0	16	21	23	176	85	321
Citroen E-Mehari	0	0	0	0	21	12	20	53
Peugeot ION	73	6	0	4	17	29	21	150
Iveco-Pegaso Daily	0	0	0	0	14	0	0	14
Mercedes Clase B 250e	0	0	0	14	14	12	3	43
Volkswagen e-UP!	0	0	14	16	7	21	3	61
BYD E6	0	0	15	2	4	0	0	21
Hyundai Ioniq E	0	0	0	0	2	129	71	202
Mitsubishi i-Miev	31	139	13	1	1	0	0	185
Ford Focus e	0	5	0	1	0	1	0	7
Renault Fluence ZE	77	128	19	0	34	27	0	285
Goupil G4	0	0	00	0	0	48	48	96

Tabla A.2 Matriculaciones de vehículos híbridos enchufables (PHEV) en España.

Modelo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Mitsubishi Outlander	0	0	209	389	555	719	366	2.238
BMW i3 Rex	0	0	102	119	138	186	256	801
MINI Countryman	0	0	0	0	0	246	146	392
Volvo XC90	0	0	0	0	128	143	38	309
Volvo XC60	0	0	0	0	0	50	46	96
Volvo V60 plug-in	0	3	23	14	10	8	4	62
Volvo S90	0	0	0	0	0	12	3	15
Volvo V90	0	0	0	0	0	4	5	9
BMW X5 xDrive 40e	0	0	0	28	120	97	45	290
BMW Serie 5	0	0	0	0	0	81	54	135
Volkswagen Golf GTE	0	0	0	79	115	212	107	513
Volkswagen Passat GTE	0	0	0	0	102	115	95	312
BMW Serie 2 Tourier	0	0	0	0	83	309	22	414
Mercedes Clase GLE	0	0	0	0	78	35	34	147
Porsche Cayenne	0	0	14	62	63	59	3	201
BME 330e	0	0	0	0	63	153	46	262
Mercedes Clase GLC	0	0	0	0	42	304	99	445
Audi A3 sportback	0	0	15	104	39	152	37	347
BMW i8	0	0	22	36	39	13	12	122
Mercedes Clase C350e	0	0	0	5	27	33	11	76
Mercedes Clase E	0	0	0	0	0	38	8	46
Audi Q7 e-TRON	0	0	0	0	22	55	27	104
BMW Serie 7	0	0	0	0	10	25	12	47
Mercedes s500 plug-in	0	0	0	15	7	6	0	28
Porsche Panamera s e	0	13	18	18	4	173	121	347
Kia Optima PHEV	0	0	0	0	2	36	14	52
Toyota Prius plug-in	0	0	15	8	1	0	0	24
Porsche 918 Spyder	0	0	0	3	1	0	0	4
Volkswagen XL1	0	0	0	2	0	0	0	2
Opel Ampera	0	5	11	0	0	0	0	16
Chevrolet Volt	0	1	2	0	0	0	0	3
Piaggio Porter	0	0	59	76	0	0	0	135
Hyundai Ioniq Híbrido	0	0	0	0	0	140	94	234
Kia Niro	0	0	0	0	0	124	69	193

B Simulación detallada sobre el alumbrado público

En este anexo se adjunta el informe realizado por el programa informático *DIALUX EVO*.

Proyecto elaborado por:
Joel Vilar Moreno
Universitat Rovira i Virgili

Fecha:
05/07/2018

Alumbrado LED Les Gavarres

Diseño para el Trabajo Fin de Máster "Implantación de un sistema de autoconsumo en un polígono comercial".

Índice

Alumbrado LED Les Gavarres

Alumbrado LED Les Gavarres

Fagerhults Belysning AB - EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2 (1xLED).....	3
Calle 1: Alternativa 1	
Resultados de planificación.....	5
Calle 1: Alternativa 1 / Camino peatonal 2 (C1)	
Isolíneas.....	7
Gráfico de valores.....	8
Calle 1: Alternativa 1 / Calzada 1 (C1)	
Isolíneas.....	9
Gráfico de valores.....	10
Calle 1: Alternativa 1 / Camino peatonal 1 (C1)	
Isolíneas.....	11
Gráfico de valores.....	12

Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

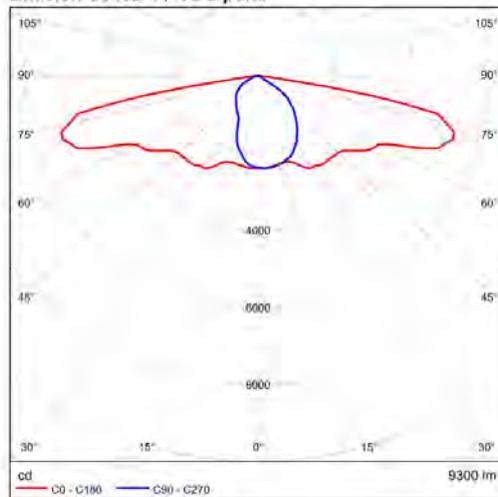
Fagerhults Belysning AB 303395-480 EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2 1xLED / Fagerhults Belysning AB - EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2 (1xLED)

Fagerhults Belysning AB 303395-480 EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2 1xLED

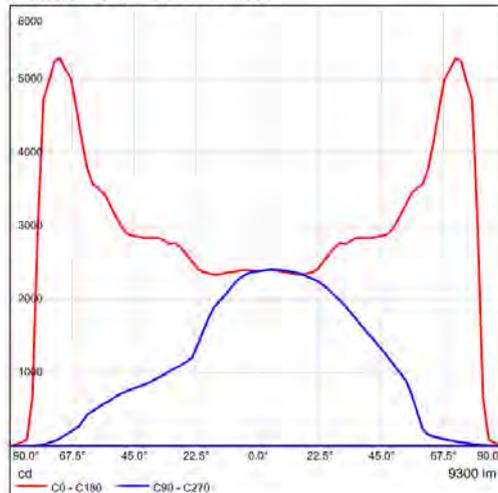


Fotometría absoluta
Flujo luminoso de las luminarias: 9300 lm
Potencia: 89.0 W
Rendimiento lumínico: 104.5 lm/W

Emisión de luz 1 / CDL polar



Emisión de luz 1 / CDL lineal



Installation

Post top luminaire which in its standard design can be mounted on a Ø 48-60 mm post top or post arm bracket. Accessories for other mounting options are ordered separately, see Accessories. Ø 76 mm post top bracket/post arm bracket on request. Tilting function $\pm 15^\circ$. Post height 3-8 m.

Connection

Connection cable 3x1.5 mm² type H07RN-F. 4- and 6-LED version is delivered with 6 m cable. 8-, 10- and 12-LED versions are delivered with 8 m cable. DALI version available on request, delivered with a 5-pin cable. Other cable versions on request.

Design

Body and post bracket in cast aluminium, aluminium-zinc coated screws. Ballast is built into the luminaire, Flanges for optimum cooling. Screen printed safety glass.

Light distribution

Asymmetrical. Choose between the different lens options via the drop-down menu below. The E-lens are designed to focus on illuminance. L lenses are ideal if the luminance from the ground is the main priority.

Optics

AGC-lenses (Advanced Glare Control) for both illuminance and luminance classifications. Available as 4-, 6-, 8-, 10- or 12-LED version.

Dimming

CLO (Constant Light Output) maintains the correct light from the luminaire for the duration of its service life. For more information, see Light control. DALI version is available on request.

Accessories

See Accessories.
Post-top bracket, single or double.

Standard Colour

Alu-grey (RAL 9006, semi-gloss).
Anthracite grey (Gns 900 Sablé), black (RAL 9005) or white (RAL 9010, semi-gloss) on request.

Miscellaneous

Projected wind area: from the side 0,035 m², from below 0,158 m².
Luminaire weight: 7 kg.

DIALux

Página 3

Alumbrado LED Les Gavarres

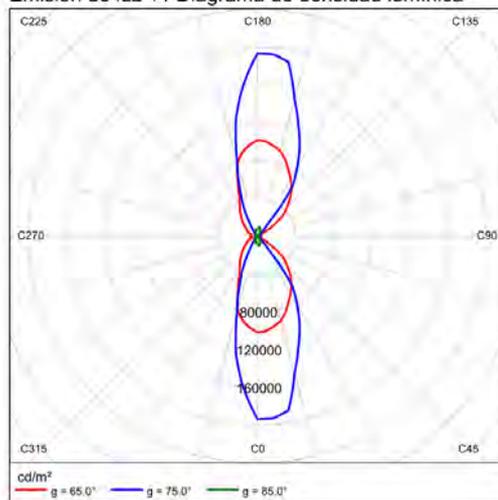
05/07/2018

DIALux

Fagerhults Belysning AB 303395-480 EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2 1xLED / Fagerhults Belysning AB - EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12Ez (1xLED)

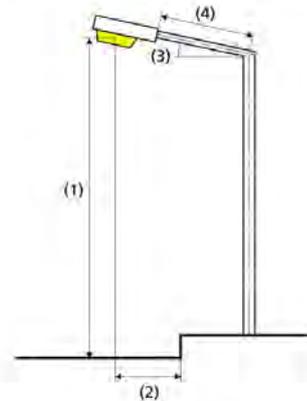
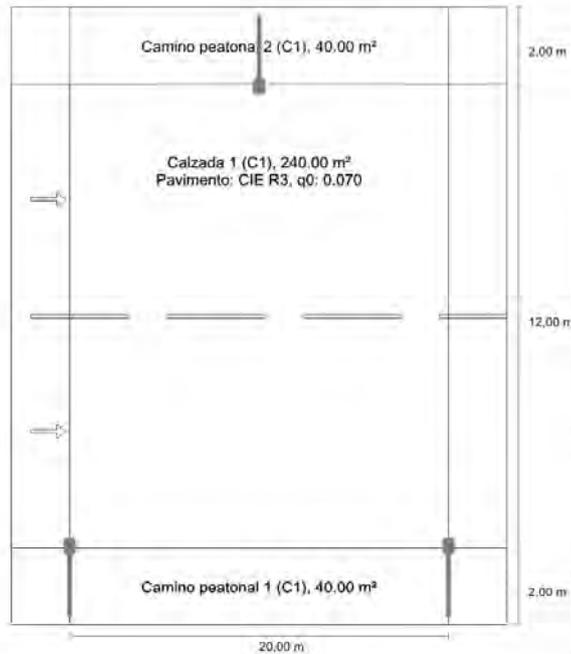
No se puede crear un diagrama de cono porque la distribución luminosa es asimétrica.

Emisión de luz 1 / Diagrama de densidad luminica



Calle 1 hacia EN 13201:2015

Fagerhults Belysning AB 303395-480
EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2



Lámpara:	1xLED
Flujo luminoso (luminaria):	9297.67 lm
Flujo luminoso (lámpara):	9300.00 lm
Horas de trabajo	
4000 h:	100.0 %, 89.0 W
W/km:	8900.0
Organización:	bilateral en alternancia
Distancia entre mástiles:	20.000 m
Inclinación del brazo (3):	0.0°
Longitud del brazo (4):	1.500 m
Altura del punto de luz (1):	10.000 m
Saliente del punto de luz (2):	0.000 m

Resultados para campos de evaluación
Factor de degradación: 0.92

Camino peatonal 2 (C1)

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
↙ 31.90	↙ 0.86

Calzada 1 (C1)

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
↙ 35.64	↙ 0.86

Camino peatonal 1 (C1)

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
↙ 31.90	↙ 0.86

Resultados para indicadores de eficiencia energética

ULR:	0.00
ULOR:	0.00
Valores máximos de la intensidad luminica	
a 70°:	568 cd/klm
a 80°:	361 cd/klm
a 90°:	0.00 cd/klm
Clase de potencia luminica:	I
Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	
La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.5	

Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

Calle 1: Alternativa 1 / Resultados de planificación

Indicador de la densidad de potencia (Dp) 0.016 W/lx²
Densidad de consumo de energía
Organización: EVOLUME1.740.9300.CLII.CLO 12E2 (712.0 2.2 kWh/m² año kWh/año)

Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

Calle 1: Alternativa 1 / Camino peatonal 2 (C1) / Isolinias

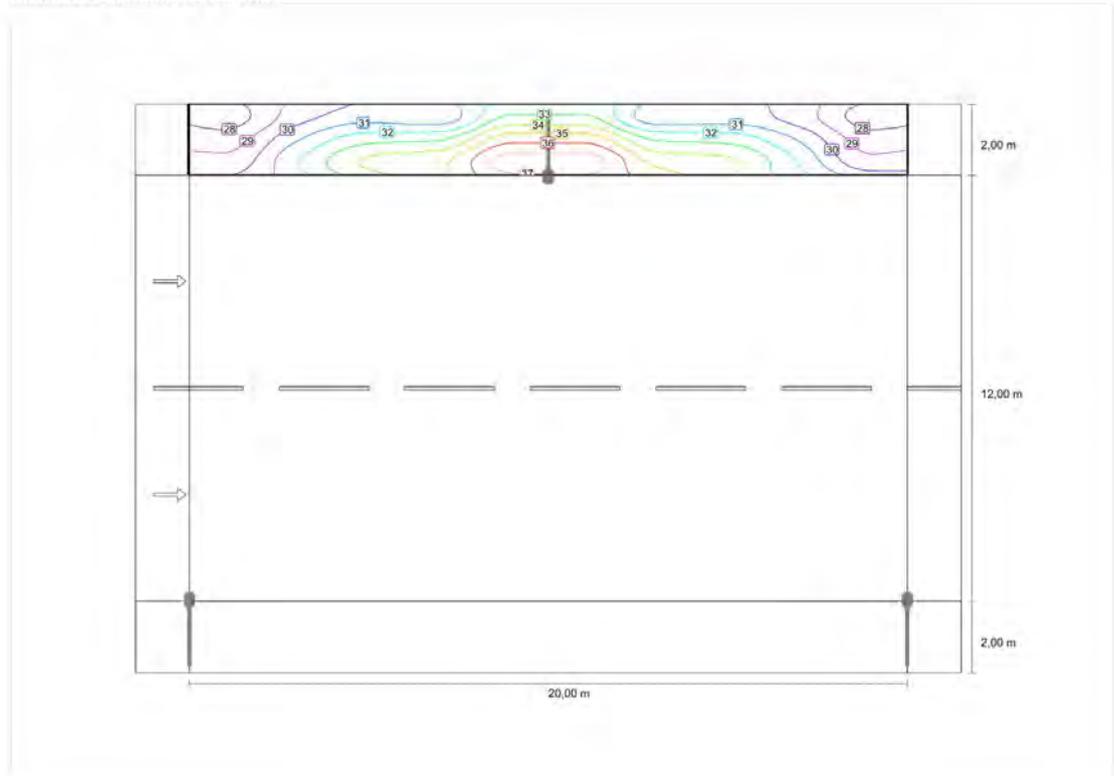
Camino peatonal 2 (C1)

Factor de degradación: 0.92

Trama: 10 x 3 Puntos

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
✓ 31.90	✓ 0.86

Intensidad lumínica horizontal



Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

Calle 1: Alternativa 1 / Camino peatonal 2 (C1) / Gráfico de valores

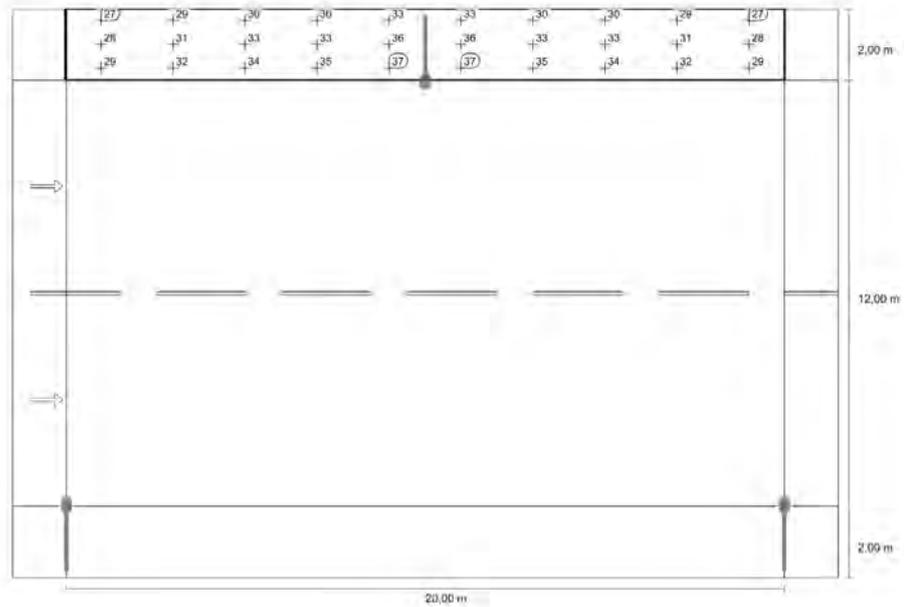
Camino peatonal 2 (C1)

Factor de degradación: 0.92

Trama: 10 x 3 Puntos

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
✓ 31.90	✓ 0.86

Intensidad lumínica horizontal



Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

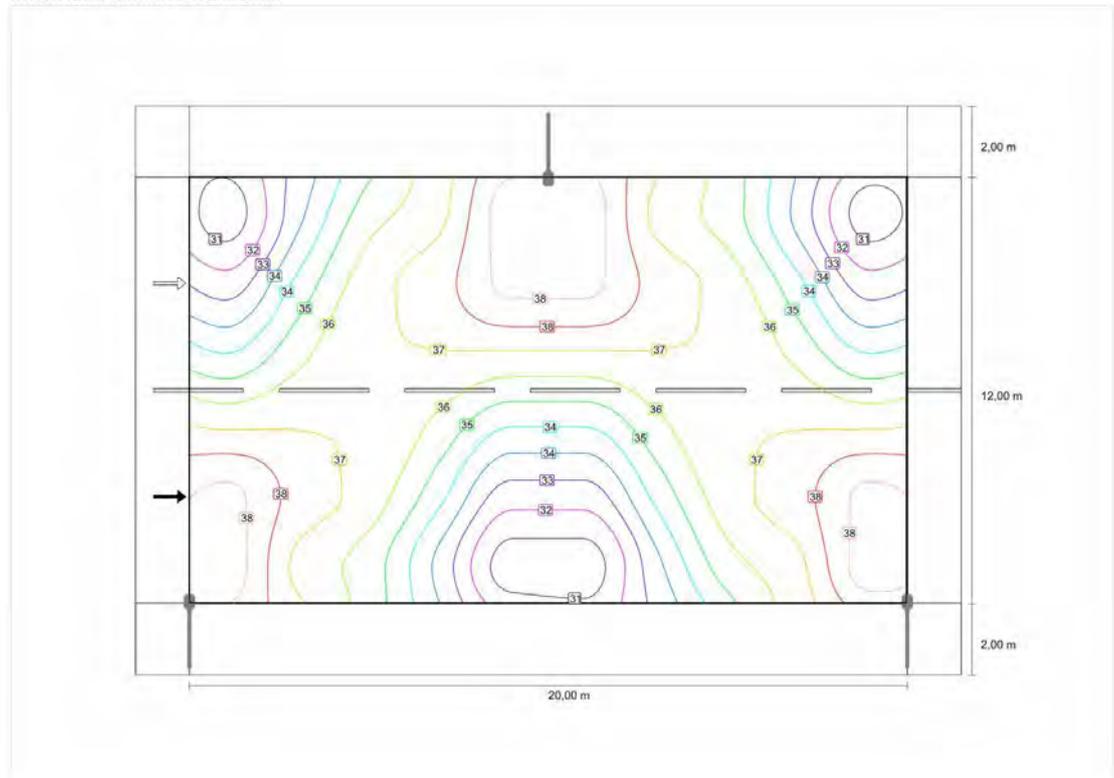
Calle 1: Alternativa 1 / Calzada 1 (C1) / Isolinias

Calzada 1 (C1)

Factor de degradación: 0.92
Trama: 10 x 6 Puntos

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
✓ 35.64	✓ 0.86

Intensidad lumínica horizontal



Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

Calle 1: Alternativa 1 / Calzada 1 (C1) / Gráfico de valores

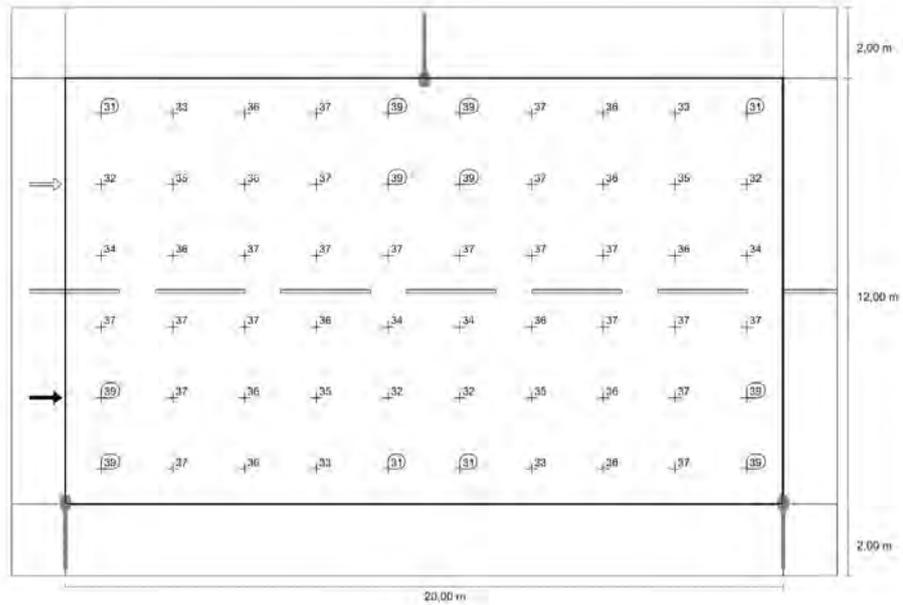
Calzada 1 (C1)

Factor de degradación: 0.92

Trama: 10 x 6 Puntos

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
✓ 35.64	✓ 0.86

Intensidad lumínica horizontal



DIALux

Página 10

Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

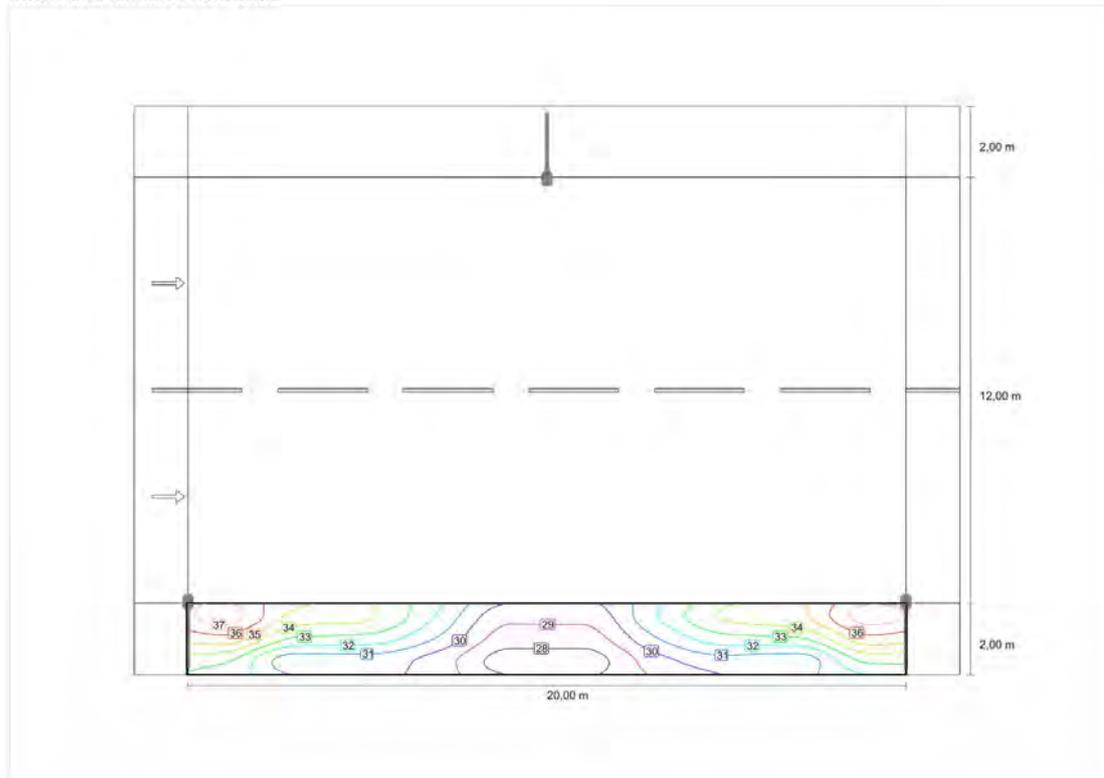
Calle 1: Alternativa 1 / Camino peatonal 1 (C1) / Isolinéas

Camino peatonal 1 (C1)

Factor de degradación: 0.92
Trama: 10 x 3 Puntos

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
✓ 31.90	✓ 0.86

Intensidad lumínica horizontal



Alumbrado LED Les Gavarres

05/07/2018

DIALux

Calle 1: Alternativa 1 / Camino peatonal 1 (C1) / Gráfico de valores

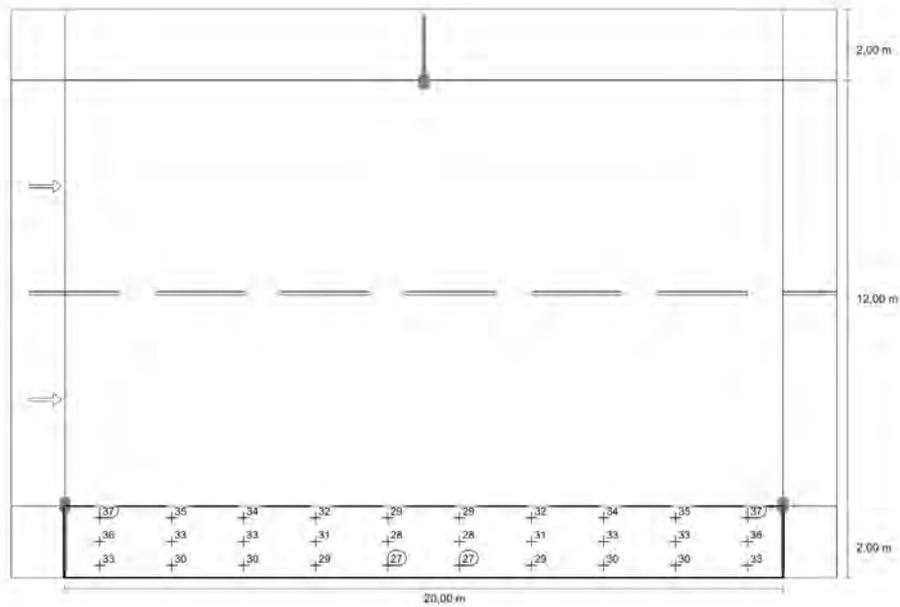
Camino peatonal 1 (C1)

Factor de degradación: 0.92

Trama: 10 x 3 Puntos

Em [lx]	Uo
≥ 30.00	≥ 0.40
✓ 31.90	✓ 0.86

Intensidad lumínica horizontal



C Datos climáticos de Tarragona

C.1 Velocidades de viento

Tabla C.1. Datos de la velocidad del viento (km/h) durante el periodo 2006-2018 en la estación meteorológica de Reus ^[15].

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
E	10,5	9,4	8,2	12,0	13,3	6,6	9,7	12,7	9,9	10,6	9,7	11,0	12,9
F	11,3	13,4	9,2	12,3	13,3	9,2	12,3	15,9	11,9	14,5	12,9	10,3	10,1
M	13,6	15,6	17,0	11,2	10,9	10,8	9,3	14,3	13,5	12,7	12,8	8,6	13,1
A	11,4	10,0	12,7	10,8	8,4	8,5	13,6	11,3	10,8	9,2	10,6	7,6	9,3
M	10,6	14,6	11,0	9,1	10,8	8,9	10,1	13,4	9,6	10,7	11,0	9,5	-
J	10,7	10,6	10,2	9,7	10,0	8,8	8,5	10,0	8,7	8,6	9,1	7,8	-
J	9,9	11,5	9,8	9,0	9,4	11,2	9,3	8,3	12,1	9,1	8,7	9,3	-
A	11,9	10,9	10,7	8,9	9,9	8,5	8,1	8,7	9,0	8,9	12,1	-	-
S	10,3	10,6	10,6	9,6	9,6	8,4	10,2	8,6	6,9	7,8	-	11,1	-
O	8,4	8,9	9,5	9,4	10,0	9,2	9,5	-	6,7	6,6	-	6,3	-
N	8,7	8,7	10,5	12,4	11,2	7,8	7,5	13,7	9,1	8,9	7,9	11,3	-
D	8,6	13	10,9	10,3	10,0	11,1	11,0	9,3	9,1	4,5	7,8	-	-

C.2 Condiciones climatológicas de la ciudad

En este anexo se mostraran datos climáticos basados en datos recopilados durante los últimos 30 años de la ciudad de Tarragona. En la figura C.1 se mostrará un diagrama con las temperaturas medias de la ciudad ^[16]:

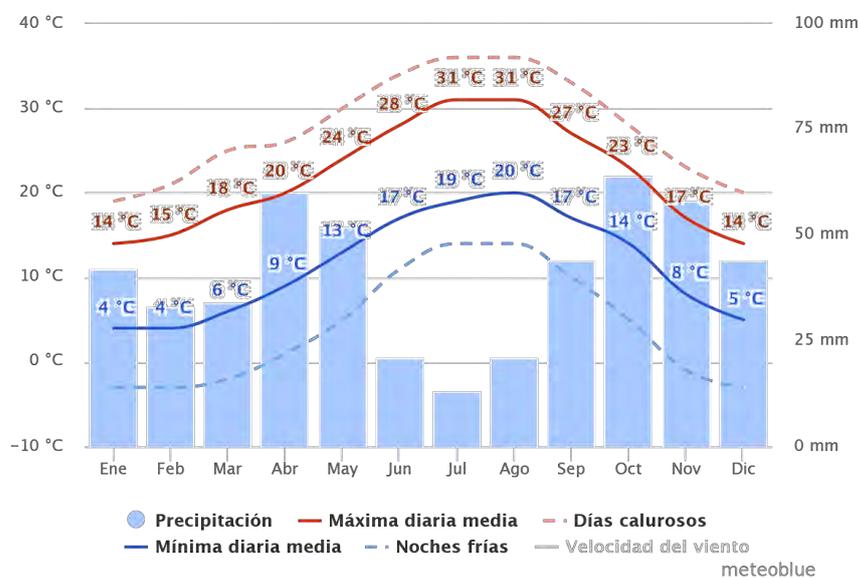


Figura C.1. Temperaturas medias y precipitaciones de la ciudad de Tarragona ^[16].

La "máxima diaria media" (línea roja continua) muestra la media de la temperatura máxima de un día por cada mes de Tarragona. Del mismo modo, "mínimo diaria media" (línea azul continua) muestra la media de la temperatura mínima. Los días calurosos y noches frías (líneas rojas y azules discontinuas respectivamente) muestran la media de las noches más calientes y noches más frías de cada mes de los últimos 30 años.

En la figura C.2 se muestra una estadística de días soleados y nublados:

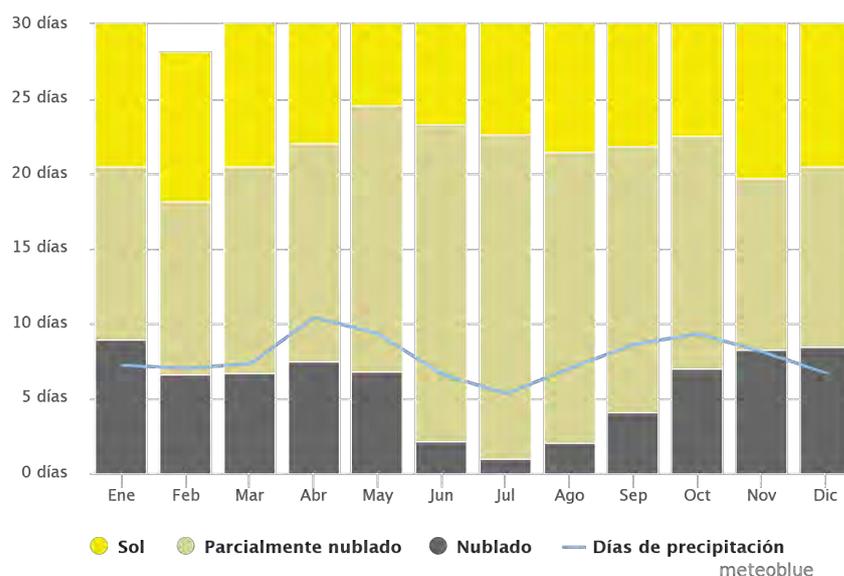


Figura C.2. Días con cielo nublado, sol y días de precipitación de Tarragona [16].

Con los datos proporcionados por la figura C.2 se han determinado el número de días de sol, nublados y parcialmente nublados que se pueden esperar cada mes en Tarragona. Los días con menos de 20% de cubierta de nubes se consideran como días soleados, con 20-80% de cubierta de nubes como días parcialmente nublados y más del 80% como días nublados.

Tabla C.1. Número de días soleados, nublados, parcialmente nublados y con lluvia en Tarragona.

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Sol	10	10	10	8	6	7	8	10	8	9	10	11
Parcialmente Nublado	12	12	14	15	18	21	22	19	18	15	12	12
Nublado	9	6	7	7	7	2	1	2	4	7	8	8
Días nublados con lluvia	7	7	7	10	9	7	5	7	9	9	8	7

En la siguiente figura, se muestra una estadística gráfica de las temperaturas máximas de Tarragona mes a mes:

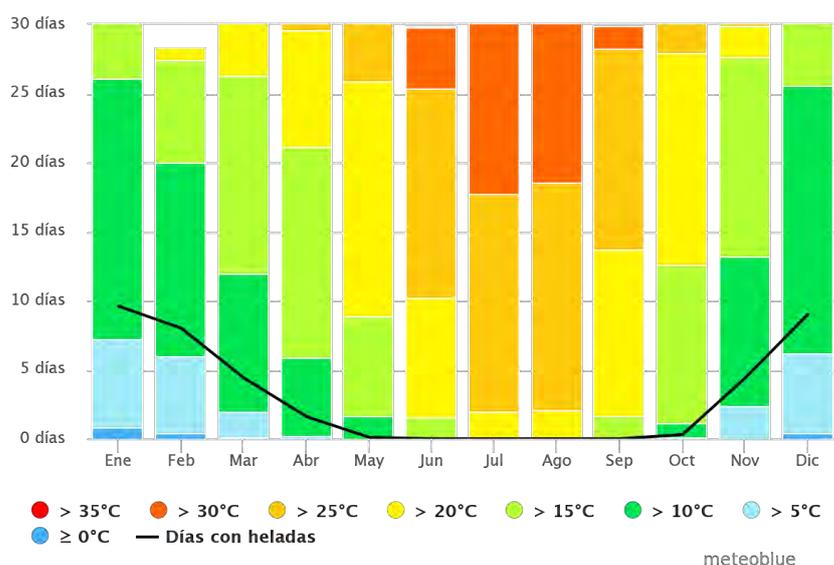


Figura C.3. Temperaturas máximas de la ciudad de Tarragona [16].

El diagrama de la temperatura máxima en Tarragona muestra cuántos días al mes se llega a ciertas temperaturas.

Por último, en la figura C.4 se puede observar la cantidad de precipitaciones que se pueden esperar en la ciudad durante todo el año:

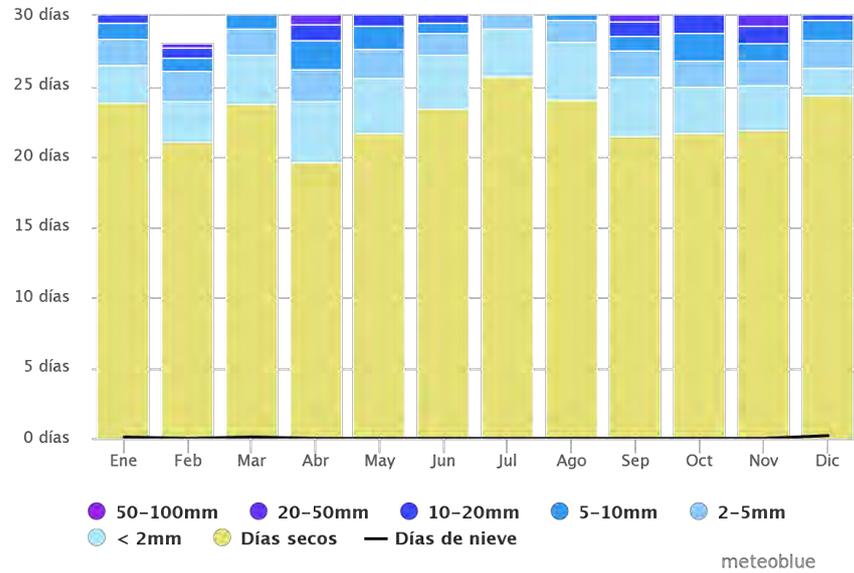


Figura C.4. Cantidad de precipitación de la ciudad de Tarragona ^[16].

D Informe detallado de la simulación fotovoltaica con PVGIS

PVSYST V6.73		10/07/18	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : TFM Joel Vilar			
Lugar geográfico	Gavarres	País	Espana
Ubicación	Latitud 41.13° N	Longitud	1.20° E
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	59 m
Datos climatológicos:	Gavarres	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Síntesis	
Variante de simulación : Simulación 390 módulos solares			
	Fecha de simulación	10/07/18 19h40	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	11°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	JKM 365M-72-V
Original PVsyst database		Fabricante	Jinkosolar
Número de módulos FV		En serie	10 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	390
Potencia global generador		Nominal (STC)	142 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	362 V
Superficie total		Superficie módulos	757 m²
		En paralelo	39 cadenas
		Pnom unitaria	365 Wp
		En cond. funciona.	129 kWp (50°C)
		I mpp	356 A
		Superf. célula	667 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	17 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.2 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema			
	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	Powerwall2	
	Fabricante	Tesla	
Características del banco de baterías	Tensión	403 V	Capacidad Nominal 1608 Ah
	Nº de unidades	8 en serie x 6 en paralelo	
	Temperatura	Media entre fijo (25°C) y Exterior	
Regulador	Modelo	Universal controller with MPPT converter	
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	97.0 / 95.0 %	
Umbral de Regulación Baterías	Threshold commands as	SOC calculation	
	Carga	SOC = 0.90 / 0.75	
	Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios media			
		Constante durante el año 538 kWh/Día	

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.73		10/07/18	Página 2/4	
Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario				
Proyecto : TFM Joel Vilar				
Variante de simulación : Simulación 390 módulos solares				
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Stand-alone system		
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°	
Módulos FV	Modelo	JKM 365M-72-V	Pnom 365 wp	
Generador FV	N° de módulos	390	Pnom total 142 kWp	
Batería	Modelo	Powerwall2	Tecnología Lithium-ion, NCA	
Banco de baterías	N° de unidades	48	Tensión/Capacidad 403 V / 1608 Ah	
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global 196 MWh/año	
Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 538 kWh/día				
Valores anuales				
	Número	Potencia	Utilización	Energía
Alumbrado público	100	89 W/lámpara	11 h/día	97900 Wh/día
Alumbrado público	34	89 W/art.	11 h/día	33286 Wh/día
Cargadores eléctricos	1	15216 W/art.	24 h/día	365184 Wh/día
Luces LED	1		24 Wh/día	38400 Wh/día
Totem informativo	2		11 Wh/día	3080 Wh/día
Energía total diaria				537850 Wh/día
Perfil por hora				

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.73		10/07/18	Página 3/4					
Sistema Aislado: Resultados principales								
Proyecto : TFM Joel Vilar								
Variante de simulación : Simulación 390 módulos solares								
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Stand-alone system						
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°					
Módulos FV	Modelo	JKM 365M-72-V	Pnom 365 Wp					
Generador FV	Nº de módulos	390	Pnom total 142 kWp					
Batería	Modelo	Powerwall2	Tecnología Lithium-ion, NCA					
Banco de baterías	Nº de unidades	48	Tensión/Capacidad 403 V / 1608 Ah					
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global 196 MWh/año					
Resultados principales de la simulación								
Producción del Sistema	Energía disponible	219.9 MWh/año	Produc. específico 1545 kWh/kWp/año					
	Energía utilizada	168.5 MWh/año	Exced. (inutilizado) 42.8 MWh/año					
	Factor de rendimiento (PR)	62.86 %	Fracción solar SF 85.85 %					
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	14.0 %	Energía faltante 27.8 MWh/año					
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 142 kWp		Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF						
<p>Lu : Energía no utilizada (batería plena) 0.82 kWh/kWp/día Lc : Pérdida colectora (pérdidas generador FV) 0.67 kWh/kWp/día Ls : Pérdidas sistema y carga de batería 0.42 kWh/kWp/día Yf : Energía suministrada al usuario 3.24 kWh/kWp/día</p>		<p>PR : Factor de rendimiento (Yf/Yr) 0.629 SF : Fracción solar (ESol/ECarga) 0.858</p>						
Simulación 390 módulos solares								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Enero	69.5	66.1	10.91	0.001	6.262	10.41	16.67	0.624
Febrero	86.3	99.9	12.56	0.000	3.206	11.85	15.06	0.787
Marzo	133.2	145.9	18.09	2.240	1.591	15.08	16.67	0.905
Abril	174.2	180.4	22.20	5.535	0.338	15.80	16.14	0.979
Mayo	208.7	207.3	25.04	8.132	0.573	16.10	16.67	0.966
Junio	220.3	215.5	25.54	8.734	0.157	15.98	16.14	0.990
Julio	229.6	225.8	26.43	8.908	0.000	16.67	16.67	1.000
Agosto	194.2	197.8	23.13	6.001	0.341	16.33	16.67	0.980
Septiembre	151.5	161.8	19.25	2.832	0.393	15.74	16.14	0.976
Octubre	109.4	123.7	14.99	0.435	2.991	13.68	16.67	0.821
Noviembre	76.6	93.7	11.73	0.000	4.845	11.29	16.14	0.700
Diciembre	62.1	78.5	10.00	0.001	7.089	9.58	16.67	0.575
Año	1715.6	1816.0	219.87	42.820	27.788	168.53	196.32	0.858
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga) EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)								

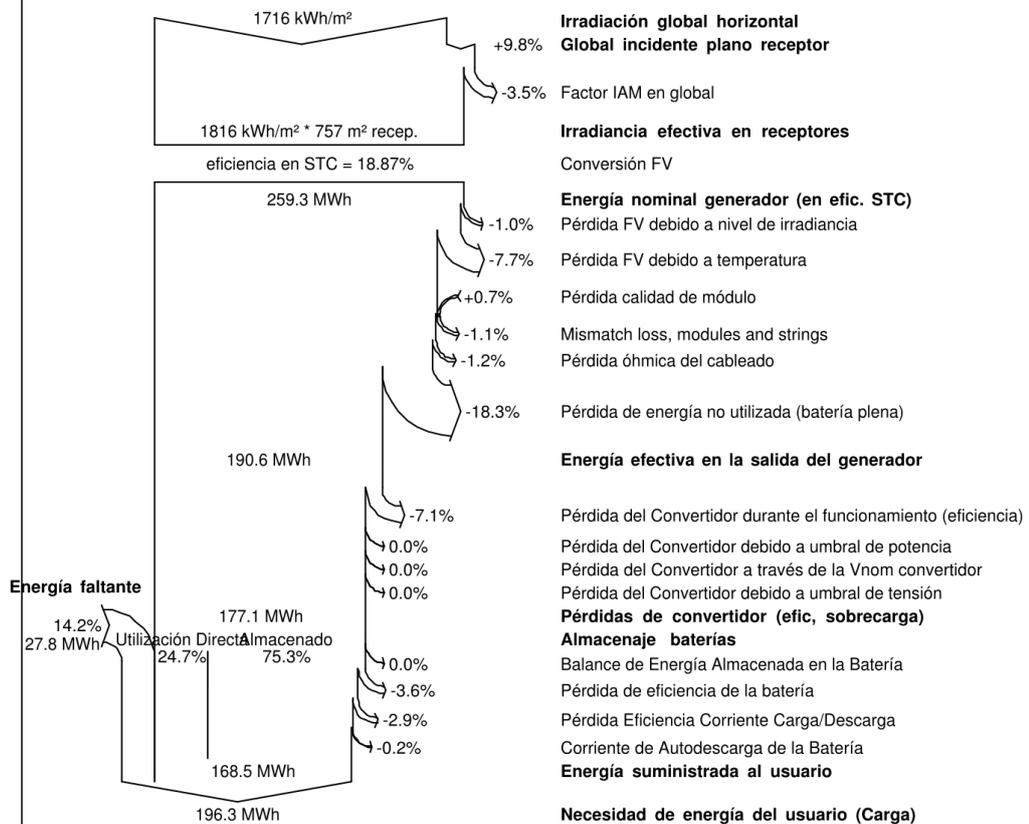
Traducción sin garantía. Solo el texto inglés está garantizado.

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : TFM Joel Vilar
Variante de simulación : Simulación 390 módulos solares

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Stand-alone system		
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 365M-72-V	Pnom	365 Wp
Generador FV	N° de módulos	390	Pnom total	142 kWp
Batería	Modelo	Powerwall2	Tecnología	Lithium-ion, NCA
Banco de baterías	N° de unidades	48	Tensión/Capacidad	403 V / 1608 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	196 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

E Estudio de viabilidad económica del proyecto

En este anexo se mostrarán de forma detallada los datos utilizados para el estudio de viabilidad localizado en el punto 13.

E.1 Presupuesto de la inversión inicial

A continuación se muestra el presupuesto para el proyecto:

Tabla E.1. Presupuesto de la inversión inicial del proyecto.

Componente	Precio	Cantidad	Coste Final
Módulos solares JinkoSolar ^[4]	0,36 €/Wp	142.350 Wp	51.246 €
Teslapowerpack 2	341,44 €/kWh	630 kWh	215.110 €
Cartel publicitario LED	280 €/m ²	6 m ²	1.680 €
Señales de tráfico LED	150 €/ud	20	3.000 €
Cableado ^[28]	5.097 €	1	5.097 €
Protecciones	533 €	1	533 €
Caseta exterior ^[28]	500 €/m ²	45 m ²	22.500 €
Marquesinas aparcamiento ^[28]	100 €/m ²	400 m ²	40.000 €
Alumbrado público LED	190 €/ud	134	25.460 €
Totem interactivo	2.684 €/ud	2	5.368 €
Total			369.994 €

E.2 Tarifa eléctrica contratada

La tarifa eléctrica contratada para el sistema diseñado es la tarifa de baja tensión 3.0 A de Endesa. En las siguientes figuras se puede observar el precio del término de potencia y término de energía para la potencia contratada, además del periodo de horas punta, llano y valle que se utiliza:

Preferente: > 50 ≤ 100 kW	Punta	Llano	Valle
Término de potencia	41,950752 €/kW y año	25,170444 €/kW y año	16,780296 €/kW y año
Término de energía	0,167784 €/kWh	0,147977 €/kWh	0,104379 €/kWh

Figura E.1. Tarifa eléctrica BT 3.0 A de Endesa.



Figura E.2. Periodo de horas punta, llano y valle ^[32].

El periodo de invierno va desde el día 28 de octubre al 31 de marzo, mientras que el periodo de verano va desde el 31 de marzo al 28 de octubre.

La compañía eléctrica ofrece un 30% de descuento permanente en el término de energía, por lo que los valores utilizados finalmente se muestran en la tabla E.2.

Tabla E.2. Tarifa eléctrica BT 3.0 A de Endesa con el 30% de descuento permanente aplicado.

Preferente >50≤100 kW	Punta	Llano	Valle
Término de energía (Eur/kWh)	0,1174488	0,1035839	0,0730653

E.3 Tasas del impuesto al sol

Las tasas para el impuesto al sol se dividen en dos, la primera, un cargo fijo de potencia contratada, y el segundo, un cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh). Estos cargos se detallan en las siguientes figuras:

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
AT	3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,883097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Figura E.3. Tasas por potencia contratada [3].

En el caso estudiado, este cargo no se aplica debido a que se ha contratado la potencia utilizando la máxima potencia nominal posible. En caso de haber contratado una potencia menor a causa del uso de baterías, se aplicaría esta tasa.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,060728					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Figura E.4. Tasas por energía autoconsumida [3].

Las tasas aplicables al sistema diseñado son las correspondientes al caso 3.0 A (Pc < 15kW). Es decir:

- Horas punta: 0,029399 Eur/kWh autoconsumido.
- Horas llano: 0,019334 Eur/kWh autoconsumido.
- Horas valle: 0,011155 Eur/kWh autoconsumido.

E.4 VAN

Para el cálculo del VAN es necesario saber el valor de la inversión inicial y de los flujos de caja netos de cada año. Los flujos de caja se calculan usando la expresión (E.1):

$$\mathbf{CF} = \mathbf{Beneficio} - \mathbf{inversión} \quad (\text{E.1})$$

Dónde CF es el flujo de caja, beneficio es el beneficio neto anual e inversión es la inversión inicial del proyecto.

Se calcula la amortización anual del proyecto, sabiendo que se espera recuperar la inversión inicial en 15 años.

La ecuación utilizada para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$\mathbf{VAN} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+k)^t} \quad (\text{E.2})$$

Dónde:

- I_0 : es la inversión inicial.
- CF: es el cash flow anual
- k: es el coste de oportunidad
- t: es el tiempo

Dónde I_0 es la inversión inicial, en MM€, CF es el *cash flow* anual, en MM€, k es el coste de oportunidad, t es el tiempo.

En la figura E.5 se muestra el cálculo del VAN para el análisis sin impuesto al sol, mientras que en la figura E.6 se muestra el cálculo del VAN para el caso con el impuesto.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Inversiones de Capital	3,70E+05															
Ingresos		56935,8741	57273,2112	57617,468	57968,7863	58327,311	58693,1899	59066,574	59447,6171	59836,4763	60233,312	60638,2878	61051,5707	61473,3311	61903,7428	62342,9833
Costes		1963,29479	2003,56687	2044,66504	2086,60623	2129,40774	2173,08722	2217,66267	2263,15247	2309,57539	2356,95055	2405,2975	2454,63617	2504,98689	2556,37043	2608,80798
EBIT, Cuenta de Resultados Perdidas y Ganancias		54973	55270	55573	55882	56198	56520	56849	57184	57527	57876	58233	58597	58968	59347	59734
Amortización		17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564
Cash-Flow	-3,70E+05	3,72E+04	3,75E+04	3,78E+04	3,81E+04	3,84E+04	3,88E+04	3,91E+04	3,94E+04	3,98E+04	4,01E+04	4,05E+04	4,08E+04	4,12E+04	4,16E+04	4,20E+04
Cash-Flow Acumulado	-3,70E+05	-3,33E+05	-2,95E+05	-2,57E+05	-2,19E+05	-1,81E+05	-1,42E+05	-1,03E+05	-6,36E+04	-2,38E+04	1,63E+04	5,68E+04	9,76E+04	1,39E+05	1,80E+05	2,22E+05
	-3,70E+02	-3,33E+02	-2,95E+02	-2,57E+02	-2,19E+02	-1,81E+02	-1,42E+02	-1,03E+02	-6,36E+01	-2,38E+01	1,63E+01	5,68E+01	9,76E+01	1,39E+02	1,80E+02	2,22E+02
Tasa descuento			1,00%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%	6,0%	7,0%	8,0%	9,0%	10,0%	11,0%	12,0%	13,0%	
VAN, (NPV), Valor Actualizado Neto			1,77E+05	1,36E+05	9,92E+04	6,64E+04	3,68E+04	1,00E+04	-1,41E+04	-3,60E+04	-5,59E+04	-7,40E+04	-9,05E+04	-1,06E+05	-1,19E+05	

Figura E.5. Cálculo del VAN para el caso sin impuesto al sol (€).

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Inversiones de Capital	3,70E+05															
Ingresos		53237,5377	53574,8748	53919,1316	54270,4499	54628,9746	54994,8536	55368,2376	55749,2807	56138,1399	56534,9756	56939,9515	57353,2343	57774,9947	58205,4064	58644,64687
Costes		1963,29479	2003,56687	2044,66504	2086,60623	2129,40774	2173,08722	2217,66267	2263,15247	2309,57539	2356,95055	2405,2975	2454,63617	2504,98689	2556,37043	2608,807983
EBIT, Cuenta de Resultados Perdidas y Ganancias		51274	51571	51874	52184	52500	52822	53151	53486	53829	54178	54535	54899	55270	55649	56036
Amortización		17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564	17757,0564
Cash-Flow	-3,70E+05	3,35E+04	3,38E+04	3,41E+04	3,44E+04	3,47E+04	3,51E+04	3,54E+04	3,57E+04	3,61E+04	3,64E+04	3,68E+04	3,71E+04	3,75E+04	3,79E+04	3,83E+04
Cash-Flow Acumulado	-3,70E+05	-3,36E+05	-3,03E+05	-2,69E+05	-2,34E+05	-1,99E+05	-1,64E+05	-1,29E+05	-9,32E+04	-5,71E+04	-2,07E+04	1,61E+04	5,32E+04	9,07E+04	1,29E+05	1,67E+05
	-3,70E+02	-3,36E+02	-3,03E+02	-2,69E+02	-2,34E+02	-1,99E+02	-1,64E+02	-1,29E+02	-9,32E+01	-5,71E+01	-2,07E+01	1,61E+01	5,32E+01	9,07E+01	1,29E+02	1,67E+02
Tasa descuento			1,00%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%	6,0%	7,0%	8,0%	9,0%	10,0%	11,0%	12,0%	13,0%	
VAN, (NPV), Valor Actualizado Neto			1,25E+05	8,83E+04	5,51E+04	2,52E+04	-1,64E+03	-2,59E+04	-4,78E+04	-6,77E+04	-8,57E+04	-1,02E+05	-1,17E+05	-1,31E+05	-1,43E+05	

Figura E.6. Cálculo del VAN para el caso con impuesto al sol (€).

E.5 TIR

Utilizando los valores de las figuras del apartado anterior (dependiendo del caso a estudiar) se calcula la TIR mediante la siguiente expresión:

$$TIR = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF}{(1+k)^i} = 0 \quad (E.3)$$

E.6 Payback Period

Para el cálculo del *Payback Period* se ha utilizado la ecuación (E.4).

$$Payback = \frac{I_0}{CF} \quad (E.3)$$

F Hojas de especificaciones

F.1 Módulos solares

www.jinkosolar.com

JinKO Solar



Eagle 72
345-365 Watt

MONO PERC MODULE

*1500V Available

Positive power tolerance of 0~+3%



- ISO9001:2008 Quality Standards
- ISO14001:2004 Environmental Standards
- OHSAS18001 Occupational Health & Safety Standards

Nomenclature:

JKM365M - 72 - V

Code	Certification
null	1000V
V	1500V

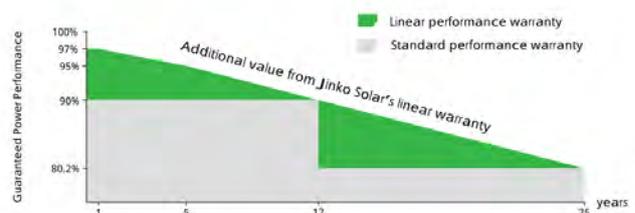


KEY FEATURES

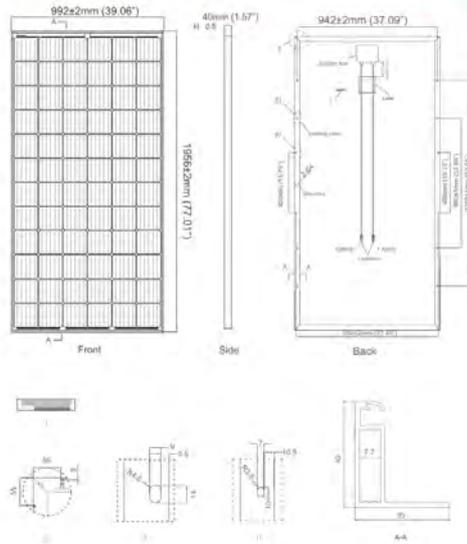
- Innovative Solar Cells**
Five busbar monocrystalline PERC cell technology improves module efficiency
- High Voltage**
UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE
- High Efficiency**
Higher module conversion efficiency (up to 18.82%) due to Passivated Emitter Rear Contact (PERC) technology
- PID Free**
World's 1st PID-Free module
- Low-Light Performance**
Advanced glass technology improves light absorption and retention
- Strength and Durability**
Certified for high snow (5400Pa) and wind (2400Pa) loads
- Weather Resistance**
Certified for salt mist and ammonia resistance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



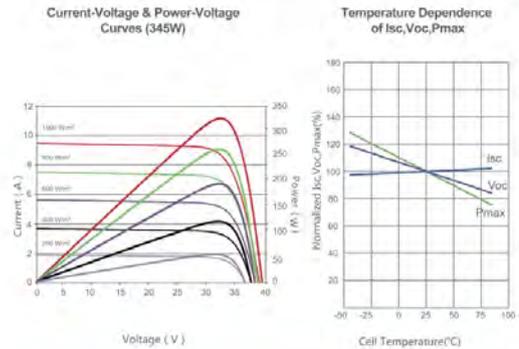
Engineering Drawings



Packaging Configurations

(Two boxes=One Pallet)
26 pcs/box, 52 pcs/pallet, 624 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Monocrystalline PERC 156x156mm (6 inch)
No. of Cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.06x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4,0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	12 AWG, Length: 1200mm (47.24 inch)
Fire Type	Type 1

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM345M-72-V		JKM350M-72-V		JKM355M-72-V		JKM360M-72-V		JKM365M-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	345Wp	258Wp	350Wp	262Wp	355Wp	266Wp	360Wp	270Wp	365Wp	274Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.8V	37.0V	39.1V	37.2V	39.3V	37.5V	39.5V	37.7V	39.7V	37.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.87A	6.98A	8.94A	7.05A	9.04A	7.09A	9.12A	7.17A	9.20A	7.24A
Open-circuit Voltage (Voc)	47.3V	45.8V	47.5V	46.0V	47.8V	46.2V	48.0V	46.5V	48.2V	46.8V
Short-circuit Current (Isc)	9.31A	7.38A	9.38A	7.46A	9.45A	7.54A	9.51A	7.61A	9.57A	7.68A
Module Efficiency STC (%)	17.78%		18.01%		18.31%		18.57%		18.82%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (UL and IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	15A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.39%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.05%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
© Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
US-MKT-365M-72-V_1.0_rev2017

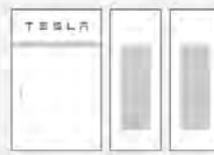
F.2 Tesla Powerpack 2

TESLA MICROGRID SOLUTION

Microgrids and off-grid power systems consisting of a range of conventional and renewable generation sources, battery storage and grid connections present unique challenges that require robust solutions to maintain stable and sustainable power supply. Tesla's microgrid solution leverages existing unit-level controllers and a robust, frequency-based load sharing scheme to solve these challenges. The end result is a solution that delivers savings and stable, reliable power to a wide range of customers—from remote communities, commercial and industrial facilities to utility substations, military bases and mining operations.



GENERATION



STORAGE



LOAD

Tesla's microgrid solution revolves around the Tesla Powerpack energy storage technology and includes software, controls and services to effectively manage power and energy flow, while balancing demand needs and maximizing economic benefit over the life of the microgrid. This document details Tesla's comprehensive solution.

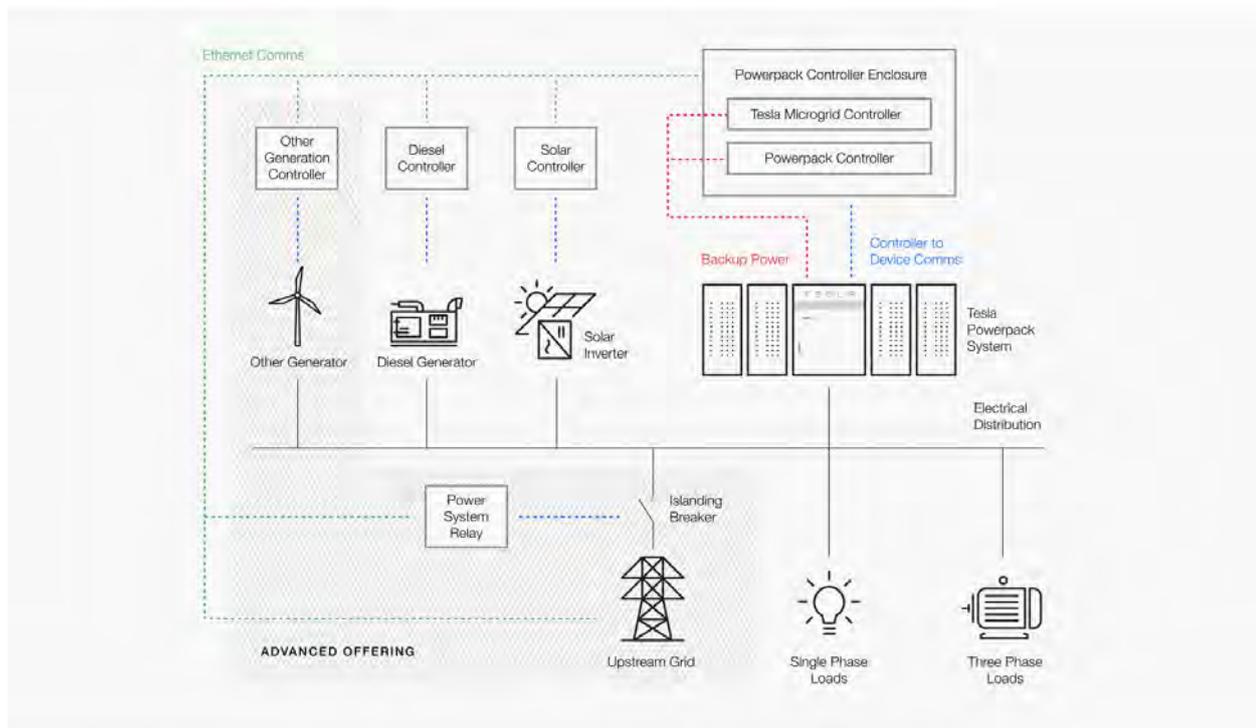
- > System Overview
- > Distributed Energy Resource Management
- > Islanding and Grid-Connected Control
- > Monitoring and Reporting
- > Networking and IT

Tesla offers industry-leading performance, reliability and value to implement microgrids that meet and exceed our customers expectations and requirements. For additional information please visit www.tesla.com/powerpack.



TESLA.COM/ENERGY

SYSTEM OVERVIEW



Tesla's Microgrid Controller manages the various Distributed Energy Resources (DERs), such as the Tesla Powerpack system, diesel generators and solar PV to ensure reliable, low cost supply to the system loads.

The Microgrid Controller hardware is contained within the Tesla Powerpack Controller enclosure and includes a redundant, dual-feed DC power supply fed from within the Tesla Powerpack system. The controller utilizes a cost-based optimization algorithm that considers the priority and schedule of all DERs, dispatching generation and allocating power to loads dynamically. The controller easily allows generation sources to be made unavailable without interruption, and can island the microgrid from the upstream grid, and likewise controls the re-synchronization to the grid without interruption.

FEATURES

- > User configurable Priority List for all loads and generators
- > Cost-based optimization algorithm that utilizes the Priority Lists to dispatch or curtail generators and shed or reconnect loads in order to maintain system operation most cost-effectively
- > Management of power buffers (also known as spinning reserves) and energy buffers to account for fluctuations in load and non-dispatchable generation
- > System blackstart after a fault and safe system shutdown for maintenance
- > Forecasting electric demand and renewable generation in order to optimize schedule decision making*

*Advanced offering

TESLA

TESLA.COM/ENERGY

DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE MANAGEMENT

The Microgrid Controller manages DERs, such as Tesla Powerpack systems, generators and PV systems listed on Tesla's Approved Vendor List (AVL) through interfacing with OEM controllers. DERs may be added to the Approved Vendor List for an additional fee subject to Tesla approval. Generally, the management of DERs include:

- > Automatic start and stop of the DER
- > Management of real and reactive power sharing between DERs
- > DER Priority List and availability and management
- > Alarm management and monitoring



POWERPACK SYSTEMS

The Microgrid Controller manages Tesla Powerpack battery systems by interfacing with the Powerpack Controller. Management of Tesla Powerpack systems includes:

- > High State of Energy (SOE) management by curtailing generation
- > Low SOE management by increasing dispatchable generation output

TESLA

TESLA.COM/ENERGY

TRADITIONAL GENERATION

The Microgrid Controller manages generators by interfacing to the OEM generator controllers listed in the Approved Vendor List. Generator Management includes:

- > Maintenance of the minimum run rate during steady-state operation and startup management
- > Time-of-use management
- > Generator loading optimization
- > Minimization of total operating cost*

SOLAR PV

The Microgrid Controller manages PV systems by interfacing with the OEM PV controllers listed in the Approved Vendor List.

Management of PV systems includes:

- > Maximization of renewable consumption
- > Curtailment to manage battery SOE, Powerpack inverter loading and non-export
- > "Wait for Energy" mode whereby in extreme low-energy situations the system will perform a safe shutdown with an energy buffer in order to wait for the next solar day*

LOADS

The Microgrid Controller manages generators by interfacing with the OEM load breakers and controllers listed in the Approved Equipment List. Load Management includes:

- > Automatic shedding and Automatic re-connection of load feeders*

*Advanced offering



ISLANDED AND GRID-CONNECTED CONTROL



A single connection to an external grid can be managed by the Microgrid Controller, which seamlessly transitions the microgrid between islanded (off grid) and grid-connected configurations using a power system protection relay to manage the islanding breaker/contactator.

Features:

- > Transitions the microgrid between islanded and grid-connected configurations by managing the Microgrid generation
- > Automatic islanding in the event that a grid excursion is detected
- > Automatic re-synchronization when the grid returns or when initiated by customer
- > Intentional islanding may be requested by customer
- > When on grid, Tesla's vast on-grid experience using Opticaster can be used for tariff optimization or providing grid services, such as demand response, frequency response, or non-export
- > "Fast Backup" also available, contact Tesla for details*

*Advanced offering

TESLA

TESLA.COM/ENERGY

MONITORING AND REPORTING



The Microgrid Controller includes monitoring and historian functionalities that allow for system values and parameters to be viewed and exported from the system. The monitoring and historian functionalities are available through the web-based HMI, which is hosted as a HTTP page on the local network.

- > Data logged to Tesla servers for remote service and support
- > Local control (HTTP based)
- > HMI accessible via HTML5 browser to provide control and monitoring flexibility
- > Comprehensive HMI offering, includes site specific customization*

*Advanced offering

TESLA

TESLA.COM/ENERGY

NETWORKING / IT

The Microgrid Controller relies on customer supplied Ethernet networking infrastructure. The Microgrid Controller communicates to the DERs via Ethernet-based communications (e.g. MODBUS TCP/IP). DER's communicate via OEM communications to the individual components. For components that require non-Ethernet communications (e.g. MODBUS Serial RTU) converters are required to allow these DERs to connect to the Ethernet network.

- > Ethernet-based communications
- > Redundant ring network recommended
- > Internet connection required to allow for, monitoring and historian functionality
- > Reporting of the system status and variables to upstream SCADA systems.



TESLA

TESLA.COM/ENERGY