



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

ICADE

CIHS

TRABAJO FIN DE GRADO

*INSTALACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE PARA EXPLOTACIÓN
AGROPECUARIA EN EL PUERTO DE SANTA MARÍA*

Nicolás Juan Pemán Larrañaga

Director: Dr. Antonio García de Garmendia

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**INSTALACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE PARA EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA
EN EL PUERTO DE SANTA MARÍA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Nicolás Juan Pemán Larrañaga

Fecha: 25/ 08/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Dr. Antonio García de Garmendia

Fecha: 26/ 08/ 2022

INSTALACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE PARA EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA EN EL PUERTO DE SANTA MARÍA

Autor: Pemán Larrañaga, Nicolás.

Director: Dr. García de Garmendia, Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto que se presenta tiene como objetivo realizar todas las instalaciones necesarias y estudiarlas para poder cubrir toda la demanda de una granja avícola con energías renovables.

En un primer momento, el proyecto estaba pensado únicamente para energía eólica, pero a medida que iba avanzando y veía que no se cubría el total de la demanda con los aerogeneradores, pensé que era buena idea completar la instalación mediante energía solar y ver si aportaba las mismas ventajas. Los resultados han sido positivos y ambas inversiones se verían amortizadas a medio plazo.

1. Introducción

Se dispone de un cortijo en El Puerto de Santa María destinado al cultivo y que posee también una explotación de gallinas ponedoras. El consumo es muy elevado y se pretende, mediante energías renovables conseguir un ahorro máximo en electricidad mediante autoconsumo. Se planteaba también la posibilidad de vender un excedente de electricidad a la red eléctrica española para obtener beneficios extra.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste por lo tanto en un estudio de lo que generan distintos modelos de aerogeneradores y de módulos fotovoltaicos en el emplazamiento en el que se va a realizar la obra. Todo ello se realizará sin superar un presupuesto inicial marcado y por supuesto cumpliendo con los objetivos de desarrollo sostenible y con la normativa establecida.

3. Descripción del modelo

Los modelos empleados serán dados por el fabricante, pero habrá que estudiar que funcionen correctamente y que sean los más adecuados a la hora de instalarlos a nivel de potencia.

También será importante que no se superen las intensidades ni las tensiones máximas instaladas para que todos los aparatos funcionen correctamente.

Cada una de las dos instalaciones que se realizan (solar y eólica) contarán con toda la infraestructura necesaria (transformadores, inversores, baterías, etc.) y por supuesto se tendrán en cuenta las obras de excavación y cementación como la creación de nuevas zanjas y el vertido de productos de construcción en el presupuesto final del proyecto.

La finca consume en total 3282,5 MWh al año realizando una media de los últimos años, se puede redondear a 3,3 GWh. Esto le supone un coste anual de unos 800.000€. Realizando una inversión en este modelo de sistema eólico-solar, el objetivo es el ahorro económico.

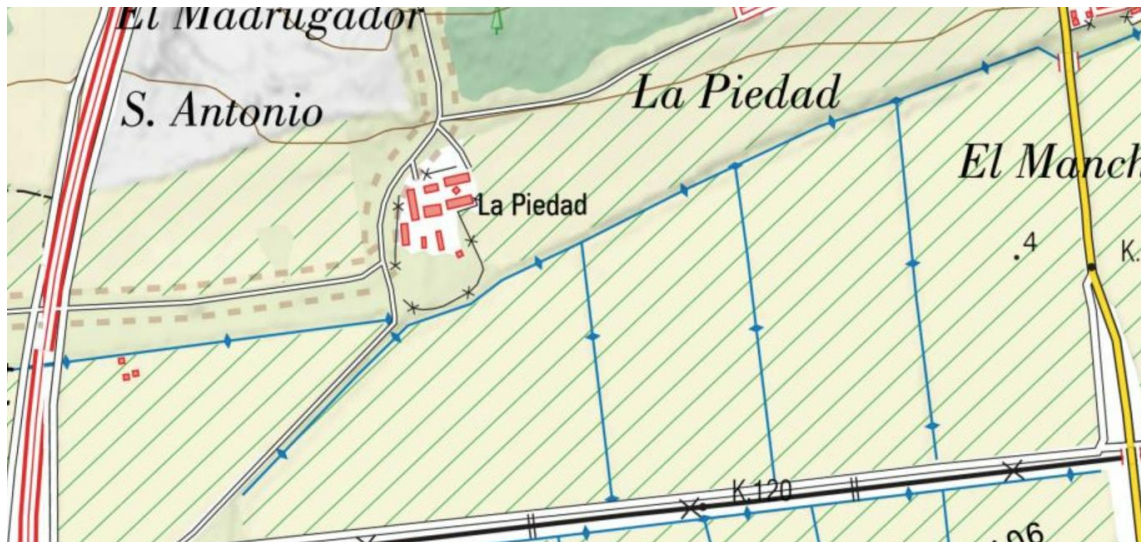


Ilustración 1:Lugar donde se realizarán las instalaciones (Fuente: Iberpix)

En la ilustración se muestra cómo es la finca que se tiene a disposición para realizar las instalaciones. Se van a analizar en el proyecto todas las posibilidades de instalación que hay y se llegará al resultado más coherente.

4. Resultados

Como resultado final se ha obtenido que con una inversión de casi cuatro millones y medio de euros, se podrían instalar dos aerogeneradores con gran potencia y doscientos veinticinco módulos fotovoltaicos, que completarían de manera prácticamente perfecta el consumo anual.

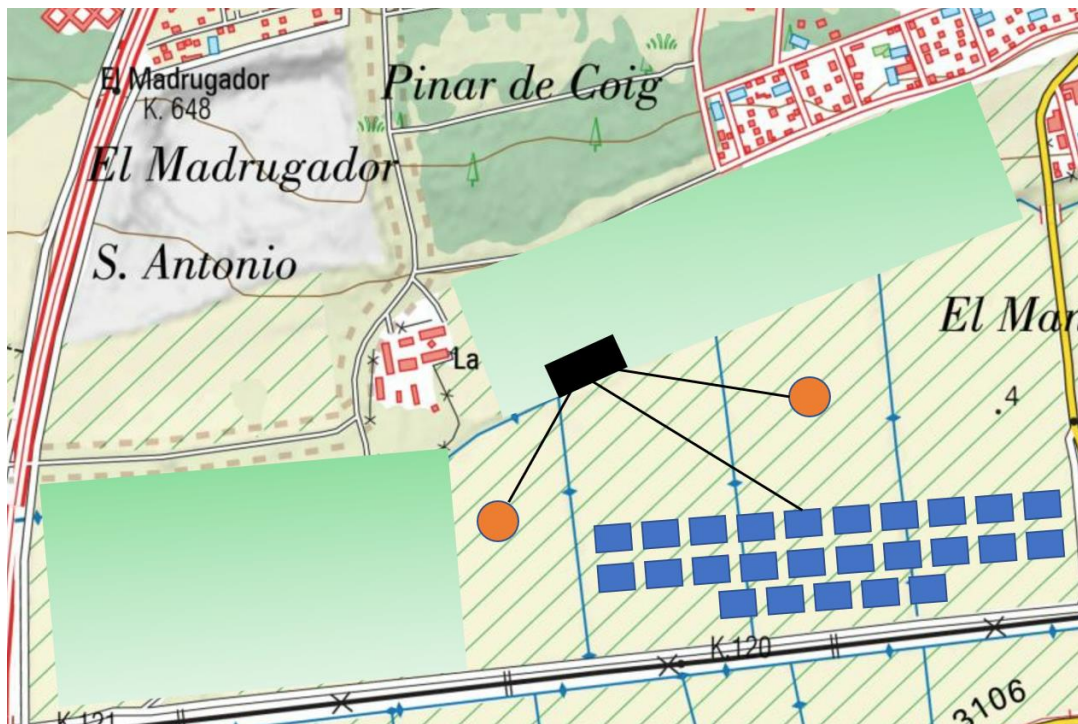


Ilustración 2: Vista al final del proyecto (Fuente: Iberpix)

Así es como se veía la finca al final de la instalación, con los paneles en la parte inferior derecha, y los dos aerogeneradores conectados a una subestación para poder repartir la electricidad al resto de la finca.

Para los aerogeneradores, además de buscar los más convenientes y una infraestructura eléctrica acorde, se han estudiado las torres a niveles de pandeo, frecuencia y fatiga y se ha comprobado que su funcionamiento es correcto.

Por último, se ha hecho un estudio de los dos tipos de energía empleados y la conclusión es que para el lugar donde se lleva a cabo el proyecto, ambas tecnologías son similares en cuanto a lo económico. Si bien es verdad que la eólica sale algo más rentable, hay que sumarle que tiene un mantenimiento costoso y que una de las zanjas que había que cavar así como las celdas de media tensión, ya estaban instaladas hace unos años cuando se planteó la posibilidad del empleo de energías renovables.

5. Conclusiones

Se llega a la conclusión de que el proyecto es viable, y que, debido al precio cada vez más bajo de generación e instalación eólica y solar, es el momento idóneo para empezar a usar estas tecnologías. Se han empleado una serie de proyectos de referencia recogidos en la bibliografía del proyecto.^{i ii iii}

RENEWABLE ELECTRICAL INSTALLATION FOR AGRICULTURAL EXPLOITATION IN EL PUERTO DE SANTA MARÍA

Author: Pemán Larrañaga, Nicolás.

Supervisor: Dr. García de Garmendia, Antonio.

Collaborating entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project that is presented aims to carry out all the necessary installations and study them in order to cover all the demand of a poultry farm with renewable energies.

At first, the project was designed solely for wind energy, but as it progressed and I saw that the total demand was not covered with wind turbines, I thought it was a good idea to complete the installation with solar energy and see if it contributed the same advantages. The results have been positive and both investments would be amortized in the medium term.

1. Introduction

There is a farmhouse in El Puerto de Santa María for cultivation and which also has a farm for laying hens. Consumption is very high and it is intended, through renewable energies, to achieve maximum savings in electricity through self-consumption. The possibility of selling a surplus of electricity to the Spanish electricity network to obtain extra benefits was also raised.

2. Project definition

The project therefore consists of a study of what different models of wind turbines and photovoltaic modules generate at the site where the work is to be carried out. All this will be carried out without exceeding a marked initial budget and of course complying with the objectives of sustainable development and with the established regulations.

3. Model description

The models used will be given by the manufacturer, but it will be necessary to study that they work correctly and that they are the most suitable when installing them at power level.

It will also be important that the maximum installed currents and voltages are not exceeded so that all the devices work correctly.

Each of the two installations that are carried out (solar and wind) will have all the necessary infrastructure (transformers, inverters, batteries, etc.) and of course the

excavation and cementing works will be taken into account, such as the creation of new trenches and the discharge of construction products in the final budget of the project.

The farm consumes a total of 3282.5MWh per year making an average of recent years. This represents an annual cost of around €800,000. By making an investment in this wind-solar system model, the objective is economic savings.

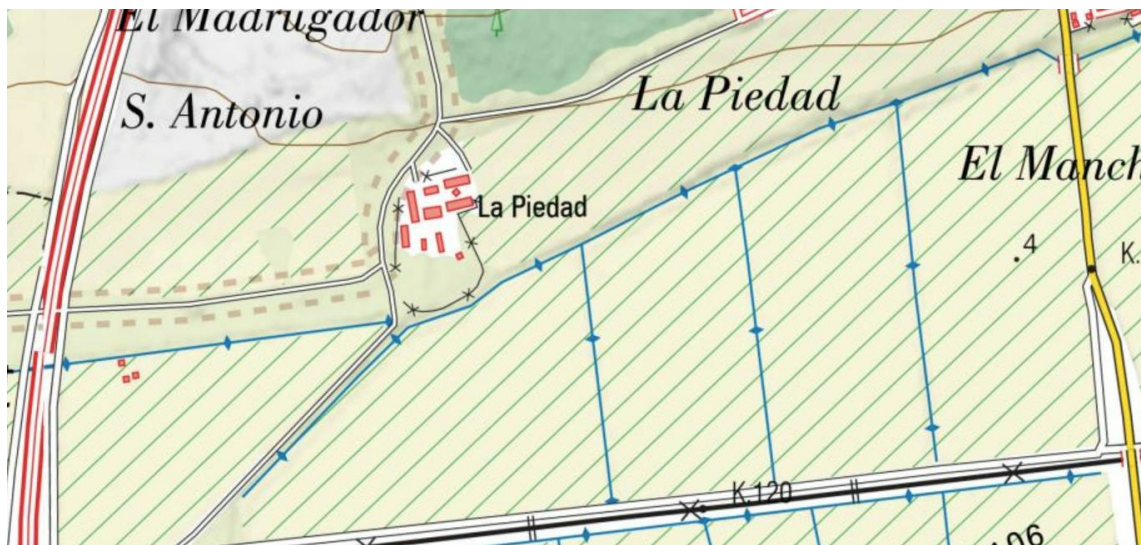


Illustration 3: Place where installations will take place (Fuente: Iberpix)

The illustration shows what the farm is like that is available to carry out the installations. All the installation possibilities that exist will be analyzed in the project and the most coherent result will be reached.

4. Results

As a final result, it has been obtained that with an investment of almost four and a half million euros, two high-power wind turbines and two hundred and twenty-five photovoltaic modules could be installed, which would practically perfectly complete the annual consumption.

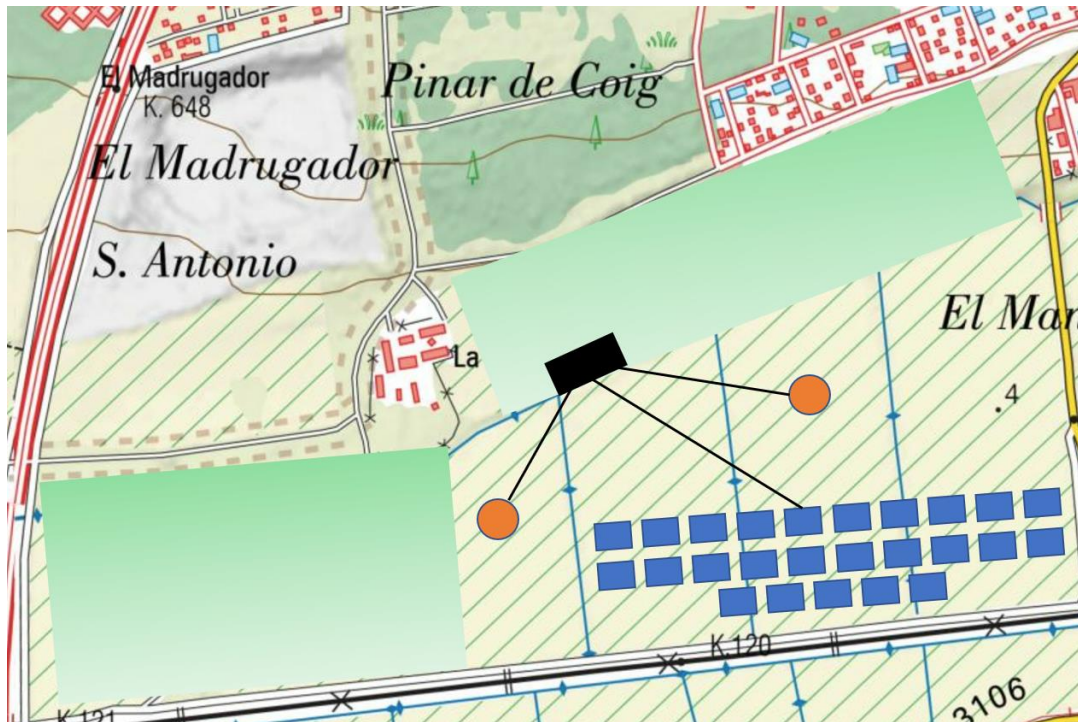


Illustration 4: Final Project view (Fuente: Iberpix)

This is what the farm would look like at the end of the installation, with the panels at the bottom right, and the two wind turbines connected to a substation to distribute electricity to the rest of the farm.

For wind turbines, in addition to looking for the most convenient ones and a suitable electrical infrastructure, the towers have been studied at buckling, frequency and fatigue levels and it has been verified that they function correctly.

Finally, a study of the two types of energy used has been carried out and the conclusion is that for the place where the project is carried out, both technologies are similar in terms of economics. Although it is true that wind energy is somewhat more profitable, it must be added that it is expensive to maintain and that one of the ditches that had to be dug, as well as the medium-voltage cells, were already installed a few years ago when the possibility of use of renewable energies.

5. Conclusions

It is concluded that the project is viable, and that, due to the increasingly lower price of wind and solar generation and installation, it is the right time to start using these technologies.

INDICE DE LA MEMORIA

INDICE DE TABLAS.....	11
INDICE DE ILUSTRACIONES	13
PLIEGO DE CONDICIONES.....	15
1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO	15
2. NORMATIVA	19
3. CONDICIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS.....	20
4. UBICACIÓN.....	21
MEMORIA Y CÁLCULOS	22
CAPÍTULO I: INSTALACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	23
INTRODUCCIÓN CAPÍTULO I.....	24
1. CONDICIONES Y FUNDAMENTOS DE LOS AEROGENERADORES	25
2. OBRAS E INSTALACIONES	30
3. LA TORRE.....	50
CONCLUSIONES CAPÍTULO I.....	64
CAPÍTULO II: INSTALACIÓN PLACAS SOLARES.....	66
INTRODUCCIÓN CAPÍTULO II.....	67
1. CONDICIONES Y FUNDAMENTOS DE LAS PLACAS SOLARES.....	68
2. OBRAS E INSTALACIONES	73
3. ESQUEMA ELÉCTRICO	89
CONCLUSIONES CAPÍTULO II.....	91
CAPÍTULO III: PRESUPUESTOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	93
INTRODUCCIÓN CAPÍTULO III.....	94
1. RESUMEN DE PRECIOS E INVERSIÓN	94
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS	97
3. COMPARATIVA SOLAR VS EÓLICA	98
CONCLUSIONES CAPÍTULO III	99
ANEXOS:	101
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Generación de energía eólica (Fuente: IRENA, 2019).....	17
Tabla 2: Potencia eólica instalada (Fuente: IRENA, 2020))	17
Tabla 3: Tensiones normalizadas (Fuente: ITC-LAT 07 ABRIL 2019)	30
Tabla 4: Tensiones máximas soportadas (Fuente: ITC-LAT 07 ABRIL 2019).....	31
Tabla 5: Viento Playa Victoria (Fuente WindFinder 2022).....	33
Tabla 6: Viento Base Naval Rota (Fuente WindFinder 2022)	34
Tabla 7: Viento mensual Playa Victoria (Fuente: Windfinder 2022).....	34
Tabla 8: Viento mensual Base Naval de Rota (Fuente: Windfinder 2022).....	35
Tabla 9: Fuerza del viento mensual media (Fuente: Windguru Premium 2022).....	39
Tabla 10: Escala de Beaufort (Fuente: Navegación Costera 2012)	40
Tabla 11: Cables NHFP (Fuente: Eland Cables 2022).....	44
Tabla 12: Capacidad de acceso disponible (Fuente REE 2022).....	45
Tabla 14: Emplazamiento subestación (Fuente: Instituto Geográfico nacional 2022)	46
Tabla 13: Datos técnicos celda media tensión (Fuente: ITESA 2022)	47
Tabla 14: Especificaciones técnicas (Fuente: Silex Fiber 2022)	49
Tabla 15: Pesos aerogenerador (Fuente: Vestas 2022).....	50
Tabla 16: Prontuario estructuras simples (Fuente: SlideShare 2018)	53
Tabla 17: Matriz de rigidez local (Fuente: Propia 2022)	54
Tabla 18: Matriz de rigidez global (Fuente: Propia 2022)	55
Tabla 19: Desplazamientos de la torre (Fuente: propia 2022)	55
Tabla 20: Características mecánicas de los aceros (Fuente: CTE DE SE-A 2008)	57
Tabla 21: Curvas de pandeo en función de la esbeltez reducida (Fuente: CTE DB SE-A 2008)...	58
Tabla 22: Coeficientes de pandeo en función de las curvas (Fuente: CTE DB SE-A 2008).....	59
Tabla 23: Resistencia a tracción del acero S235 EN 1.0038 (Fuente: MaterialMundial 2020) ...	62
Tabla 24: Corrector de superficie (Fuente: Universidad Pontificia de Comillas 2022).....	63
Tabla 25: Clasificación de eficiencia (Fuente: Paneles Solares Barcelona 2021).....	73
Tabla 26: Clasificación coeficiente de temperatura (Fuente: Paneles Solares Barcelona 2021).73	
Tabla 27: Comparativa de SPR-MAX3-400 con panel estándar (Fuente: SunFields 2022)	74
Tabla 28: Horas de sol e irradiación Andalucía (Fuente: Tarifas Gas Luz NOVIEMBRE 2021).....	75
Tabla 29: Irradiación con ángulo de 61,95º(Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Comission 2022).....	76
Tabla 30 : Irradiación con ángulo de 9,46º (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Comission 2022).....	76

Tabla 31 : Irradiación con ángulo de 34,12° (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Comission 2022)	77
Tabla 32: Irradiación mensual con 34,12° en kWh/m2 (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Comission 2022)	77
Tabla 33: Ficha técnica SMI-D360W-72 (Fuente: Enecsys 2022).....	85
Tabla 34: Secciones recomendadas por intensidad (Fuente: Electricasas 2021)	87

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1:Lugar donde se realizarán las instalaciones (Fuente: Iberpix)	5
Ilustración 2: Vista al final del proyecto (Fuente: Iberpix)	6
Illustration 1: Place where installations will take place (Fuente: Iberpix)	8
Illustration 2: Final Project view (Fuente: Iberpix).....	9
Ilustración 3: Costes energía eólica (Fuente: IRENA, 2020)	16
Ilustración 4: Precio de proyectos fotovoltaicos en España (Fuente: IRENA 2019)	18
Ilustración 5: Ubicación de la finca (Fuente: Google Maps 2022)	21
Ilustración 6: Emplazamiento (Fuente: Instituto gráfico nacional 2022)	26
Ilustración 7: Primera fila aerogeneradores (Fuente: Google Maps 2022)	26
Ilustración 8: Segunda fila aerogeneradores (Fuente: Google Maps 2022)	27
Ilustración 9: Tercera fila aerogeneradores (Fuente: Google Maps 2022)	27
Ilustración 10: Distancia a la estación meteorológica (Fuente: Google Maps 2022).....	32
Ilustración 11: Distancia a Base Naval de Rota (Fuente: Google Maps 2022).....	33
Ilustración 12: Estructura aerogenerador VESTAS V90-2MW (Fuente: Research Gate 2007)....	36
Ilustración 13: Aerogenerador VESTAS V90-2MW (Fuente:Wind turbine models 2022)	37
Ilustración 14: Curva de energía (Fuente: Vestas 2022)	38
Ilustración 15: Distancia a Estación de Valdelagrana (Fuente: Google Maps 2022).....	39
Ilustración 16: Ubicación de los aerogeneradores (Fuente: Instituto gráfico Nacional 2022)....	41
Ilustración 17: Metros de cableado de media tensión (Fuente: Google Maps 2022).....	44
Ilustración 18: Celda media tensión (Fuente: ITESA 2022)	47
Ilustración 19: Líneas fibra óptica (Fuente: Silex Fiber 2022)	48
Ilustración 20: Coeficiente cilindro liso (Fuente: UPV Vicente Dolz 2018)	52
Ilustración 21: Gráfica logarítmica fatiga (Fuente: Universidad Pontificia de Comillas 2022)....	61
Ilustración 22: Trayectoria del sol en nuestro emplazamiento (Fuente: DiarioRonda/Propia JUNIO 2020).....	69
Ilustración 23: Espacio disponible para paneles solares (Fuente: Instituto Geográfico Nacional 2022).....	70
Ilustración 24: Funcionamiento de un parque fotovoltaico (Fuente: Germin.es ABRIL 2018) ...	71
Ilustración 25: Durabilidad de SunPower (Fuente: SunFieldsEurope 2022)	74
Ilustración 26: SunPower Maxeon 3 (Fuente: SunPower 2022)	75
Ilustración 27: Mapa de HSP España (Fuente: SunFields 2022)	78
Ilustración 28: Conexión de un grupo en paralelo (Fuente: Propia 2022).....	80
Ilustración 29: Repartidor de corriente (Fuente: Eriflex 2022)	81

Ilustración 30: Baterías Hoppecke 48V (Fuente: Hoppecke 2022)	82
Ilustración 31: Ventaja microinversores (Fuente: SunPower 2022)	83
Ilustración 32: Ejemplo aprovechamiento de curva de producción (Fuente: Oocities MARZO 2010).....	84
Ilustración 33: Modelo SMI-D360W-72 (Fuente: Enecsys 2022).....	85
Ilustración 34 X-Roam MPPT 100A, 48V (Fuente: XRoam)	86
Ilustración 35: Vista aérea del proyecto (Fuente: Propia 2022)	89
Ilustración 36: Esquema eléctrico (Fuente: Propia 2022).....	90

PLIEGO DE CONDICIONES

1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

Se dispone de un cortijo en el cual se llevará a cabo la instalación eléctrica necesaria de manera que se pueda obtener un ahorro económico a medio plazo. Se decidirá si el molino de viento es una buena solución complementaria a este objetivo o si, por el contrario, obtendríamos mayor ventaja con placas solares.

Se redacta este proyecto con el objeto de ofrecer una ayuda a la población mundial dedicada al sector agropecuario a la transición hacia las energías renovables, de manera que suponga un ahorro económico y al mismo tiempo cumpla con los objetivos de desarrollo de nuestro planeta.

Se definirán las obras e instalaciones necesarias para el aprovechamiento de la energía eólica del lugar al igual que la solar, así como de toda instalación nueva que se vaya a producir en finca para permitir el funcionamiento del nuevo sistema de monitoreo para un mayor aprovechamiento de la explotación.

El empleo de las energías renovables en este proyecto está destinado al autoconsumo y a un ahorro máximo en la factura eléctrica de la finca.

1.1. OBJETO Y TITULARIDAD

Los objetivos finales del proyecto son los siguientes:

- Aprobación del desarrollo del proyecto por la JUNTA DE ANDALUCÍA.
- Lograr un ahorro de energía gracias a la consecución exitosa de la instalación de molinos de viento.
- Lograr un ahorro de energía gracias a la consecución exitosa de la instalación de módulos fotovoltaicos.
- Lograr un ahorro económico y una prosperidad tecnológica en la finca gracias al funcionamiento exitoso del sistema de automatización.
- Cumplimiento de normativa.
- Tener suministro suficiente, con la capacidad de responder con éxito ante problemas, para que en ningún caso se detenga la producción con las consecuencias que ello conlleva.
- Desarrollo sostenible.
 - Objetivos secundarios:
 - Seleccionar los equipos de infraestructura necesarios y adecuados.
 - Escoger el tipo de generador que más se adecúe.
 - Escoger los módulos solares más adecuados y eficientes.

El proyecto ha de cumplir las condiciones legales descritas en el apartado [NORMATIVA](#), así como las condiciones técnicas y económicas descritas

Titular y responsable del proyecto: NICOLÁS JUAN PEMÁN LARRAÑAGA.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La disminución de precio tanto de generación como de consumo de la energía eólica en el mundo, sumado a una potencia instalada y generación en notable crecimiento nos hace pensar en los grandes beneficios que se pueden llevar a cabo con la instalación de molinos de viento en nuestra granja, más aún, siendo el caso de ocupar un emplazamiento con corrientes de viento considerables como es habitual en El Puerto de Santa María.

También es sabido que es una zona con un clima capaz de ofrecer numerosas horas de sol al año, por lo que podría ser interesante analizar el impacto que tendría la instalación de paneles solares en la granja.

Con el presupuesto inicial se pretende realizar una inversión que permita un ahorro a largo plazo gracias al autoconsumo de la energía generada por los aerogeneradores, por los paneles solares o por ambos y realizar una comparativa final que dictamine si una de ellas es más ventajosa que la otra, o por el contrario ambas dan resultados similares.

1.3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Es mundialmente conocido el gran impacto que suponen las energías renovables en nuestro mundo en la actualidad. En concreto, la energía eólica está ganando mucho peso a nivel mundial en los últimos años gracias al avance de la tecnología.

Esto queda de manifiesto en el siguiente gráfico, donde se hace una comparación del coste de la energía eólica en los últimos diez años.

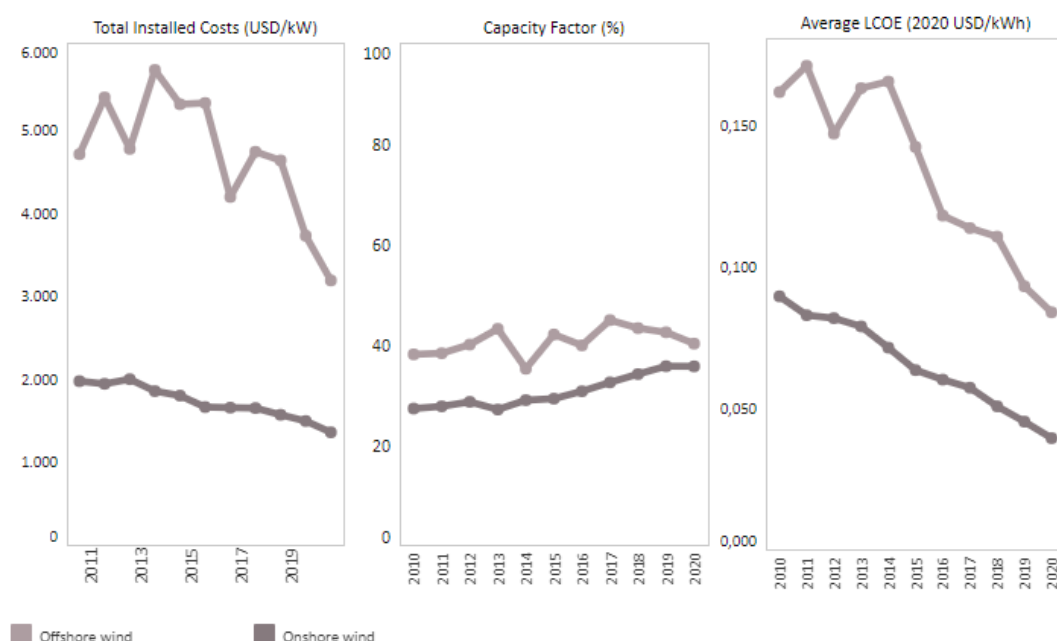


Ilustración 5: Costes energía eólica (Fuente: IRENA, 2020)

Estos tres gráficos, obtenidos en la web IRENA^{iv} nos muestran cómo el coste de la generación y del consumo de este tipo de energía renovable se ha reducido mucho en los últimos años. Hoy en día, el LCOE¹ de la energía eólica se encuentra en su punto más bajo. Además, en el gráfico central, nos muestra como el factor de planta² está aumentando, pero aún tiene amplio margen de mejora.

Ademas de haberse reducido el coste, se ha aumentado la generación y la potencia instalada, como vemos en los siguientes gráficos a nivel europeo (también procedentes de la web IRENA).

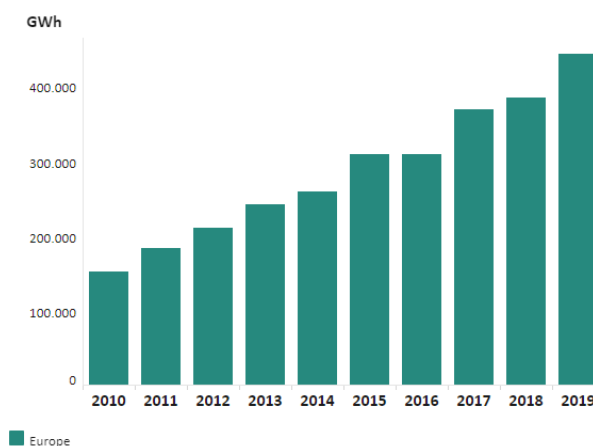


Tabla 1: Generación de energía eólica (Fuente: IRENA, 2019)

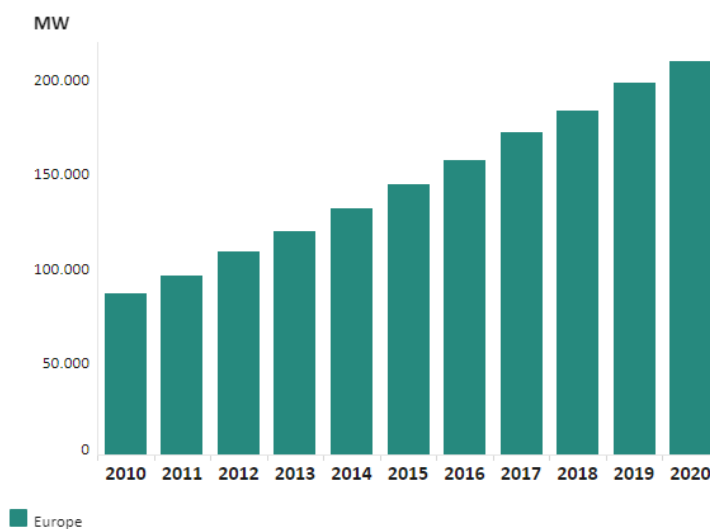


Tabla 2: Potencia eólica instalada (Fuente: IRENA, 2020))

¹ Levelized Cost of Energy (coste normalizado de la energía).

² Se obtiene como el cociente entre la salida real del generador de energía y la salida a plena capacidad.

Como se puede ver, en los últimos diez años no ha hecho sino aumentar tanto la generación eléctrica como la potencia instalada en nuestro continente en lo que a energía eólica se refiere. En concreto, España es uno de los países destacados, únicamente superado por Alemania.

En la provincia gaditana, los primeros parques eólicos se inauguraron durante el año 2008 en Puerto Real (Cortijo de Guerra I y Cortijo de Guerra II), y hoy ya son más de 80, ubicados en su mayoría en la zona de Tarifa y destacando también Medina Sidonia, Jerez de la Frontera y Vejer de la Frontera. Existe un total de 951 aerogeneradores a lo largo de la península y una potencia instalada de alrededor de 1.350 megavatios (MW).^{vi}

Llama la atención la escasez del recurso de energía eólica en El Puerto de Santa María. De los más de 80 parques eólicos a los que se ha hecho alusión previamente, ninguno de ellos pertenece a la localidad portuense. Esto es así por la sencilla razón de que en lugares de la provincia de Cádiz como son los alrededores de Tarifa la velocidad del viento es notablemente superior a la de El Puerto de Santa María. Es por ello por lo que es uno de los mejores sitios del mundo entero para practicar actividades deportivas relacionadas con el viento.

Sin embargo, no deja de ser una zona con un recurso eólico más que aprovechable, lo cual supone la motivación necesaria para realizar el proyecto.

Al igual que ha crecido la generación eólica, la solar también tiene un rumbo ascendente y cada vez son más los hogares que se decantan por el empleo de la misma.

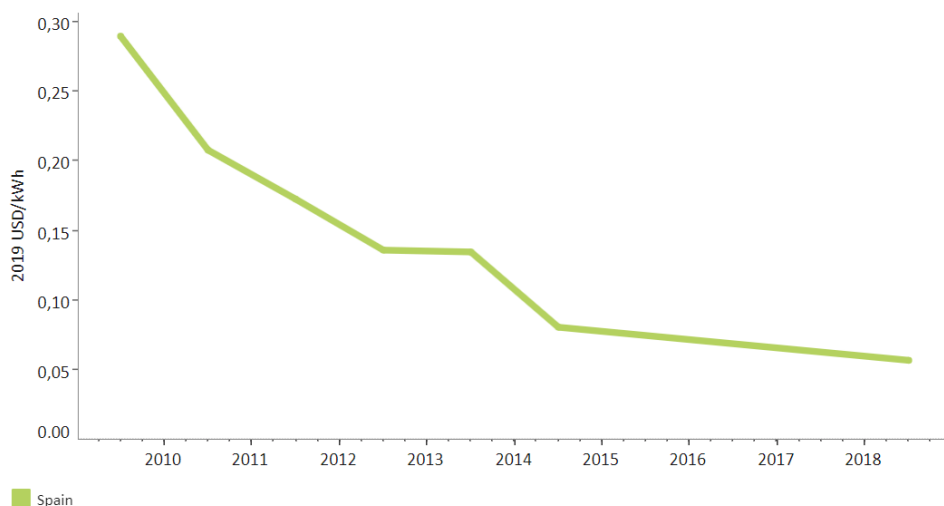


Ilustración 6: Precio de proyectos fotovoltaicos en España (Fuente: IRENA 2019)

Llama notablemente la atención el descenso de los precios de las instalaciones fotovoltaicas en nuestro país que se muestran en la ilustración. Pero no solo ocurre en España, sino a nivel global. Por lo tanto también será interesante el análisis de la energía solar de este proyecto.

2. NORMATIVA

2.1. LEGISLACIÓN ELÉCTRICA

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, ITCLAT 01 a 09.
- Real Decreto 385/2002, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre de regulación del sector eléctrico.
- Decreto 59/2005, de 1 de marzo, de la Junta de Andalucía (BOJA núm. 188 de 20 de junio de 2005) por el que se regula el procedimiento para la instalación, ampliación, traslado y puesta en funcionamiento de los establecimientos industriales, así como el control, responsabilidad y régimen sancionador de los mismos, y las órdenes e instrucciones que lo desarrollan y aclaran.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.
- Directiva 2003/54/CE del parlamento europeo y del consejo, la presente Directiva establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad.
- Normas de la Compañía Eléctrica ENDESA.

2.2. LEGISLACIÓN URBANÍSTICA

- Ley 7/2002, de 17 de diciembre de Ordenación Urbanística de Andalucía (LOUA)
- Modificación de la ley de ordenación urbanística de Andalucía de 31/12/2003.
- Real Decreto Legislativo 1/1992, de 26 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley sobre el Régimen del suelo y ordenación urbana.
- Normas urbanísticas de El Puerto de Santa María.

2.3. LEGISLACIÓN MEDIOAMBIENTAL

- Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental
- Ley 37/2003 de 27 de noviembre, del ruido
- Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada.
- Decreto 326/2003, de 25 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Protección contra la Contaminación Acústica en Andalucía.

2.4. LEGISLACIÓN GRANJA AVÍCOLA

- Real Decreto 3/2002, de 11 de enero, por el que se establecen las normas mínimas de protección de las gallinas ponedoras.
- Real Decreto 372/2003, de 28 de marzo, por el que se establece y regula el Registro general de establecimientos de gallinas ponedoras.
- Real Decreto 226/2008, de 15 de febrero, por el que se regulan las condiciones de aplicación de la normativa comunitaria de comercialización de huevos.
- Ley 11/2003 (BOJA), de 24 de noviembre, de protección de los animales.
- Real Decreto 348/2000, de 10 de marzo, por el que se incorpora al ordenamiento jurídico la Directiva 98/58/CE, relativa a la protección de los animales en las explotaciones ganaderas.
- Real Decreto 137/2021, de 2 de marzo, por el que se establecen disposiciones específicas para la tramitación de procedimientos sancionadores en comercio y sanidad exterior, en materia de sanidad vegetal, y de sanidad y protección animal.
- Ley 32/2007, de 7 de noviembre, para el cuidado de los animales, en su explotación, transporte, experimentación y sacrificio.
- Ley 8/2003, de 24 de abril, de sanidad animal.

3. CONDICIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS

El trabajo debe cumplir estas condiciones para poder ser considerado como exitoso.

El presupuesto inicial que se ha pactado para hacer el estudio de la inversión es de 5.000.000€. Se buscará la manera de que ese coste sea reducido lo máximo posible.

Como condiciones técnicas se dispone de mano de obra especializada en el sector, se consultará a especialistas y se estimarán presupuestos en base al precio de mercado tanto

de la obra de excavación y cimentación como de los aerogeneradores y módulos fotovoltaicos empleados y sus correspondientes costes de infraestructura eléctrica, buscando conseguir una potencia que abastezca la finca con la energía necesaria para un funcionamiento que se base en energías renovables cumpliendo cualquier tipo de normativa establecida.

4. UBICACIÓN

La finca se encuentra ubicada en un desvío entre los kilómetros 1 y 2 de la carretera A-2002 de El Puerto de Santa María (provincia de Cádiz).

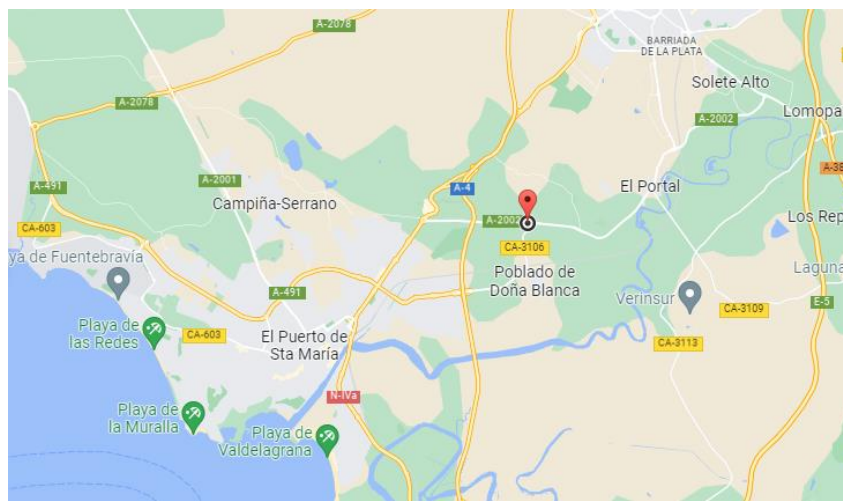


Ilustración 7: Ubicación de la finca (Fuente: Google Maps 2022)

Es un lugar idóneo para el aprovechamiento eólico. Los vientos predominantes son los famosos levante (E) y poniente (W). Se tratará de ubicar los molinos de manera que se expongan a estos vientos en la mayor medida posible. La superficie disponible es de cuarenta y dos hectáreas, por lo que habrá que tener en cuenta orografía del lugar para encontrar el sitio adecuado.

Por otro lado, no cuenta con edificios a su alrededor ni con ningún tipo de impedimento para realizar todas las instalaciones requeridas. Tan solo cuenta con dos carreteras próximas, pero se realizarán las instalaciones a la distancia mínima que marque cualquier norma.

MEMORIA Y CÁLCULOS

En este apartado se describirán todas las hipótesis, resultados y decisiones que se hayan realizado acompañadas de sus respectivos cálculos.

Como el proyecto consta de dos fases (instalación del molino de viento o de las placas solares y diseño de un sistema de monitoreo), dividiremos el capítulo en dos subcapítulos independientes.

CAPÍTULO I: INSTALACIÓN DE LOS AEROGENERADORES



**PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA
EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA**

INTRODUCCIÓN CAPÍTULO I

En este primer capítulo se va a analizar al completo todo lo que conlleva la instalación de los aerogeneradores.

En el primer apartado se estudiará la situación en perspectiva. En primer lugar se comprobará tras un análisis de normativa básica cuantos aerogeneradores cabrán en nuestro terreno y sus localizaciones exactas para posteriormente analizar a grandes rasgos cómo se va a proceder y por último dar unos detalles básicos acerca del funcionamiento de los aerogeneradores y la famosa ley de Betz.

Posteriormente, en un segundo apartado, se comentará todo lo que compone el sistema de instalación eléctrica del parque eólico, además de elegir los aerogeneradores más adecuados del mercado y hallar la potencia que obtendremos de ellos para compararla con lo que consume la finca. Se darán detalles de los vientos de la zona para justificar las elecciones y se buscarán la infraestructura eléctrica conveniente para la ejecución del proyecto.

Finalmente, en un tercer apartado, se hablará de la torre y de todos sus estudios. Se comprobará que no sufre por pandeo ni por fatiga y que su frecuencia de oscilación se encuentra alejada de la natural para evitar entrar en resonancia, lo cual podría ocasionar la caída de la torre.

Para saber las dimensiones de la sección que tiene que tener nuestra torre, tendremos que conocer su desplazamiento horizontal, sus esfuerzos, y su comportamiento a pandeo, a fatiga y por último su frecuencia. Todo ello se calculará con detalle.

Por último se establecerán una serie de conclusiones para resumir lo que se ha estudiado en el capítulo al completo.

1. CONDICIONES Y FUNDAMENTOS DE LOS AEROGENERADORES

1.1. LOCALIZACIÓN

Antes de comenzar con la instalación, es necesario conocer la ubicación exacta. En el caso del molino de viento, la orientación adecuada es aquella que nos permita sacar el máximo rendimiento de los vientos predominantes, este y oeste en nuestro caso.

El viento predominante es el de levante^{vii}, ya que sopla durante más de 150 días al año. Los aerogeneradores siempre se orientan a barlovento, es decir, hacia el lugar de donde viene el viento.

La finca tiene una altitud constante de aproximadamente nueve metros, por lo que no encontramos ventaja en cuanto al lugar exacto, y cuenta con 94 hectáreas, pero solo dispondremos de aproximadamente 70 hectáreas para realizar la instalación de los aerogeneradores, ya que el resto lo ocupan la propia granja, lugares de almacenamiento de maquinaria, pozos y una zona destinada exclusivamente al cultivo de hortalizas donde no podríamos ubicar ningún aerogenerador. De todas maneras, en principio podremos colocar varios de ellos.

Se colocarán varios molinos, pero la distancia entre cada uno de ellos será de dos veces el diámetro del rotor, que es de 90m como se verá más adelante cuando escojamos el molino (apartado 2 del capítulo). Esto se realiza para evitar el efecto sombra y para que no se vea afectada la potencia de los mismos al modificarse la resistencia aerodinámica de los aerogeneradores por estar unos muy próximos de otros.

En Andalucía, el problema de la contaminación acústica ha sido regulado a través del Decreto 326/2003, de 25 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Protección contra la Contaminación Acústica, a lo que ya se hizo referencia en la normativa del pliego de condiciones.

En la ubicación de los parques eólicos se deben cumplir con los valores límite establecidos en este Reglamento, y en todo caso, la localización deberá asegurar que no se superan los 50 dB (A), ya que según un informe de la Organización Mundial de la Salud (OMS) se considera los 50 dB (A) como el límite superior deseable de ruido que deben soportar las personas, ya que se considera que por encima de este nivel el sonido resulta pernicioso para el descanso, la comunicación y la salud de las personas. Por tanto, para evitar que se produzca contaminación acústica, los aerogeneradores deberán estar colocados como mínimo a 300 metros de zonas habitadas.

Los parques eólicos se deben localizar a una distancia mínima de 120 metros del eje de las carreteras, y a una distancia mínima de vez y media su altura respecto a la traza de los tendidos eléctricos.^{viii}

En la siguiente imagen se observa una vista de planta del emplazamiento. La zona rayada de color rojo es la que vamos a dedicar la construcción de los molinos. La rodeada de color verde se emplea para cultivo y de la parte edificada, lo rodeado de color azul se emplea para almacenamiento de maquinaria y pozos. Por último, la negra es la granja de aves. Los puntos marrones son todos los aerogeneradores que se pueden colocar siguiendo la normativa descrita anteriormente. Hacen un total de 9 aerogeneradores posibles.

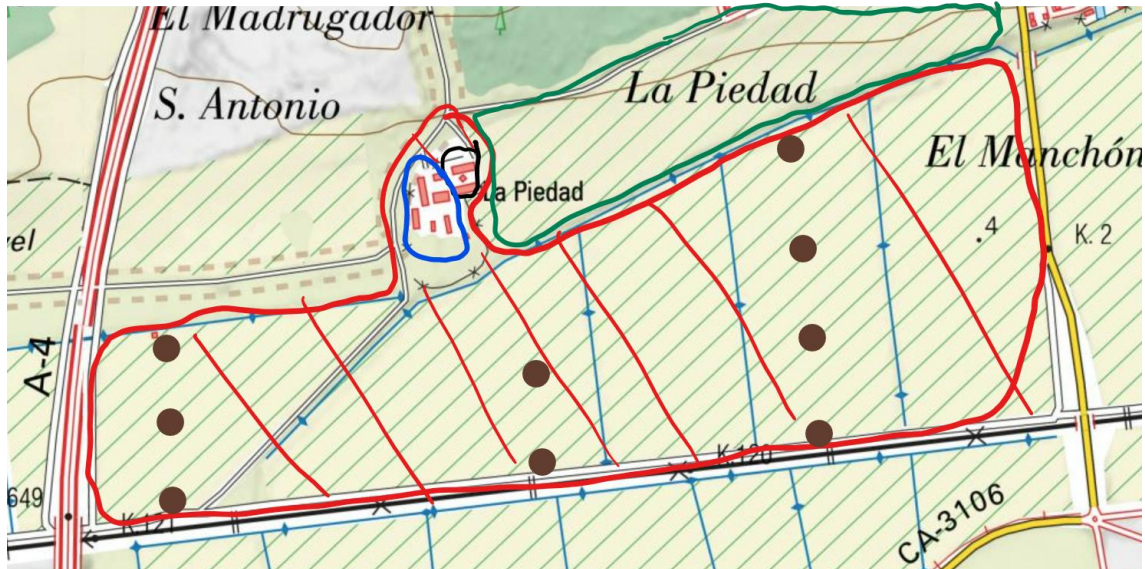


Ilustración 8: Emplazamiento (Fuente: Instituto gráfico nacional 2022)

La finca no cuenta con viviendas cercanas y solo está rodeada por la Autovía del Sur (A-4) a la izquierda de la imagen y la CA-3106 a la derecha.

Para demostrar que se cumple la normativa, se explica en las imágenes que se muestran debajo todas las distancias medidas entre distintas filas de aerogeneradores.



Ilustración 9: Primera fila aerogeneradores (Fuente: Google Maps 2022)

La distancia a la autovía del sur tiene que ser de mínimo 120 metros. Como tenemos 385 metros de ancho, en la primera fila cabrán 3 aerogeneradores ya que tiene que haber 180 metros entre cada uno.

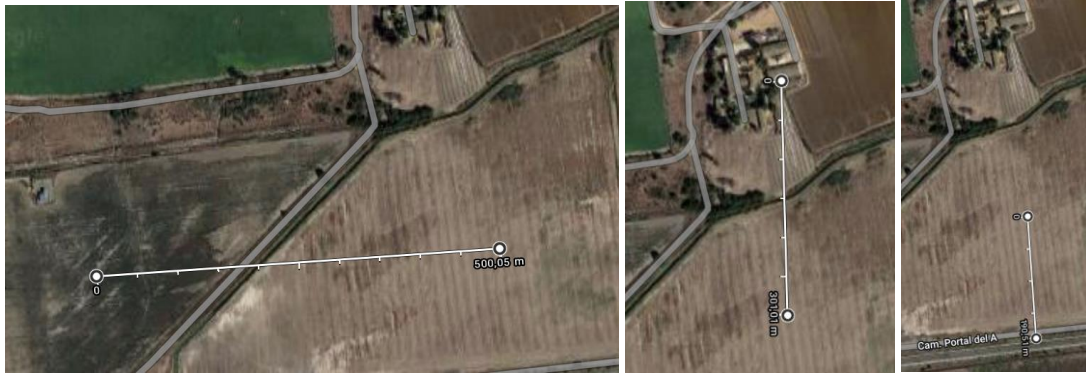


Ilustración 10: Segunda fila aerogeneradores (Fuente: Google Maps 2022)

La siguiente fila estará 500 metros alejada de la primera y a 300 metros de la granja para que no afecte el ruido a las gallinas y mantener el bienestar animal. Nos sobran 190 metros de terreno así que dejando 180 metros en medio podemos colocar 2 aerogeneradores.

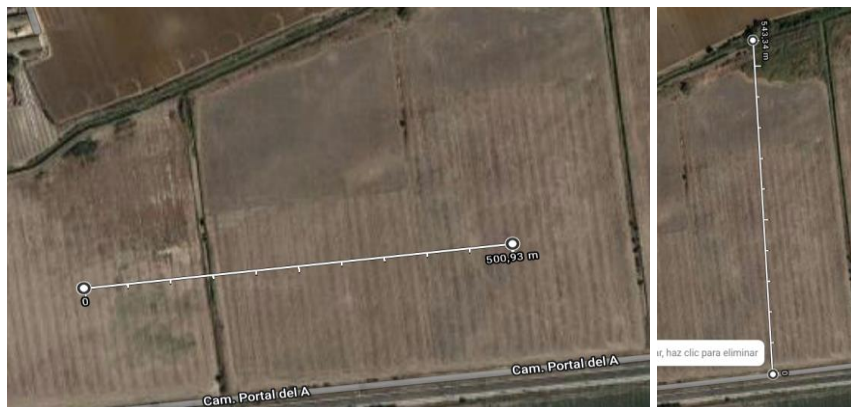


Ilustración 11: Tercera fila aerogeneradores (Fuente: Google Maps 2022)

Por último, la última fila de aerogeneradores es la más grande porque cuenta con mayor superficie de terreno. Se encontrará separada otros 500 metros de la fila anterior y la distancia que podemos ocupar es de 543,3 metros. Si dividimos esta distancia entre 180 obtenemos tres espacios de esta distancia, lo que significa que podremos colocar 4 aerogeneradores.

Sobrarán unos 350 metros a la derecha de la última fila, por lo que la distancia a la carretera es suficiente para cumplir con la normativa.

1.2. ANÁLISIS

Los aerogeneradores más potentes del mercado tienen unos 8 MW de potencia, aunque esto está supeditado a la potencia nominal de la máquina y a la velocidad del viento, entre otros factores. Es importante recalcar que un aerogenerador no funciona todas las horas del año. Dependerá de las horas en las que el viento se sitúe en el rango de funcionamiento. Por lo tanto habrá que realizar una serie de cálculos para saber cuál es la potencia real que generarán los molinos que se instalen.

La finca en cuestión consume de media 3,3GWh anuales. El objetivo es llegar a generar esta cantidad de manera aproximada, de forma que podamos autoabastecernos mediante energías renovables.

Concretamente, la potencia procedente del viento se calcula en función de su velocidad al cubo.

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad [1]$$

Con esta potencia y aplicando la ley de Betz que se verá a continuación tendremos lo que genera cada aerogenerador y podremos hacer una comparativa con el consumo anual medio de la granja para ver si obtendremos energía suficiente como para autoabastecernos con esta inversión.

Se tendrá que hacer un análisis del viento para saber su velocidad media y poder emplear la ecuación [1] para un análisis aproximado de la potencia generada.

1.3. FUNDAMENTOS BÁSICOS DE FUNCIONAMIENTO

A continuación se procede a hacer una breve explicación acerca del funcionamiento de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores transforman la energía cinética producida por el viento en energía eléctrica mediante un generador conectado a su eje rápido (dentro de cada aerogenerador hay una multiplicadora para aumentar la energía cinética que llega al generador). Posteriormente, esta energía eléctrica se transporta hasta la base como corriente continua, para ser convertida en alterna con un transformador. Se lleva esta energía a la subestación y posteriormente se reparte la electricidad a la red de distribución asociada.

1.4. LEY DE BETZ

La ley de Betz indica la potencia máxima que se puede extraer del viento independientemente del diseño de un aerogenerador en flujo abierto. Fue publicado en 1919 por el físico alemán Albert Betz. La ley se deriva de los principios de conservación de la masa y el momento de la corriente de aire que fluye a través de un disco accionador idealizado que extrae energía de la corriente de viento.

Según la ley de Betz, ninguna turbina puede capturar más de $16/27$ (59,3%) de la energía cinética del viento. El factor 0,593 se conoce como coeficiente de Betz.

Las turbinas eólicas prácticas a escala de servicios públicos alcanzan entre el 75% y el 80% del coeficiente de Betz.^{ix}

2. OBRAS E INSTALACIONES

2.1. VALORES NOMINALES Y AISLAMIENTO

En primer lugar tenemos que elegir los valores de tensión nominal y de tensión máxima que vamos a necesitar. Para ello se adjunta una tabla con las tensiones normalizadas para un material en concreto.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) KV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Tabla 3: Tensiones normalizadas (Fuente: ITC-LAT 07 ABRIL 2019)

(*) Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de compañía

Vamos a emplear las recomendadas por las compañías eléctricas para mayor facilidad. Es decir, una tensión nominal de 20kV y una máxima de 24kV en media tensión.

Usaremos una tensión nominal de 66kV y una máxima de 72,5kW para alta tensión, debido a que a priori no será necesario llegar a tensiones mayores. Si fuera necesario, cambiaríamos a la siguiente tensión nominal recomendada.

También es necesario saber los valores de tensión soportada ante impulsos tipo rayo o a picos de corta duración. Se tiene la tabla siguiente:

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450

Tabla 4: Tensiones máximas soportadas (Fuente: ITC-LAT 07 ABRIL 2019)

Por lo tanto, en media tensión, se soportará una tensión máxima de corta duración de hasta 50kV y se soportarán impulsos extraordinarios de hasta 145 kV.

En alta tensión, se soportarán tensiones máximas de corta duración de 140kV y de manera excepcional, impulsos de hasta 325kV.

2.2. ESTUDIO DEL VIENTO Y SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Se van a emplear aerogeneradores de tres palas y eje horizontal.

Los aerogeneradores son de tres palas porque poner más provocaría una mayor resistencia al viento y una reducción de la energía que generaría. También existen aerogeneradores de dos palas que, generalmente son más baratos y fáciles a la hora de realizar su instalación, pero presentan el problema de oscilar excesivamente cuando el viento es elevado.

Las tres palas provocan un momento angular constante porque cuando una apunta hacia el suelo, las otras dos lo hacen de manera oblicua, provocando que la turbina gire suavemente hacia el viento.^x

2.2.1. ESTUDIO DEL VIENTO

Antes de seleccionar el aerogenerador más adecuado, tenemos que realizar un estudio del viento para elegir con precisión el aerogenerador indicado.

Para los datos de los vientos y su estudio, se han empleado las dos ubicaciones más cercanas a nuestro emplazamiento. No ha sido posible obtener los datos históricos del viento en el lugar exacto en el que habría que realizar el estudio debido a que no existe una estación meteorológica que ofrezca de manera gratuita este historial, por lo que se ha empleado la estadística de las dos estaciones meteorológicas más cercanas.

Por un lado, tenemos la Playa de la Victoria de Cádiz.

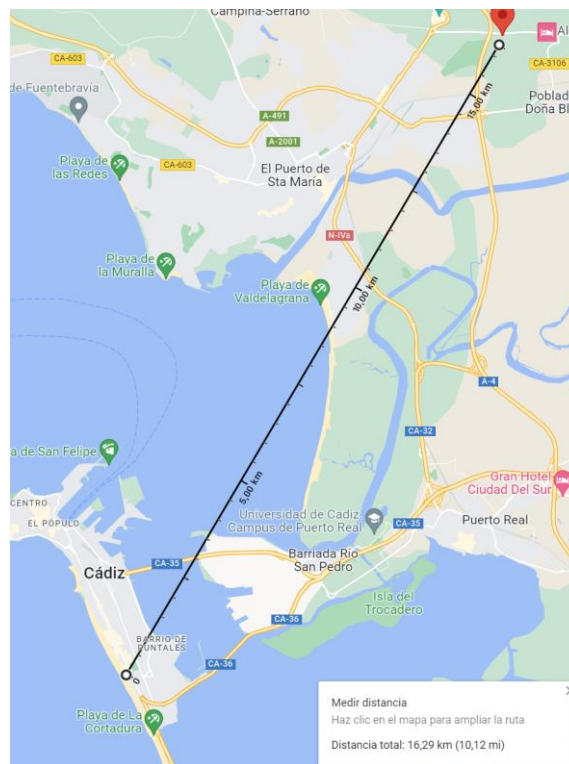


Ilustración 12: Distancia a la estación meteorológica (Fuente: Google Maps 2022)

Esta estadística ha sido realizada con datos que van desde julio del año 2017 hasta la actualidad (junio de 2022).

Ø VIENTO			Ø AIRE	
	DIRECCIÓN	VELOCIDAD	RÁFAGAS	
	SSE	8 kts	14 kts	
			DURANTE EL DÍA	NOCHE
			19 °C	18 °C

Tabla 5: Viento Playa Victoria (Fuente WindFinder 2022)

La velocidad del viento se mide en nudos que equivalen a 0,5144 m/s. Es decir, observando la Tabla 4 tenemos una velocidad del viento media de 4,116 m/s con ráfagas de 7,2 m/s.

Como ya se comentó al inicio del primer capítulo, el viento que predomina es el sureste, también conocido como levante. Pese a esto, el viento del oeste también es muy característico y como se verá en la Tabla 5, hay meses en los que predomina.

Pese a que 4,11 m/s no es una velocidad de viento excesivamente alta, hay que tener en cuenta que en esta zona aparecen fuertes rachas de viento.

Sin ir más lejos, hace no mucho más de un año se registró un tornado que alcanzó una velocidad máxima de más de 38 m/s.

También cerca del emplazamiento y a una distancia prácticamente idéntica a la que había hasta la Playa de la Victoria, tenemos la estación meteorológica de la Base Naval de Rota.

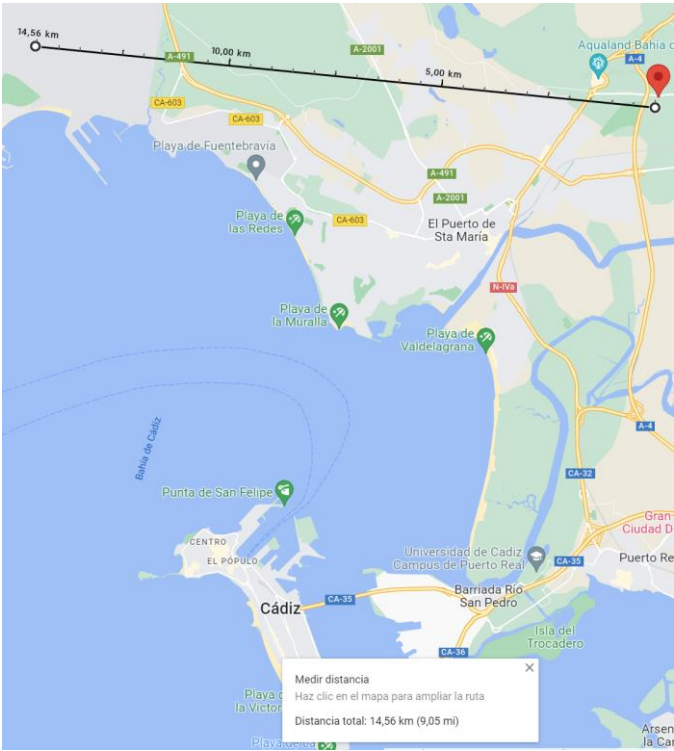


Ilustración 13: Distancia a Base Naval de Rota (Fuente: Google Maps 2022)

Esta nueva ubicación nos ofrece los siguientes datos, tomados desde el año 2000 hasta la actualidad:

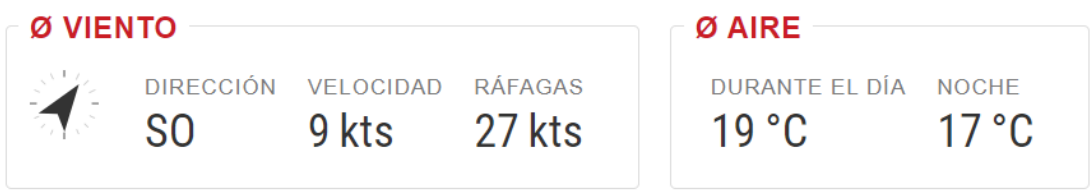


Tabla 6: Viento Base Naval Rota (Fuente WindFinder 2022)

Vemos que la velocidad es similar a la que medimos en la estación meteorológica anterior, aunque es algo superior, 9 nudos que se traducen en 4,63 m/s.

Pero las ráfagas son mucho mayores, lo que nos hace pensar que son muy variables y difíciles de predecir.

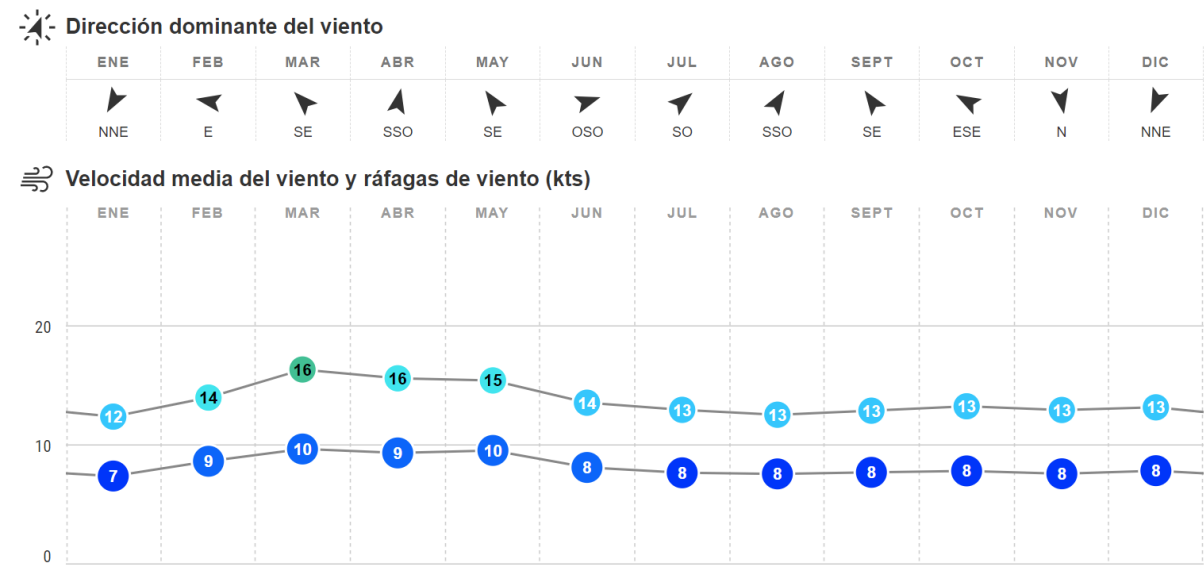


Tabla 7: Viento mensual Playa Victoria (Fuente: Windfinder 2022)



Tabla 8: Viento mensual Base Naval de Rota (Fuente: Windfinder 2022)

Observando las tablas concluimos que los meses de marzo, abril y mayo son los que mayores velocidades de viento registran con velocidades medias de 5,14 m/s.

Que haya tanta diferencia en las ráfagas se debe a que la estadística se ha tomado durante un número de años diferente y, dado que son muy variables, salen muy diferentes. Tendremos que tener cuidado con el mayor valor, que se da en los meses de febrero, marzo y abril: 14,79m/s.

Los cambios en la dirección del viento se deben a la misma causa, se alternan mucho los vientos predominantes de la zona, por lo que son impredecibles.

2.2.2. SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Realizando un análisis del mercado actual, se ha tomado la decisión de emplear aerogeneradores de la marca Vestas, debido a su gran experiencia en el sector.

Vestas se fundó en 1945, pero no se adentró en la industria de las turbinas de viento hasta 1979. Fue nombrada como compañía más sostenible del mundo en 2022. La mayoría de analistas lo consideran el mayor fabricante de aerogeneradores del mundo.

Tenemos diversos modelos disponibles. De entre ellos seleccionaremos el modelo V90-2MW^{xi} debido a que se comporta de forma excelente ante vientos no excesivos y su gran área de barrido da una mayor certeza en el rendimiento de la potencia. Se adjunta la ficha técnica en el ANEXO I.

Usaremos una altura de torre de 80m, ya que es la solicitada por el fabricante en las especificaciones técnicas de la tabla 8.

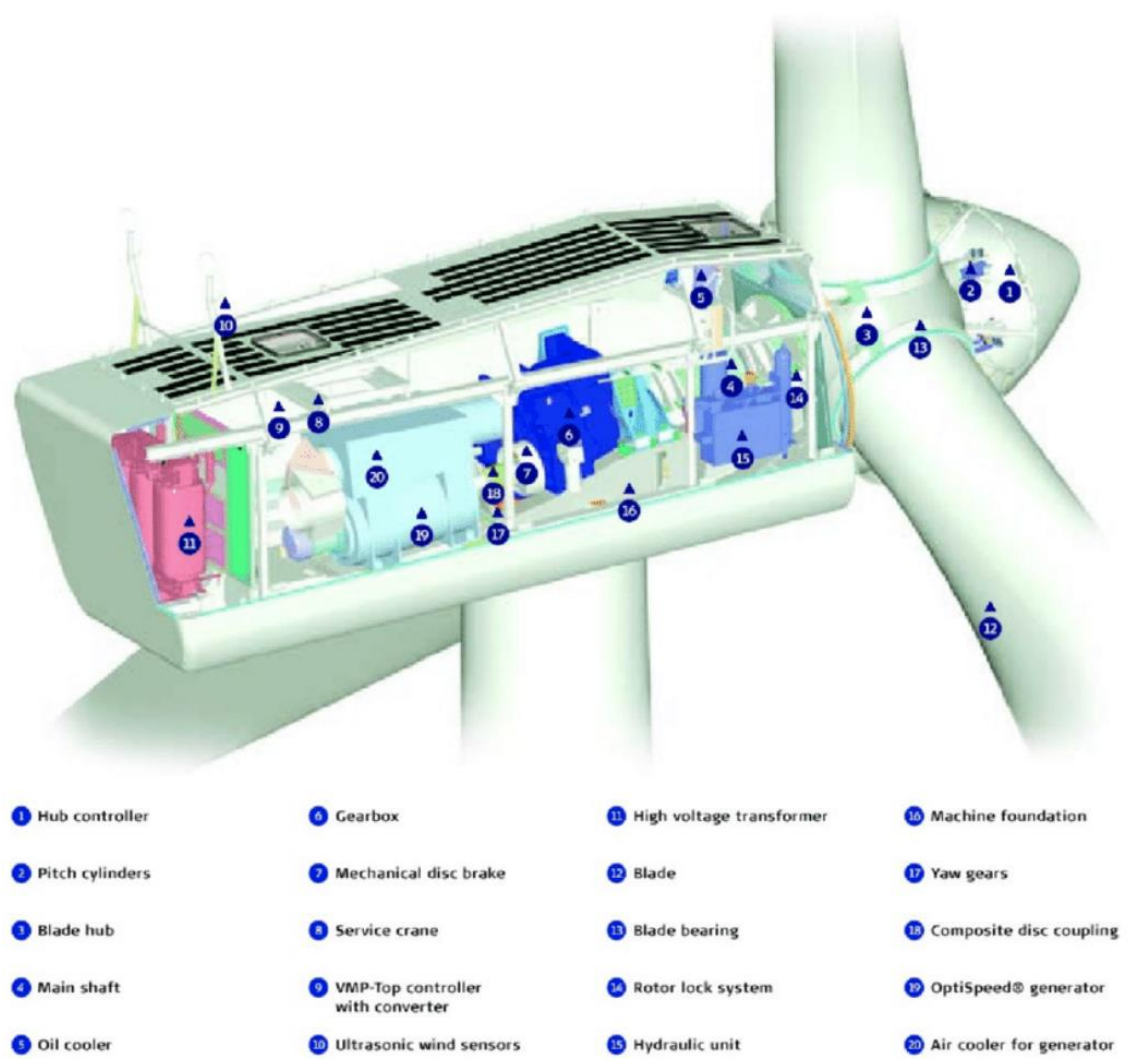


Ilustración 14: Estructura aerogenerador VESTAS V90-2MW (Fuente: Research Gate 2007)



Ilustración 15: Aerogenerador VESTAS V90-2MW (Fuente: Wind turbine models 2022)

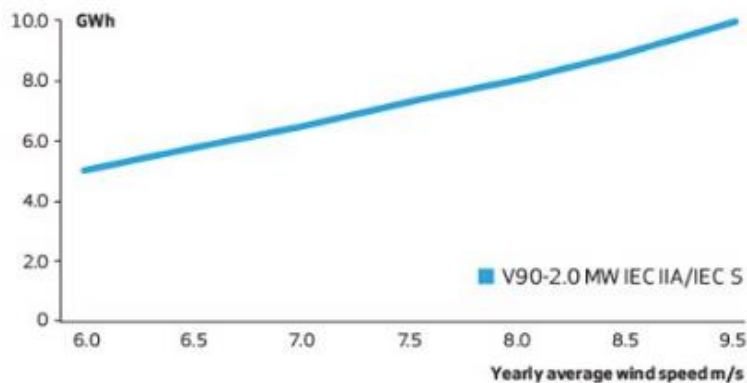


Ilustración 16: Curva de energía (Fuente: Vestas 2022)

En la ilustración superior podemos ver la curva de potencia (en este caso curva de energía anual) de catálogo del aerogenerador que vamos a utilizar. Vemos que para velocidades de viento de unos 6m/s obtendríamos 5GWh de energía al año, lo que es lo mismo que unos 570kW de potencia suponiendo que trabajase correctamente todas y cada una de las horas que tiene el año.

No aparecen en catálogo velocidades menores, por lo que vamos a emplear la media de velocidad que hemos obtenido antes y calcularemos manualmente la potencia que se entregará.

Empleando la fórmula de la potencia máxima que se puede obtener del viento, aplicando la ley de Betz, tendríamos la siguiente información. Usaremos como velocidad 4,5m/s que es un valor intermedio entre las dos estaciones.

$$P = 0,593 \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 = 223,459kW \quad [2]$$

Esta es la potencia aprovechable empleando la velocidad media del viento.

La velocidad del viento necesaria para que nuestro aerogenerador empiece a funcionar es de 4m/s, que son 14,4km/h.

Para saber cuántos días al año funcionará nuestro aerogenerador se ha logrado información en una estación aún más cercana, ya que dista menos de 7km de nuestro emplazamiento. Vamos a consultar las estadísticas del viento de Valdelagrana gracias al servicio premium de Windguru.^{xii}

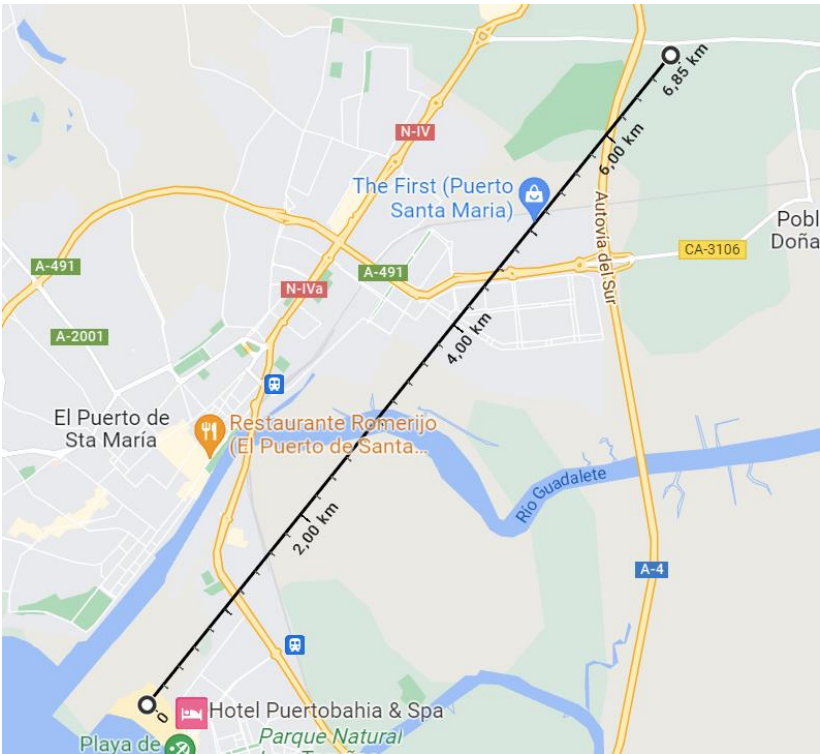


Ilustración 17: Distancia a Estación de Valdelagrana (Fuente: Google Maps 2022)

En la tabla siguiente, tenemos las estadísticas medias del viento desde diciembre del año 2008.

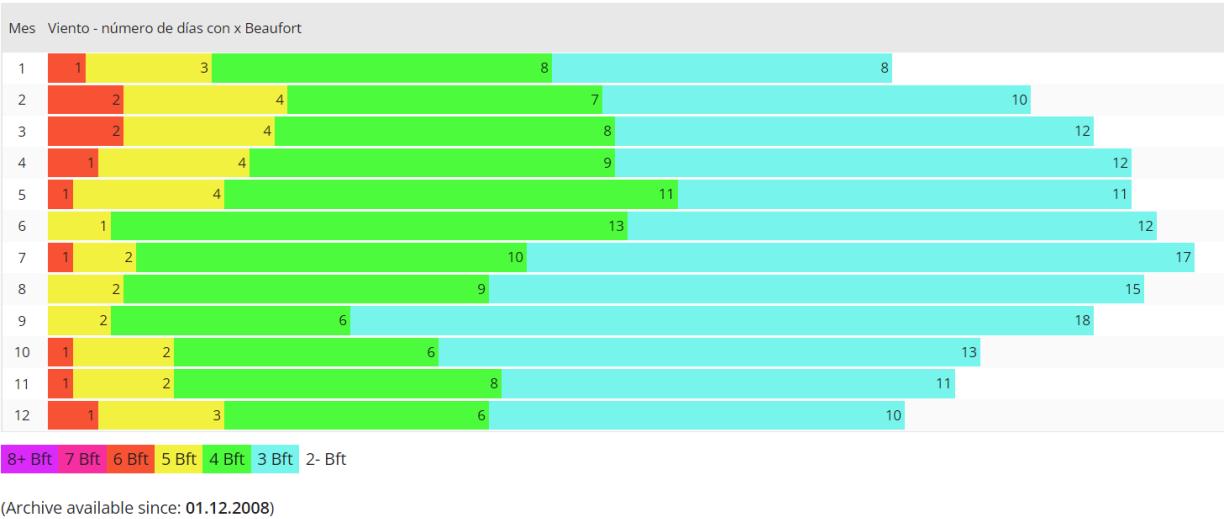


Tabla 9: Fuerza del viento mensual media (Fuente: Windguru Premium 2022)

Vemos que la fuerza del viento está medida en escala de Beaufort. En color rojo sale el número de días de ese mes en los cuales ha habido una fuerza de viento de nivel 6 en la escala Beaufort, en amarillo nivel 5, verde nivel 4 y azul nivel 3. Se dejan sin pintar los días del mes en los cuales haya habido una fuerza de viento de nivel 2 o inferior.

Número de Beaufort	Velocidad del viento (km/h)	Nudos (millas náuticas/h)	Denominación
0	0 a 1	< 1	Calma
1	2 a 5	1 a 3	Ventolina
2	6 a 11	4 a 6	Flojito (Brisa muy débil)
3	12 a 19	7 a 10	Flojo (Brisa débil)
4	20 a 28	11 a 16	Bonancible (Brisa moderada)
5	29 a 38	17 a 21	Fresquito (Brisa fresca)
6	39 a 49	22 a 27	Fresco (Brisa fuerte)
7	50 a 61	28 a 33	Frescachón (Viento fuerte)
8	62 a 74	34 a 40	Temporal (Viento duro)

Tabla 10: Escala de Beaufort (Fuente: Navegación Costera 2012)

Vemos en la escala de Beaufort las velocidades entre las que varía el viento para cada número de Beaufort. Como para que nuestro generador se active tiene que haber una velocidad de viento de al menos 14km/h, vamos a tomar únicamente como días en los que funciona el aerogenerador aquellos que tengan número de Beaufort 3 o superior.

La velocidad máxima que permite el aerogenerador es de 25m/s o 90km/h. Esto equivaldría a un número de Beaufort de 10, cosa que no sucede de media en ningún caso ninguno de los días del año, por lo que no tendremos que preocuparnos por ello.

Para estimar el número de días que funcionará el molino al año, simplemente sumaremos los días cada mes que aparezcan en la Tabla de fuerza de viento mensual extraída de Windguru. Esto hace un total de 294 días al año, que traducido en horas serían 7056 horas.

Como sabemos que lo que consume la granja es 3300MWh anuales, multiplicando el número de aerogeneradores por su potencia individual y por el número de horas que funcionarán al año, obtendremos una potencia que queremos que sea similar a esta energía que consume la granja avícola.

Se van a emplear únicamente dos aerogeneradores para no inflar en exceso el presupuesto, ya que cada aerogenerador que se coloca supondrá un gasto que supera el millón de euros. También se supondrá que los molinos trabajan sin error en todo momento.

$$E = 2 \cdot 223459 \cdot 7056 = 3153,4MWh \text{ al año} \quad [3]$$

Se puede comprobar que con 3 aerogeneradores se excedería el consumo demandado, pero podría ser rentable instalar un aerogenerador extra y vender el excedente de energía a red eléctrica española. Sin embargo, de momento se va a continuar con los dos aerogeneradores ya que en principio el presupuesto podría ser muy caro.

Los dos aerogeneradores se colocarán en las posiciones mostradas en la figura, de manera que se encuentren próximas a la subestación eléctrica que se verá a lo largo de este subcapítulo con el objetivo de ahorrar metros de cableado de media tensión. En realidad habrá que realizar dos zanjas cuando eligiendo dos de la misma fila solo habría que hacer una, pero se va a aprovechar una instalación anterior que hace que no haya que cavar una zanja para el aerogenerador redondeado más a la izquierda de la figura y el redondeado más a la derecha está a una distancia algo más lejana de la subestación que el inmediatamente superior, pero se encuentra más alejado de la zona de cultivo, por lo que se ha decidido finalmente instalarlo ahí.

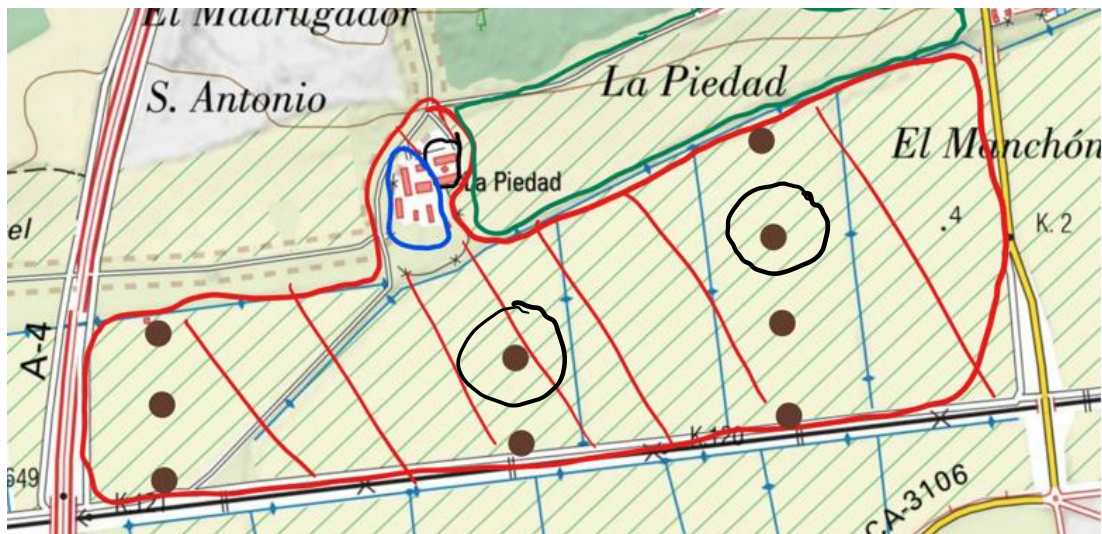


Ilustración 18: Ubicación de los aerogeneradores (Fuente: Instituto gráfico Nacional 2022)

Hay que añadir que estos números obtenidos no serán del todo precisos debido a:

- Fallos en algún aerogenerador a lo largo del año.
- Pérdidas eléctricas en cualquier elemento del sistema eléctrico.

2.3. LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica está conformada por:

- Los aerogeneradores, los cuales se encargarán de aportar la energía.
- Transformadores de baja a media tensión. En la base de cada aerogenerador tenemos transformadores que adaptarán la corriente a la red de media tensión.
- Línea subterránea de media tensión. Este cableado subterráneo conectará los aerogeneradores con la subestación.
- Subestación. Conectará la red de media tensión con la de la compañía eléctrica.
- Líneas de comunicación para comunicar los sistemas de control y protección de los aerogeneradores.

El aerogenerador V90-2MW, cuenta con un generador de alimentación doble de 4 polos a 50Hz de anillos deslizantes. La tensión en el aerogenerador es de 690V y queremos que la línea subterránea de M.T. sea de 20kV. Este aumento de tensión lo lograremos mediante el transformador situado en la base de cada uno de los aerogeneradores de relación 690/20000.

2.3.1. EL TRANSFORMADOR

Elegiremos un transformador para cada aerogenerador con potencia aparente suficiente como para evitar sobrecargas.

Las características del transformador serán las siguientes:

- Tipo de corriente: trifásica.
- Relación 0,69/20kV.
- Potencia nominal 2500kVA
- Frecuencia 50Hz
- Tipo de conexión: Dyn11
- Líquido refrigerante: aceite.
- Nivel de aislamiento: 24kV.

La relación de transformación se debe a que debemos pasar de los 690V que tiene como tensión el aerogenerador a nuestra zona de media tensión con tensión nominal de 20kV.

Por otro lado, la potencia de los aerogeneradores es de 2MW y esto se traduce en una potencia aparente de 2,1MVA. Elegimos por tanto un valor normalizado y superior a este número sin asumir riesgos de sobrecarga.

Por último el nivel de aislamiento se toma como la tensión máxima admisible de la red, que es 24kV.

2.3.2. CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

Los cables seleccionados cumplen con la norma EN 60502: “Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1 kV a 30 kV”.

Emplearemos los NA2XSH^{xiii}, de tensión nominal de 20kV. El conductor es cobre trenzado de clase 2 y con un aislamiento de polietileno reticulado. Le añadiremos una cinta de bloqueo de agua por si hubiera algún tipo de fuga en los sistemas de riego de la finca. Los cables tienen un revestimiento exterior de baja emisión de humos y sin halógenos.

Dentro de la página de Eland Cables, encontramos una amplia gama de cables de este modelo, según sección y características eléctricas. El resto de características se adjuntan en ANEXO II.

DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²		NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km
		Conductor	Copper Wire Screen		
A9XHF20KV1035RDC	1	35	16	27	1000
A9XHF20KV1050RDC	1	50	16	28	1200
A9XHF20KV1070RDC	1	70	16	30	1400
A9XHF20KV1095RDC	1	95	16	32	1700
A9XHF20KV1120RDC	1	120	16	33	1900
A9XHF20KV1150RDC	1	150	25	35	2300
A9XHF20KV1185RDC	1	185	25	36	2750
A9XHF20KV1240RDC	1	240	25	38	3300
A9XHF20KV1300RDC	1	300	25	41	4000
A9XHF20KV1400RDC	1	400	35	43	4800
A9XHF20KV1500RDC	1	500	35	46	6000
A9XHF20KV1630RDC	1	630	35	51	7300
A9XHF20KV3035RDC	3	35	16	53	3700
A9XHF20KV3050RDC	3	50	16	56	4200
A9XHF20KV3070RDC	3	70	16	61	5100
A9XHF20KV3095RDC	3	95	16	64	6200
A9XHF20KV3120RDC	3	120	16	67	7000
A9XHF20KV3150RDC	3	150	25	72	8400
A9XHF20KV3185RDC	3	185	25	75	9700
A9XHF20KV3240RDC	3	240	25	81	11800
A9XHF20KV3300RDC	3	300	25	86	14000
A9XHF20KV3400RDC	3	400	35	92	17200

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Multi Core

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CONDUCTOR AC RESISTANCE BY MAX TEMP	CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20°C	CURRENT CARRYING CAPACITY IN TREFOIL Amps		CONDUCTOR LOSSES IN THE GROUND kW/km
			In Ground	In Air	
35	0.670	0.524	178	173	63.68
50	0.497	0.387	210	206	65.75
70	0.344	0.268	256	257	67.63
95	0.248	0.193	307	313	70.12
120	0.196	0.153	349	360	71.62
150	0.160	0.124	392	410	73.76
185	0.128	0.099	443	469	75.36
240	0.0980	0.0754	513	553	77.37
300	0.0800	0.0601	576	635	79.63
400	0.0640	0.0470	650	731	81.12

Tabla 11: Cables NHFP (Fuente: Eland Cables 2022)

Vamos a elegir una sección de 95mm^2 , ya que tiene buena relación entre pérdidas en el suelo y capacidad de conducción en tierra. En el apartado ANEXOS se dejarán las características de estos cables.

Se necesita también un análisis de los metros de cable a emplear.



Ilustración 19: Metros de cableado de media tensión (Fuente: Google Maps 2022)

Como se puede ver en la ilustración superior, se necesitan 650 metros de cable para conectar los aerogeneradores (verde) con la subestación.

2.3.3. IMPOSIBILIDAD DE VENTA A RED ELECTRICA ESPAÑOLA

En principio para proceder a la venta de la energía generada se necesitaría un nuevo transformador elevador para elevar la tensión de la red de MT a los 55kV de la red de AT, sin embargo esto no va a ser posible en el emplazamiento de estudio. Esto se debe a que no hay ninguna subestación cercana que permita venta de energía renovable generada si no es tras concurso, por lo que no podemos depender de ello y no podemos sobrepasar el consumo porque esa energía será desperdiciada.

Para demostrar esto se ha consultado la web de red eléctrica española.

Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	Capacidad de acceso solicitada en curso y pendiente resolver MPE	Motivo capacidad no disponible	Capacidad de acceso disponible para MGES RdT [MW]	Capacidad de acceso disponible para MPE RdT [MW]	Capacidad de acceso disponible para MGES o MPE no conectado al primer nivel de transformación RdD [MW]	Capacidad de acceso disponible para MPE RdD [MW]
PUERTO DE SANTA MARIA 220	Andalucía	496	Posible concurso.	0	0	0	0

Tabla 12: Capacidad de acceso disponible (Fuente REE 2022)

Véase que no hay ningún tipo de capacidad de acceso en el nudo más próximo y que hay 496MW solicitados que irán a concurso.

Como se puede comprobar, es innecesario el transformador a alta tensión ya que todo lo generado irá destinado a autoconsumo.

2.3.4. LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación se va a encontrar donde se representa en la ilustración inferior de color negro. (36.622, -6.177). Estará próxima a la fila media de los aerogeneradores para que la distancia con el aerogenerador más lejano sea mínima. Ya se encuentra instalada por lo que no supondrá un coste adicional.

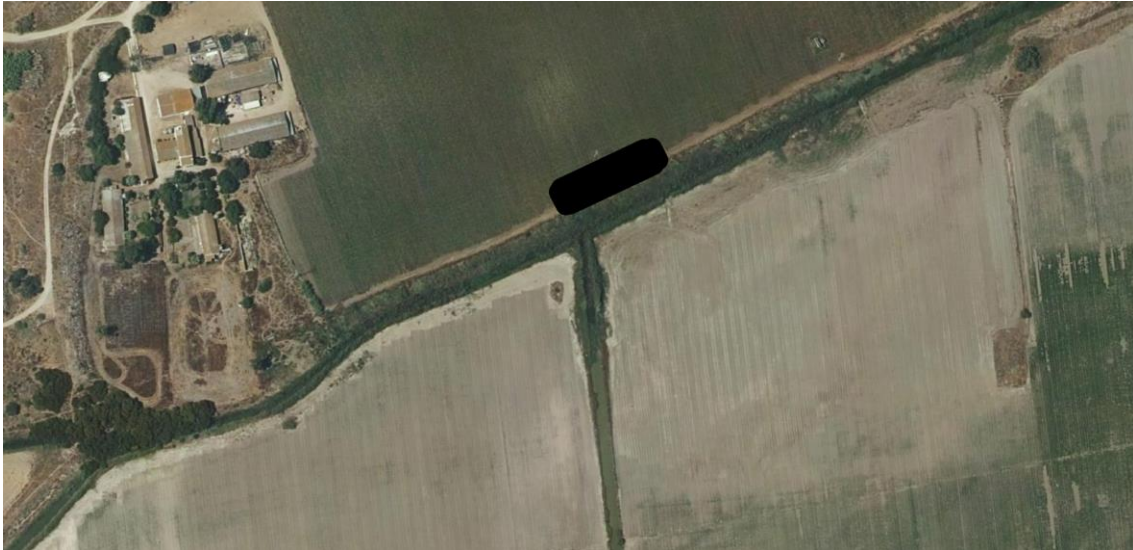


Tabla 5: Emplazamiento subestación (Fuente: Instituto Geográfico nacional 2022)

Será necesario colocar celdas en la zona interior, siguiendo la norma EN 60298: “Aparataje bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1kV e inferiores o iguales a 52kV”. Las conocidas celdas de media tensión.

Son un grupo de secciones verticales donde se encuentran equipos para maniobrar como un interruptor, transformadores de tensión y corriente, protección; los cuales se encuentran colocados en uno o más estructuras metálicas que cumplen con recibir y distribuir la energía^{xiv}. Tendrán las siguientes características:

- Tensión: 20kV.
- Corriente: 450A
- Configuración: llegada, medición, transformación, salida.
- Tipo: convencional.



Ilustración 20: Celda media tensión (Fuente: ITESA 2022)

Se dispone del siguiente modelo, ofertado por ITESA con celdas aisladas en aire. Con sus correspondientes datos técnicos.

DATOS TÉCNICOS	
Tensión	De 10kV hasta 36kV
Corriente	De 630A hasta 400A
Bases portafusibles	Hasta 200A
Configuración	Llegada, medición, transformación, salida
Uso exterior o interior	Transformación, baja tensión
Tipo	Compacta o convencional

Tabla 13: Datos técnicos celda media tensión (Fuente: ITESA 2022)

Se comprueba que las características solicitadas se encuentran dentro de los intervalos de los datos técnicos.

Por último, colocaremos dos transformadores adicionales para que la energía se distribuya también a la zona de baja tensión, para lograr el alumbrado, ventilación y otros recursos. Emplearemos una relación 20/0,24 kV con potencia nominal de 100kVA.

2.3.5. LÍNEAS DE COMUNICACIÓN

Las líneas de comunicación se realizarán por fibra óptica, cumpliendo la norma EN 60793-2-10: Especificación intermedia para fibras multimodo de categoría A1 (Ratificada por AENOR en abril de 2005). Esta instalación ya se encuentra realizada y por lo tanto será el modelo que se usará.

El modelo pertenece a Silex Fiber^{xv}. Consta de 4 fibras de tipo multimodo 62.5/125 de categoría OM1. Tiene un recubrimiento de acrilato de doble capa para protegerse contra el agua, temperatura y humedad. Cumple los requisitos de Telcodia Generics.

Se adjuntan los detalles de las líneas en ANEXO III.

Normas de calidad:

- Estas fibras cumplen con IEC 60793-2-10 A1b.
- Propiedades geométricas conforme a CEI 60793-2-10.
- Propiedades ópticas conforme a IEC 60793-2-10, ISO/IEC 11801, EN 50173, TIA/EIA-492AAAC y EIA/TIA 568-B.
- ISO/IEC 11801: Tipo OM1
- Código de Calidad: SXW11080201O



Ilustración 21: Líneas fibra óptica (Fuente: Silex Fiber 2022)

Especificaciones Técnicas

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS	VALOR			
Diámetro núcleo	62.5 ± 2.5 mm			
No circularidad núcleo	≤ 6 %			
Error concentricidad núcleo / revestimiento	≤ 1.5 mm			
Diámetro revestimiento	125 ± 2 mm			
No circularidad revestimiento	≤ 1 %			
Diámetro recubrimiento primario	245 ± 10 mm			
No circularidad recubrimiento primario	≤ 6 %			
Error concentricidad recubrimiento primario	≤ 12.5 mm			
Proof Test	≥ 8.8	N	/ ≥ 1 % / ≥ 100	Kpsi

Tabla 14: Especificaciones técnicas (Fuente: Silex Fiber 2022)

3. LA TORRE

La torre es cónica y mide 80 metros de altura. El material empleado es el Acero S235JR conformado en frío, el cual cuenta con un límite elástico de 235MPa. Es un acero de construcción idóneo para este tipo de estructuras.

El diámetro exterior de la base de la torre será de 2 metros con un espesor de 40mm.

El peso total de la torre se obtiene de multiplicar la densidad del acero por el volumen de la torre. El valor del área se detalla en el apartado 3 de este capítulo.

$$V = A \cdot h = 0,124407 \cdot 80 = 9,95m^3 \quad [4]$$

$$m_{torre} = 9,95 \cdot 7850 = 78,107 \text{ Tn} \quad [5]$$

En la hoja de datos, tenemos los pesos, los cuales nos serán útiles para calcular los esfuerzos y las reacciones.

Masas / Pesos

Peso de una hoja:	6.7 t
Peso del buje:	-
Peso del rotor:	36.0 t
Peso de la góndola:	68.0 t
Peso de la torre, máx.:	224.0 t
Peso del conjunto:	328.0 t

Tabla 15: Pesos aerogenerador (Fuente: Vestas 2022)

3.1. FUERZA DEL VIENTO

Partiremos de la fórmula de resistencia aerodinámica.

$$R_a = \frac{1}{2} \cdot c_w \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \quad [6]$$

Esta fórmula nos da la resistencia que sufre un objeto al desplazarse por un medio viscoso, pero también es útil lógicamente para obtener la carga que se produce si en lugar del objeto lo que se mueve es el medio, en este caso el viento.

Las letras empleadas en la fórmula tienen el siguiente significado:

- c_w : coeficiente de arrastre.
- A : área transversal.
- ρ : densidad del aire.
- v : velocidad del viento.

La velocidad del viento tomada será aquel valor de ráfaga más elevado, 14,79m/s como se analizó en el estudio del viento. Realmente, la velocidad varía a lo largo de la torre, pero la tomaremos constante como se explica luego en el apartado 3.2..

Para calcular el coeficiente de arrastre calcularemos el número de Reynolds:

$$Re = \frac{D V \rho}{\mu} \quad [7]$$

- D : diámetro exterior de la torre.
- V : velocidad del viento.
- ρ : densidad del aire. ($1,2 \text{ kg/m}^3$)
- μ : viscosidad dinámica ($1,81 \cdot 10^{-5} \text{ N} \cdot \text{s/m}^2$)

Obtenemos:

$$Re = \frac{2 \cdot 14,79 \cdot 1,2}{1,81 \cdot 10^{-5}} = 1961104,97 \quad [8]$$

Con un número de Reynolds tan grande nos encontramos en régimen turbulento. Estaríamos en la parte de la derecha de la ilustración 12, precisamente donde marca el punto rojo. Nos encontramos en un coeficiente algo menor que 1. Emplearemos un valor de 0,8 para el coeficiente de resistencia.

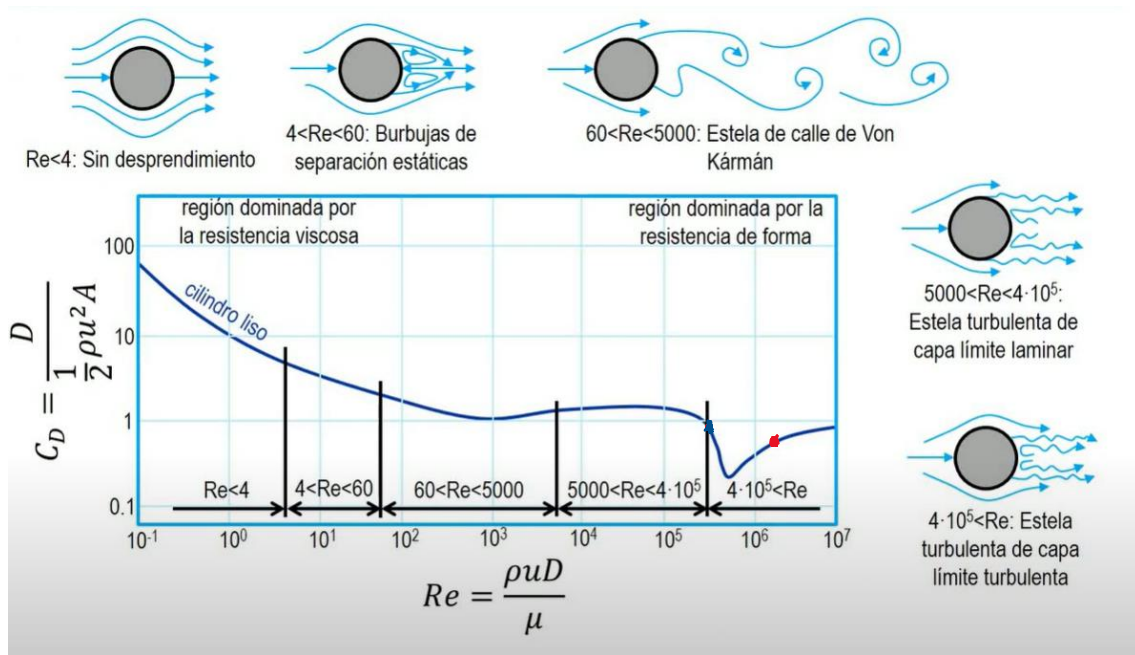


Ilustración 22: Coeficiente cilindro liso (Fuente: UPV Vicente Dolz 2018)

Volviendo a la fórmula del inicio, obtenemos el siguiente valor de carga máxima:

$$Ra = \frac{1}{2} \cdot 0,8 \cdot \pi \cdot 1^2 \cdot 1,2 \cdot 14,79^2 = 329,85 N/m \quad [9]$$

3.2. EL ESFUERZO AXIL

Este esfuerzo es el que podría provocar el pandeo, por lo que es muy importante. Este esfuerzo lo provoca el peso de la góndola colocada sobre la torre. Su cálculo resulta muy sencillo, ya que se obtiene únicamente multiplicando el peso de la góndola por la gravedad, para la que empleamos el valor de $9,81 \frac{m}{s^2}$. Habíamos dicho que el peso de la góndola es de 68 toneladas, por lo que obtenemos un esfuerzo axial (y reacción vertical en la base de la torre) de 667,080kN.

3.3. MÁXIMA TENSIÓN: MOMENTO FLECTOR

Las reacciones obtenidas serán únicamente tres, debido a que se simplificará la torre a una viga en voladizo.

Las cargas que producen los esfuerzos son la del viento, que será variable a lo largo de la longitud de la torre, y la del peso de la góndola, el cual es de 68 toneladas tal y como muestra la Tabla 9.

El momento flector máximo se encuentra en el empotramiento, por lo tanto será el que tendremos en cuenta en nuestros cálculos.

Aunque la fuerza del viento es variable a lo largo de la torre. Esto se debe a que la velocidad del viento es menor a medida que nos acercamos al suelo debido al rozamiento y que la fuerza que ejerce el viento va a depender de la velocidad del mismo. Sin embargo, debido a que es una zona sin edificar y la torre es lo suficientemente alta, vamos a asumir que es uniforme, por lo que podremos emplear el prontuario básico de estructuras simples.

VIGA SIMPLE EN VOLADIZO: carga uniforme q en todo el vano.	
	Reacciones y solicitaciones
	Reacciones: $R_B = qL$ Cortantes: $V_{AB} = -q x$ $V_B = -qL$ Flectores: $M_{AB} = -\frac{q x^2}{2}$ $M_B = -\frac{qL^2}{2}$
	Deformaciones
	Giros: $\varphi_A = \frac{qL^3}{6EI}$ Elástica: $y_{AB} = \frac{q}{24EI}(L-x)^2(3L^2 + 2Lx + x^2)$ Flecha máxima: $y_A = \frac{qL^4}{8EI}$

Tabla 16: Prontuario estructuras simples (Fuente: SlideShare 2018)

El momento flector máximo coincide con la reacción y tiene un valor absoluto de $-\frac{qL^2}{2}$ siendo q el valor de la carga distribuida causada por el viento y L la longitud de la torre, en nuestro caso igual a 80m.

Sustituyendo el valor de carga del viento obtenido y la longitud de la torre obtenemos el siguiente resultado para el momento flector en el empotramiento:

$$Mf_{emp} = \frac{qL^2}{2} = 1,055 \cdot 10^6 Nm \quad [10]$$

Habiendo encontrado el lugar donde el momento flector es máximo, sabremos identificar que será el mismo lugar donde esté la mayor tensión.

Para calcular la máxima tensión, se emplea la ecuación de Navier:

$$\sigma_{adm} = \max \left| -\frac{Mf_{max}}{I_z} \cdot y + \frac{N}{A} \right| \quad [11]$$

Tenemos todas las incógnitas necesarias para calcular la máxima tensión, ya que el momento flector máximo se ha obtenido en el apartado anterior y el esfuerzo axil también se ha obtenido antes.

El valor de “y” es el lugar del perfil donde mayor tensión hay y esto sucede en la parte más alejada del centro, por lo que dicho valor es 1m.

El momento de inercia y el área las obtendremos a partir de los radios del tubo mediante las fórmulas siguientes.

$$I = \frac{\pi}{2} (R_e^4 - R_i^4) = 0,1219438m^4 \quad [12]$$

$$A = \pi \cdot (R_e^2 - R_i^2) = 1244,07cm^2 \quad [13]$$

El valor final de la tensión máxima es:

$$\sigma = \frac{1,055 \cdot 10^6}{0,1219438} \cdot 1 + \frac{667080}{0,124407} = 14,0136MPa \quad [14]$$

Tenemos que dimensionar con un coeficiente de seguridad de 1,5 según la NBE por lo que la tensión máxima no puede ser mayor que $235/1,5=156,66MPa$.

Se puede comprobar que el valor que hemos obtenido es notablemente menor que los 236,66MPa. Esto significa que la torre aguanta sin problema aunque la fuerza del viento sea la mayor vista nunca en nuestro emplazamiento.

3.4. DESPLAZAMIENTO DE LA TORRE

El desplazamiento horizontal será máximo, al contrario que la tensión máxima, en el punto más elevado de la torre.

El desplazamiento horizontal es lógicamente mucho menos relevante y mucho menor, pero también se ha tenido en cuenta.

Para realizar estos cálculos, se ha empleado el método matricial de rigidez. Para ello, en función del área, longitud e inercia se ha obtenido la siguiente matriz de rigidez en ejes locales.

Klocales

326568375	0	0	-326568375	0	0
0	600192,1406	24007685,63	0	-600192,1406	24007685,63
0	24007685,63	1280409900	0	-24007685,63	640204950
-326568375	0	0	326568375	0	0
0	-600192,1406	-24007685,63	0	600192,1406	-24007685,63
0	24007685,63	640204950	0	-24007685,63	1280409900

Tabla 17: Matriz de rigidez local (Fuente: Propia 2022)

Como la torre está en posición vertical, nuestros ejes locales no coinciden con los globales, por lo que se ha multiplicado dicha matriz por la matriz de rotación correspondiente, obteniendo una nueva matriz global.

Kglobales

600192	0	-24007686	-600192	0	-24007686
0	326568375	0	0	-326568375	0
-24007686	0	1280409900	24007686	0	640204950
-600192	0	24007686	600192	0	24007686
0	-326568375	0	0	326568375	0
-24007686	0	640204950	24007686	0	1280409900

Tabla 18: Matriz de rigidez global (Fuente: Propia 2022)

Para calcular las cargas totales que recibe la estructura tendremos en cuenta el peso de 667080N de la góndola y tendremos que empotrar por ambos lados la torre para obtener las fuerzas de empotramiento provocadas por la fuerza del viento distribuida de 329,85N/m.

Las cargas totales son las aplicadas directamente sobre los nudos menos las fuerzas de empotramiento. Y multiplicando las cargas totales por la matriz de desplazamientos inversa, obtenemos en m y en rad los desplazamientos de la parte superior de la torre.

	Desplazamientos	
Horizontal	0,065948881	m
Vertical	-0,002042696	m
Giro	-0,001099148	rad

Tabla 19: Desplazamientos de la torre (Fuente: propia 2022)

Vemos que el desplazamiento máximo de la torre horizontalmente es de unos 6 cm mientras que solo descenderá unos 2mm.

Para comprobar que ese desplazamiento es aceptable, hemos de recurrir a la Norma Básica de Edificación (NBE) para el cual nuestra estructura será válida si cumple lo siguiente:

$$\frac{L}{n \cdot d} > 1 \quad [15]$$

Donde “L” es la longitud de la torre, “n” el coeficiente de seguridad y “d” el desplazamiento máximo.

El coeficiente que se emplea en el caso de estructuras de soporte empotradas es de 500.

Realizando la operación, vemos que se cumplirá para ambos desplazamientos, por lo que la torre cumple los requisitos de desplazamiento.

3.5. PANDEO

Partimos de la ecuación crítica de pandeo:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{L_e^2} \quad [16]$$

Siendo E el límite elástico, I la inercia mínima y Le la longitud de la torre multiplicada por un coeficiente beta, el cual dependerá de si la torre esta empotrada, por los dos extremos empotrada y articulada, doblemente articulada o simplemente empotrada. En nuestro caso, la torre está solo empotrada por un extremo, por lo que nuestro coeficiente será igual a 2.

$$P_{cr} = \frac{\pi \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,1219438}{(2 \cdot 80)^2} = 3142,5987 kN \quad [17]$$

Este será el valor crítico. No obstante, el límite será algo menor y dependerá de la esbeltez reducida. Se denomina esbeltez reducida a la raíz cuadrada del cociente entre la resistencia plástica de la sección de cálculo y la compresión crítica por pandeo.

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{A \cdot f_y}{N_{cr}}} \quad [18]$$

Para saber el valor de f_y hay que consultar la tabla de características mecánicas mínimas de los aceros según la norma UNE EN 10025.

DESIGNACIÓN	Espesor nominal t (mm)				Temperatura del ensayo Charpy °C
	Tensión de límite elástico f _y (N/mm ²)			Tensión de rotura f _u (N/mm ²)	
	t ≤ 16	16 < t ≤ 40	40 < t ≤ 63	3 ≤ t ≤ 100	
S235JR					20
S235J0	235	225	215	360	0
S235J2					-20
S275JR					20
S275J0	275	265	255	410	0
S275J2					-20
S355JR					20
S355J0	355	345	335	470	0
S355J2					-20
S355K2					-20 ⁽¹⁾
S450J0	450	430	410	550	0

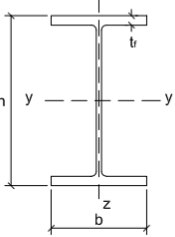
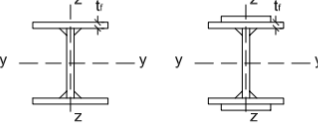
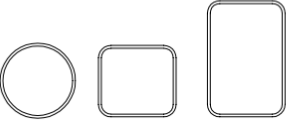
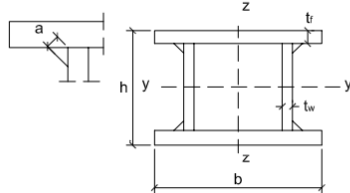
⁽¹⁾ Se le exige una energía mínima de 40J.

Tabla 20: Características mecánicas de los aceros (Fuente: CTE DE SE-A 2008)

El acero empleado es el S235JR y espesor de 40mm, por lo que el valor de la resistencia plástica de la sección es 215MPa.

$$\lambda = \sqrt{\frac{0,124407 \cdot 215 \cdot 10^6}{3142598,7}} = 2,91 \quad [19]$$

En función de la sección transversal, hay varias curvas de pandeo. Hay que consultar la siguiente tabla.

Tipo de sección	Tipo de acero		S235 a S355		S450	
	Eje de pandeo ⁽¹⁾		y	z	y	z
Perfiles laminados en I 	$h/b > 1,2$	$t \leq 40 \text{ mm}$	a	b	a ₀	a ₀
		$40 \text{ mm} < t \leq 100 \text{ mm}$	b	c	a	a
	$h/b \leq 1,2$	$t \leq 100 \text{ mm}$	b	c	a	a
		$t > 100 \text{ mm}$	d	d	c	c
Perfiles armados en I 	$t \leq 40 \text{ mm}$		b	c	b	c
	$t > 40 \text{ mm}$		c	d	c	d
Agrupación de perfiles laminados soldados 			c	c	c	c
Tubos de chapa simples o agrupados 	laminados en caliente		a	a	a ₀	a ₀
	conformados en frío		c	c	c	c
Perfiles armados en cajón ⁽²⁾ 	soldadura gruesa: $a/t > 0,5$ $b/t < 30$ $h/t_w < 30$		c	c	c	c
	en otro caso		b	b	b	b

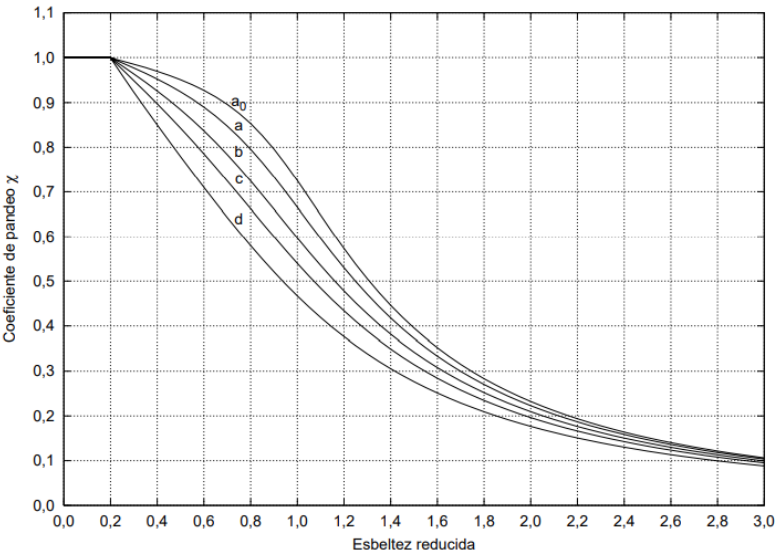


Tabla 21: Curvas de pandeo en función de la esbeltez reducida (Fuente: CTE DB SE-A 2008)

El acero empleado es un tubo de chapa laminado en frío y es un S355, por lo que estaremos en la curva “c”. Por último, sabiendo la curva, obtenemos el valor del coeficiente de pandeo de la siguiente tabla:

Esbeltez reducida	Curva de pandeo				
	a ₀	a	b	c	d
Coeficiente (α) de imperfección	0,13	0,21	0,34	0,49	0,76
≤ 0,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,30	0,99	0,98	0,96	0,95	0,92
0,40	0,97	0,95	0,93	0,90	0,85
0,50	0,95	0,92	0,88	0,84	0,78
0,60	0,93	0,89	0,84	0,79	0,71
0,70	0,90	0,85	0,78	0,72	0,64
0,80	0,85	0,80	0,72	0,66	0,58
0,90	0,80	0,73	0,66	0,60	0,52
1,00	0,73	0,67	0,60	0,54	0,47
1,10	0,65	0,60	0,54	0,48	0,42
1,20	0,57	0,53	0,48	0,43	0,38
1,30	0,51	0,47	0,43	0,39	0,34
1,40	0,45	0,42	0,38	0,35	0,31
1,50	0,40	0,37	0,34	0,31	0,28
1,60	0,35	0,32	0,31	0,28	0,25
1,80	0,28	0,27	0,25	0,23	0,21
2,00 ⁽¹⁾	0,23	0,22	0,21	0,20	0,18
2,20 ⁽¹⁾	0,19	0,19	0,18	0,17	0,15
2,40 ⁽¹⁾	0,16	0,16	0,15	0,14	0,13
2,70 ⁽²⁾	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11
3,00 ⁽²⁾	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09

Tabla 22: Coeficientes de pandeo en función de las curvas (Fuente: CTE DB SE-A 2008)

Usaremos por lo tanto un coeficiente de pandeo de 0,1. El esfuerzo axil máximo es:

$$N = \frac{215 \cdot 10^6}{1,05} \cdot 0,1 \cdot 0,124407 = 2547,381 kN \quad [20]$$

Este valor en ningún caso es superado por el peso de la góndola (667,08kN), por lo que el material seleccionado no sufrirá por pandeo.

3.6. FRECUENCIA NATURAL

El estudio de la frecuencia se realiza para evitar la resonancia. La resonancia es un fenómeno que provoca que un sistema vibre con una amplitud excesiva y pudiendo provocar la ruptura del mismo.

Se va a calcular la frecuencia natural de la torre y se va a comparar con la frecuencia a la que girará el rotor del aerogenerador. Si ambas frecuencias son similares, tendremos riesgo de entrar en resonancia.

Para el cálculo de la frecuencia natural, emplearemos la siguiente fórmula sacada del libro RAO SINGERESU.^{xvi}

$$\omega_n = \beta_n^2 \sqrt{\frac{EI}{\rho A}}$$

[21]

Para una viga empotrada y en voladizo, como es nuestro caso, el valor de βl es 1,875. Por lo tanto, l entra en el denominador de la raíz cuadrada elevado a la cuarta. Obtenemos finalmente:

$$w_n = 1,875^2 \cdot \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,1219438}{7850 \cdot 0,124407 \cdot 80^4}} = 2,81 \text{ rad/s} \quad [22]$$

Esta es la frecuencia de resonancia de la torre en su movimiento horizontal.

La frecuencia de giro del rotor no puede provocar una excitación en la torre a esa frecuencia porque la haría entrar a resonancia. Esto es lo mismo que decir que la velocidad de giro del rotor tiene que ser distinta de este valor.

La frecuencia de giro del rotor dada por el fabricante (Vestas) es de 1,56 rad/s. Habíamos fijado un factor de seguridad de 1,5. Como la frecuencia natural de la torre es casi el doble de grande que la del rotor, daremos el valor como válido.

3.7. CÁLCULOS DE FATIGA

La fatiga se produce cuando una carga cíclica provoca el debilitamiento progresivo de un material. Los fallos por fatiga son muy comunes en ingeniería, porque muchas veces no se pueden prever.

El viento puede venir de lados opuestos alternativamente. Es más, en una zona como la nuestra donde hay dos vientos predominantes y que alternan tanto es muy peligrosa la fatiga a flexión.

El punto donde más va a sufrir la estructura es la base (el empotramiento) pues es donde está focalizada la máxima tensión.

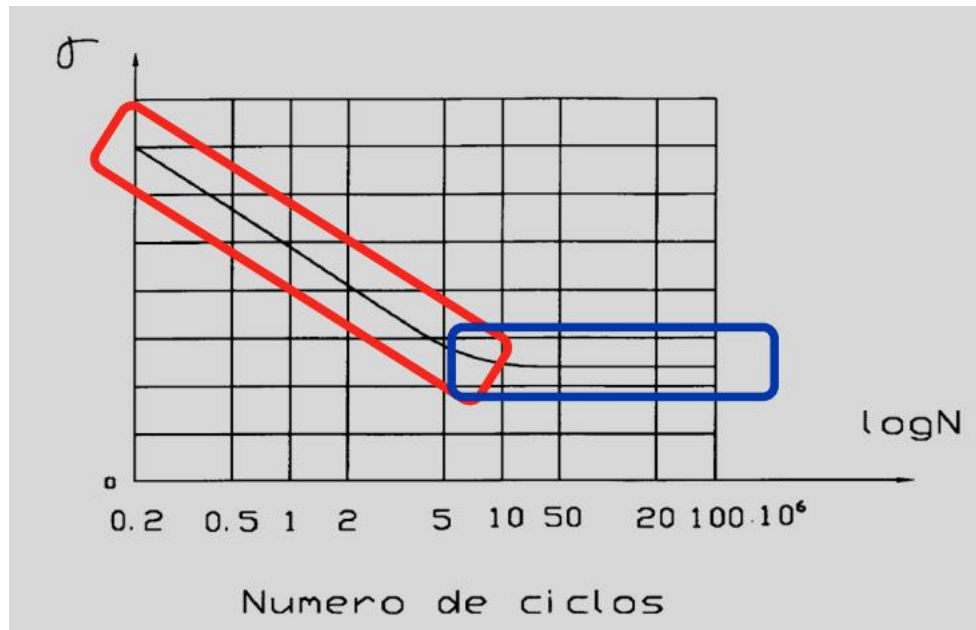


Ilustración 23: Gráfica logarítmica fatiga (Fuente: Universidad Pontificia de Comillas 2022)

Como se observa en la gráfica, la tensión máxima del material (σ_R) se va reduciendo a medida que aumentan los ciclos como se ve en la zona roja hasta que llegamos a un valor de tensión (σ_{fat}) a partir del cual el número de ciclos antes de llegar al fallo es infinito. Para los aceros, el valor de σ_R es el doble que el de σ_{fat} .

Para un diseño seguro, la tensión equivalente no puede ser mayor que la de fatiga, ya que si llegamos al número de ciclos exacto en el cual pasamos a la zona azul de la gráfica, nuestra tensión será superior a la máxima y nuestra estructura se romperá.

Para el cálculo de fatiga hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- Tipo de carga.
- Condición de la superficie.
- Tamaño del objeto.
- Entallas/ranuras.
- Material.

La fórmula que se emplea para el cálculo de la tensión equivalente es:

$$\sigma_{eq} = \sigma_m + \frac{\sigma_f \cdot k_e}{\sigma_{fat} \cdot C_l \cdot C_s \cdot C_t} \cdot \sigma_{alt} \quad [23]$$

Dónde:

- $\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} = 0$
- σ_f : límite elástico con la corrección por espesor mayor de 16mm. (215MPa)
- $\sigma_{alt} = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} = 14,0136 \text{ MPa}$ (ver apartado 3 de este capítulo).
- σ_{fat} : tensión de rotura entre dos.

La tensión de rotura de un acero S235JR de 40mm de espesor es de entre 360 y 510MPa. Escogeremos el valor mínimo para ponernos en la peor situación posible, 180 MPa.

Tensile Strength

Steel Series	Steel Grade (Material Number)	Tensile Strength ($\geq$ N/mm ²)			
		d<3	3 ≤ d ≤ 100	100 < d ≤ 150	150 < d ≤ 250
S235	S235JR (1.0038)	360-510	360-510	350-500	340-490

Tabla 23: Resistencia a tracción del acero S235 EN 1.0038 (Fuente: MaterialMundial 2020)

- C_l , C_s , C_t : correcciones por tipo de carga, por condición superficial y por tamaño respectivamente.

La corrección por tipo de carga es :

- $C_l = 1$ Si tenemos flexión alterna.
- $C_l = 0,65$ Si tenemos esfuerzo axil.
- $C_l = 0,58$ Si tenemos torsión.

Se puede comprobar que la torsión es la peor tensión que se puede aplicar a un material en términos de fatiga. Para nuestro caso $C_l = 1$.

Dependiendo de cómo sea la superficie del material tendremos un valor de C_s u otro. Observamos la siguiente tabla:

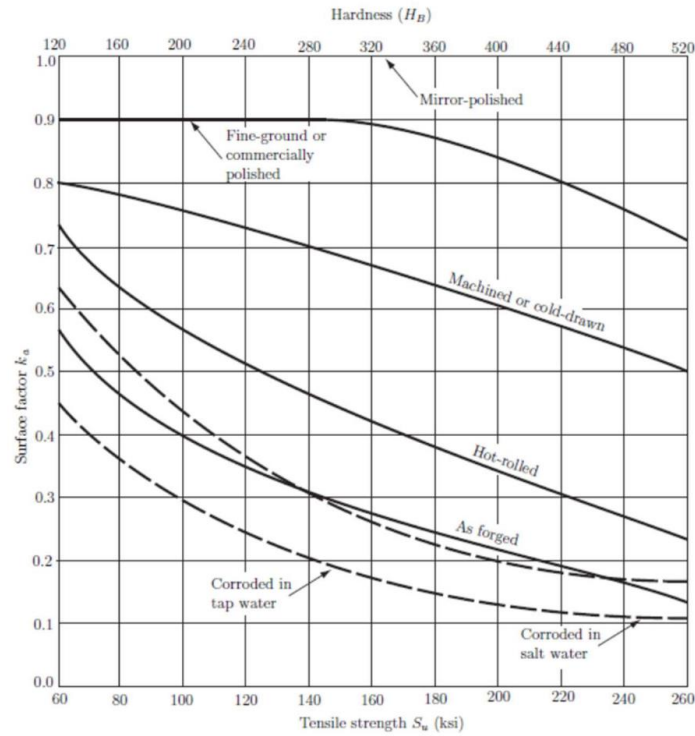


Tabla 24: Corrector de superficie (Fuente: Universidad Pontificia de Comillas 2022)

Elegimos la opción de pulido comercial y con la tensión de rotura de 360MPa (52,2ksi) tenemos el valor $C_s = 0,9$.

Por último, la corrección más sencilla es por tamaño. Para tamaños mayores de 25mm emplearemos el factor $C_t = 0,85$.

$-k_e$: área dividida por tensión. Supondremos que no hay ningún tipo de entalla y lo tomaremos como 1.

El valor final es el siguiente:

$$\sigma_{eq} = \frac{215 \cdot 1}{180 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,85} \cdot 14,0136 = 21,88 MPa \quad [24]$$

Como podemos comprobar, este valor es muy inferior a los 180MPa de la σ_{fat} y nuestro material no sufrirá por fatiga con un coeficiente de seguridad de 8,22.

CONCLUSIONES CAPÍTULO I

Para concluir el capítulo se va a realizar un resumen de todo lo que se ha comentado.

Se ha hecho un análisis del terreno según la normativa y se ha comprobado que pueden instalarse un máximo de nueve aerogeneradores Vestas V90-2MW. Se ha realizado un estudio del viento y se ha tenido en cuenta la ley de Betz para llegar a la conclusión de que cada uno de ellos generará una potencia de 223,459kW.

Se ha hecho también un estudio del viento llegándose a la conclusión de que los aerogeneradores funcionarán 7056h al año. La finca consume al año aproximadamente 3,3GWh, y se emplean 2 aerogeneradores generando un total de 3,15 GWh.

Por otro lado, en la instalación eléctrica, emplearemos dos transformadores, uno por cada aerogenerador para elevar la tensión de relación 0,69/20kV y una potencia nominal de 2,5 MVA.

Para el cableado de media tensión se usarán 650 metros de cable de la marca Eland Cables modelo N2XSH de tensión nominal 20 kV y una sección de 95mm^2 . Estos se encargarán de transportar la electricidad a la subestación eléctrica donde, mediante dos transformadores de relación 20kV/55kV (se colocan dos por si uno de ellos falla), se elevará la tensión a AT.

En la subestación también tenemos las celdas de media tensión de ITESA de tensión nominal 20kV donde se distribuye la energía y se mide para hacer un control.

También se contará con dos transformadores de MT-BT para lograr el alumbrado de la finca entre otras cuestiones que requerirán de alimentación eléctrica de baja tensión. La relación de transformación de los mismos será de 20/0,24kV.

Por último, se tendrán líneas de comunicación de fibra óptica Silex Fiber con 4 fibras de tipo multimodo 62.5/125 de categoría OM1.

Finalmente, en el tercer subcapítulo se han realizado los cálculos de la torre llegando a la conclusión de que tendrá forma de tubo con 2 metros de diámetro en la base y 40mm de espesor, teniendo como material acero S235JR, con un peso de unas 78 toneladas.

La mayor fuerza que podrá realizar el viento es de 329,85 N/m y el esfuerzo axil provocado por el peso de la góndola será de 667,080kN. Con estos resultados se ha comprobado finalmente que no entraremos en resonancia, que la estructura cumple por máxima tensión soportada (Navier), pandeo, fatiga y que los desplazamientos máximos no son excesivos y se sitúan dentro de la normativa.

En el siguiente capítulo se hará un estudio de las placas solares, con las que se pretende generar la electricidad suficiente para complementar a los aerogeneradores y cubrir la demanda deseada.

CAPÍTULO II: INSTALACIÓN PLACAS SOLARES



**PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA
EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA**

INTRODUCCIÓN CAPÍTULO II

En este capítulo se va a realizar un análisis inicial de la situación al igual que se hizo en el primer capítulo con los aerogeneradores.

En el primer apartado del mismo, se va a dar detalle de cuál será el espacio disponible para nuestra instalación, y se realizará un análisis general de las horas de sol en nuestro emplazamiento para poder calcular la energía que se genera y cuantos paneles fotovoltaicos se necesitarían en un primer acercamiento. Los cálculos exactos se llevarán a cabo en el segundo apartado. También se analizará cual debe ser la inclinación de las placas y hacia donde deben orientarse.

Por último, se aprovechará para explicar de forma breve el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y de cómo aprovechan la energía del sol para producir energía.

Posteriormente, en el segundo apartado, se comentarán los módulos fotovoltaicos elegidos y se darán detalles de cuantos paneles se necesitarán colocar para producir la energía necesaria para un autoabastecimiento. Esto se logrará mediante un estudio de la irradiación solar y de las horas de sol pico, a las que se hará referencia en este mismo apartado y se explicará su significado.

Se especificará como han de conectarse los módulos para no superar los límites de funcionamiento.

Por otro lado, se darán detalles de la instalación eléctrica al completo, incluyendo cableado, tensiones, baterías o sistemas de control, explicando de manera clara cuantos se necesitan y facilitando un gráfico representando toda la instalación en vista aérea.

Como conclusión, se elaborará un resumen total con todos los detalles que se hayan estudiado en el capítulo a modo de facilitar el seguimiento del mismo.

1. CONDICIONES Y FUNDAMENTOS DE LAS PLACAS SOLARES

1.1. LOCALIZACIÓN, ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

El terreno del que se dispone para los paneles solares es el mismo que en el capítulo de los molinos de viento. No obstante, se tendrá en cuenta que la ubicación correcta es aquella que no se encuentra a la sombra en ningún momento y hay que cual será la posición del sol durante el día.

Tradicionalmente se dice que el sol sale por el este y se pone por el oeste, pero esto no es así exactamente. Al estar España en el hemisferio norte, lo cierto es que en primavera y verano el sol sale y se pone un poco más hacia el norte y en otoño e invierno, hacia el sur. Esto se debe a la inclinación del eje terrestre y su movimiento de traslación. Tan solo en los equinoccios el sol sale por el este y se pone por el oeste de manera exacta, y el máximo desplazamiento se produce en los solsticios.

Los equinoccios son los días que tanto el día como la noche duran lo mismo y los solsticios en el hemisferio norte son el día con menos horas de sol del año (en invierno) y el día con más horas de sol del año (en verano).

Como nos encontramos en el hemisferio norte, la orientación más adecuada es hacia el sur (hacia el ecuador), ya que estarán apuntando de forma perpendicular hacia el sol cuando ofrece la mayor radiación solar como se puede ver en la ilustración 16.

Se sabe también que dependiendo de la estación del año en la que estemos y también en el lugar del planeta en el que nos encontremos, es más eficiente colocar los paneles con una u otra inclinación. Esto es debido a que el planeta gira alrededor del sol y la manera en la que incide sobre una determinada ubicación no siempre es la misma.

Los paneles se colocan de forma más vertical en invierno y de forma más horizontal en verano, pero existe un método de cálculo que nos permite obtener el ángulo de manera aproximada.

Para el invierno consiste en multiplicar la latitud por 0,9 y añadir 29°. La fórmula quedaría entonces:

$$\text{Ángulo (grados)} = \text{latitud} \cdot 0,9 + 29 \quad [1]$$

Para el verano consiste en multiplicar la latitud por 0,9 y restar 23,5°. La fórmula quedaría entonces:

$$\text{Ángulo (grados)} = \text{latitud} \cdot 0,9 - 23,5 \quad [2]$$

Cada placa solar tendrá su propia coordenada de latitud como es lógico, pero la diferencia en la inclinación será mínima, por lo que se tomará la misma coordenada de latitud ($36,62^\circ$) para todas las placas para realizar el cálculo óptimo.

Por lo tanto nuestra inclinación óptima en invierno será de $61,95^\circ$ y en verano de $9,46^\circ$ siempre apuntando hacia el sur.

Para primavera y otoño, lo más óptimo es restar $2,5^\circ$ a la latitud, por lo que tendríamos que colocarlos a $34,12^\circ$.

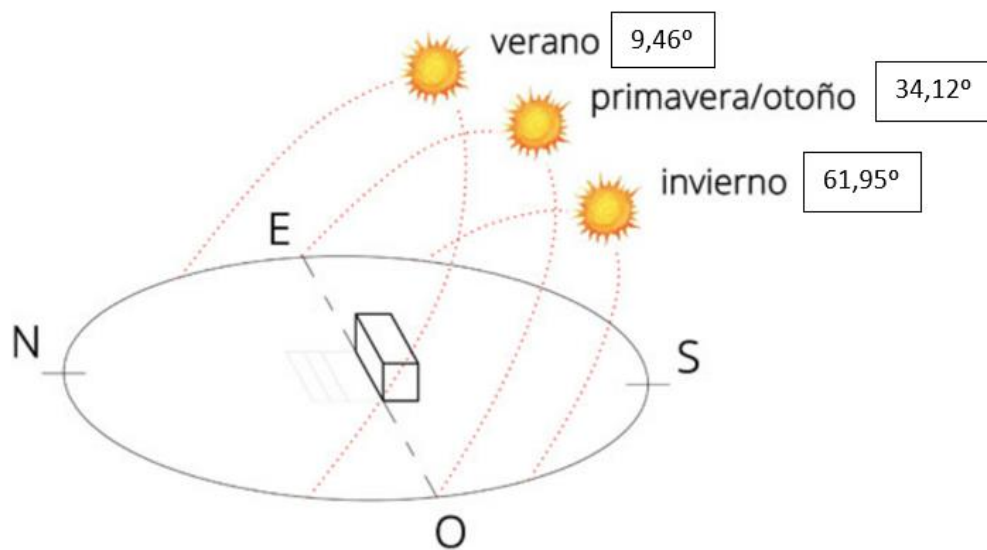


Ilustración 24: Trayectoria del sol en nuestro emplazamiento (Fuente: DiarioRonda/Propia JUNIO 2020)

Esta sería la trayectoria que tendría el sol en nuestro emplazamiento, cada una con su ángulo óptimo de inclinación. Como se puede comprobar, elementos situados al norte de otros difícilmente producirán sombras.

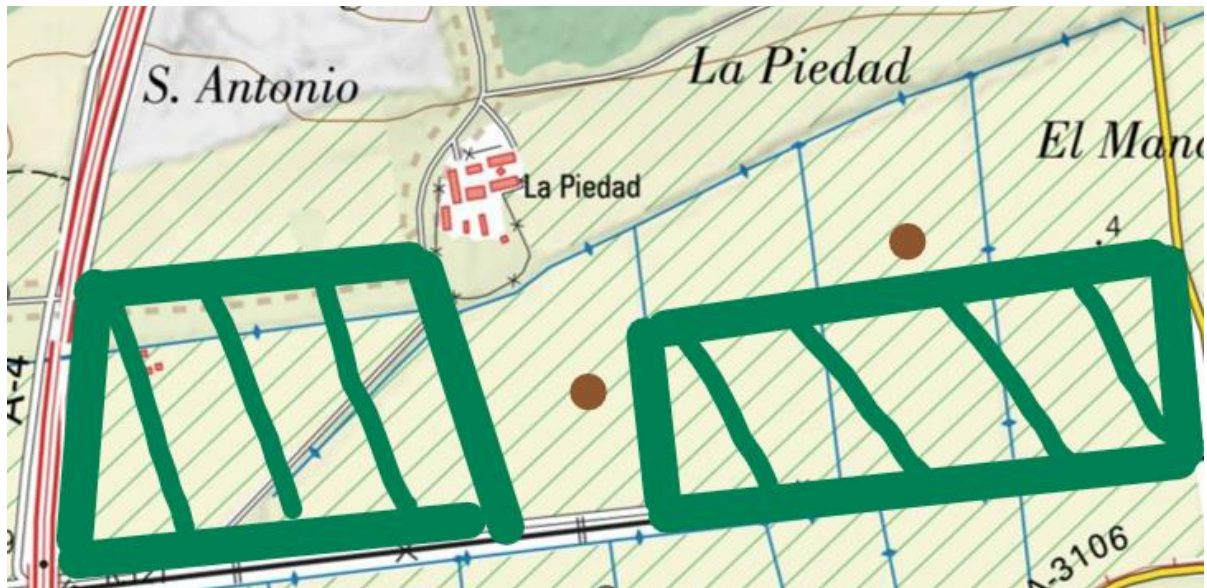


Ilustración 25: Espacio disponible para paneles solares (Fuente: Instituto Geográfico Nacional 2022)

Analizando la situación de la finca con los molinos ya instalados, nos quedan unas 45,5 hectáreas de terreno disponible para dedicar a los paneles solares. Esto es terreno más que de sobra para una instalación, por lo que nos sobrará espacio para dedicar a otras cuestiones. Más adelante se verá cuanta superficie de esta ocuparemos y cuantos paneles solares tendremos que instalar.

Para aprovechar al máximo los rayos del sol durante todos los meses del año, se colocarán las placas en el ángulo óptimo, que será en de $34,12^\circ$.

1.2. ANÁLISIS DE ENERGÍA PRODUCIDA

La finca consume 3282,5 MWh anuales de media en los últimos 5 años. Con los aerogeneradores cubrimos 3,15 GWh, por lo que buscaremos llegar a esta demanda con los paneles solares.

Un panel solar genera típicamente entre 250 y 300W de potencia. Esta es la potencia que da el fabricante y se produce en las mejores condiciones de funcionamiento.

En Cádiz, hay una media de horas de sol al año de 3.316.^{xvii} Realizando un análisis rápido, podemos decir que en un año, un panel solar típico de 250W genera 829kWh de energía. Para cubrir los 132,5 MWh al año restantes de la finca (los 3,5 GWh iniciales menos lo generado por los molinos), realizando una simple división, llegamos a la conclusión de que necesitaremos cerca de 423 módulos solares. Posteriormente se verá cuantos se necesitan en realidad, ya que dependerá también de la potencia de los módulos seleccionados.

La radiación solar no es la misma en todas las horas de sol, es más, gracias a los avances se puede extraer energía del sol hasta en días nublados mediante la radiación difusa aunque lógicamente estaremos más alejados del óptimo de funcionamiento y

obtendremos menos energía. Por lo que este cálculo no es preciso, pero es un análisis inicial para comprender la situación.

1.3. FUNDAMENTOS BÁSICOS DE FUNCIONAMIENTO

Un panel solar está conformado por varias celdas solares compuestas de una capa de un semiconductor (Si), pero los dopamos de manera que haya semiconductores de tipo P y de tipo N (mediante boro y fósforo por ejemplo) y de esta forma los electrones pueden circular libremente con la energía que se obtiene de los fotones producidos por el sol. Su eficiencia varía entre el 6 y el 22%.

Los paneles fotovoltaicos generan electricidad en forma de corriente continua. La corriente continua se transportará a un inversor para obtener corriente continua y posteriormente, mediante un transformador, se eleva la tensión para que pueda ser enviada a la red de distribución. Como en el caso de estudio también se utiliza esta electricidad para autoconsumo, se utilizará la subestación eléctrica de la que se dio detalle en el capítulo 1 para bajar la tensión y poder consumirla.

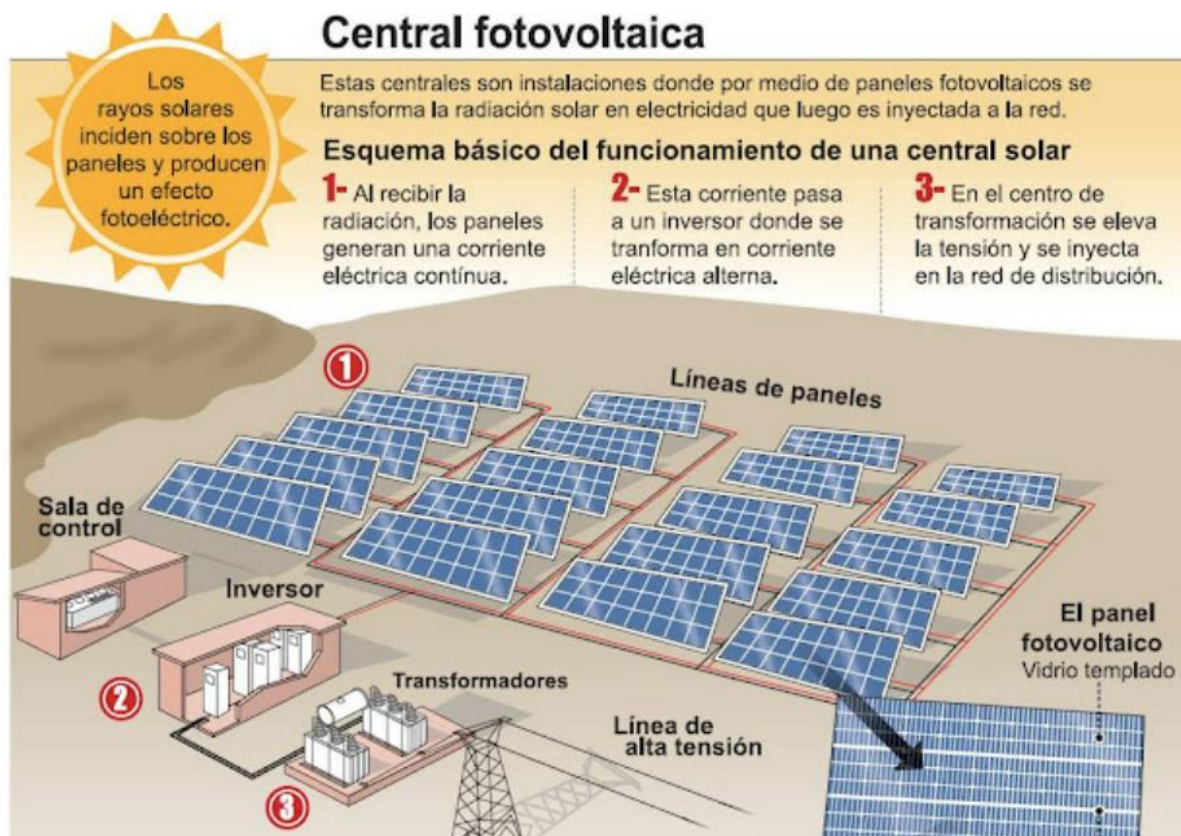


Ilustración 26: Funcionamiento de un parque fotovoltaico (Fuente: Gemin.es ABRIL 2018)

Según el último informe publicado en septiembre 2020, por la Unión Española Fotovoltaica España fue en 2019 el mercado líder en el sector fotovoltaico a nivel

europeo. A nivel mundial ocupa la sexta posición. Esto se debe en buena parte al récord de capacidad instalada tanto en instalaciones de suelo como en autoconsumo. Las plantas en suelo aportaron 4.201 MW de nueva capacidad, y el autoconsumo 459 MW.

2. OBRAS E INSTALACIONES

2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y ESTUDIO DEL SOL

Se van a emplear los paneles solares de la marca SunPower, empresa fundada en 1985 por Richard Swanson. Se ha elegido esta marca debido a su fiabilidad y eficiencia. Según un estudio realizado en 2021, las empresas LG, SunPower y Panasonic lideran el mercado desde hace unos años debido a sus precios, alta eficiencia y su garantía de 25 años, que es hasta 15 años mayor que en otras empresas.

El SunPower Maxeon 3 lidera el mercado en cuanto a eficiencia, llegando a un 22,7%.

Ranking	Fabricante	Power	Eficiencia del Panel
1	SunPower Maxeon 3	400 W	22.7 %

Tabla 25: Clasificación de eficiencia (Fuente: Paneles Solares Barcelona 2021)

También hay que tener en cuenta el coeficiente de temperatura, en lo que la marca SunPower clasifica en cuarto lugar con un coeficiente de -0,29%. Esto significa que se perderá ese porcentaje de eficiencia por cada grado centígrado en el que se supere la temperatura de 25°C. Esto es muy importante en El Puerto de Santa María, ya que es un lugar muy caluroso sobre todo en verano y se pueden alcanzar temperaturas cercanas a 40°C sin problema.

Ranking	Fabricante	Coeficiente Temperatura
1	Panasonic	- 0.26 %
2	Silevo	- 0.27 %
3	Hanwha Q CELLS	- 0.28 %
4	SunPower	- 0.29 %
5	LG	- 0.30 %

Tabla 26: Clasificación coeficiente de temperatura (Fuente: Paneles Solares Barcelona 2021)

Este estudio ha sido realizado por Gerard Prieto y publicado el día 29 de enero de 2021.^{xviii}

Entre todos los modelos, elegimos SunPower Maxeon 3 de 400W, debido a que tienen una potencia algo mayor que los de la serie X, y un precio muy razonable de 310 euros por módulo, aunque estos últimos también eran una opción óptima.

Frente a las células de un panel solar convencional, SPR-MX3 tiene la ventaja de no tener contactos eléctricos delanteros aprovechando la superficie de la célula en su totalidad, tiene base de cobre para protegerse de la corrosión y tiene conexiones gruesas, aumentando la durabilidad.^{xix}

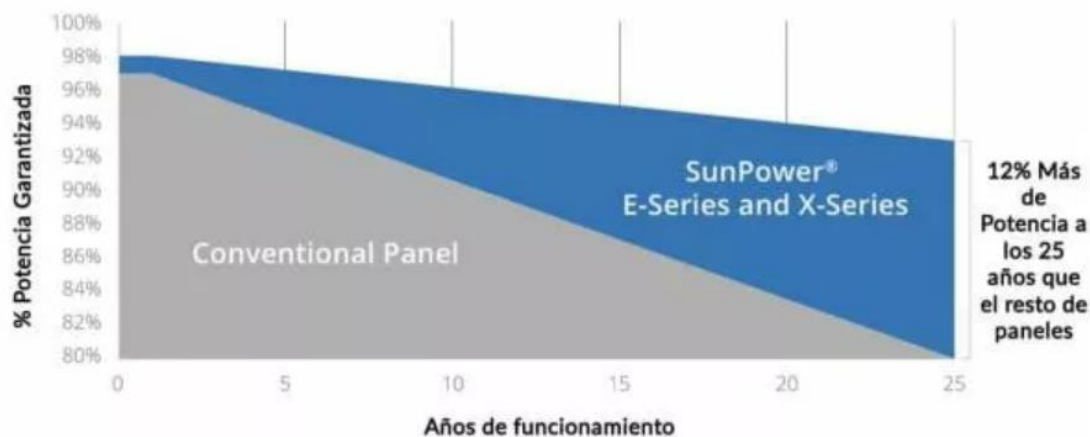


Ilustración 27: Durabilidad de SunPower (Fuente: SunFieldsEurope 2022)

El modelo seleccionado garantiza un funcionamiento más que óptimo tras 25 años, ya que su eficiencia tan solo cae un 0,25% al año como máximo.

	Superficie	Potencia	Eficiencia
SunPower MAX3-400	1.75m ²	400W	22.6%
Panel 260W estándar	1.65m ²	260W	16%

Tabla 27: Comparativa de SPR-MAX3-400 con panel estándar (Fuente: SunFields 2022)

Se observa también que con una superficie muy parecida a la de un panel estándar, la diferencia es abismal en términos de potencia y eficiencia.

Los datos técnicos del modelo seleccionado (SunPower Maxeon 3, 400W) se adjuntan en ANEXO IV al final del proyecto.

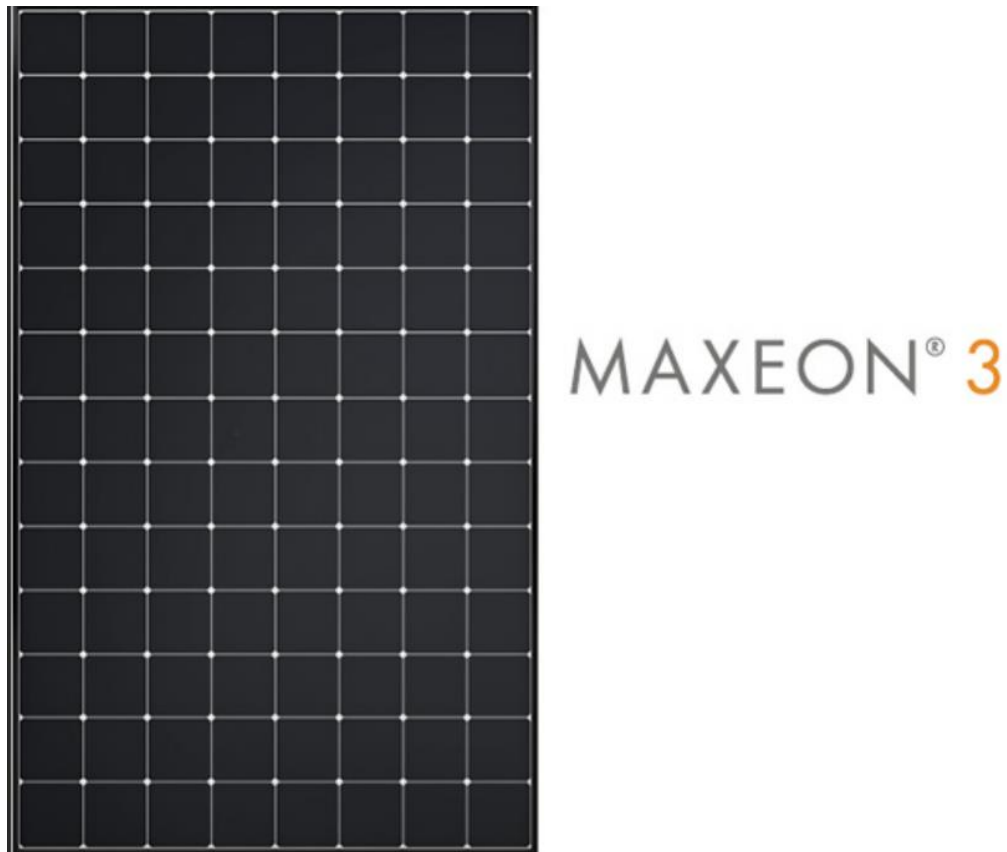


Ilustración 28: SunPower Maxeon 3 (Fuente: SunPower 2022)

Sabiendo esta información, solo faltará hacer un análisis de las horas de sol y su irradiancia para estimar el número de módulos fotovoltaicos a adquirir.

Ciudad	Horas de sol (año)	Irradiación solar
Almería	3.305	6 kWh/m ² día
Cádiz	3.316	6 kWh/m ² día
Córdoba	3.100	5,9 kWh/m ² día
Granada	3.228	6 kWh/m ² día
Huelva	3.527	6 kWh/m ² día
Jaén	3.289	5,8 kWh/m ² día
Málaga	3.248	5,8 kWh/m ² día
Sevilla	3.526	5,9 kWh/m ² día

Tabla 28: Horas de sol e irradiación Andalucía (Fuente: Tarifas Gas Luz NOVIEMBRE 2021)

Se va a realizar un estudio más exhaustivo de la irradiación solar, ya que es importante que sea elevada para que los módulos fotovoltaicos trabajen al 100% de su potencia nominal. Se tomarán datos desde el año 2018 hasta el 2020.

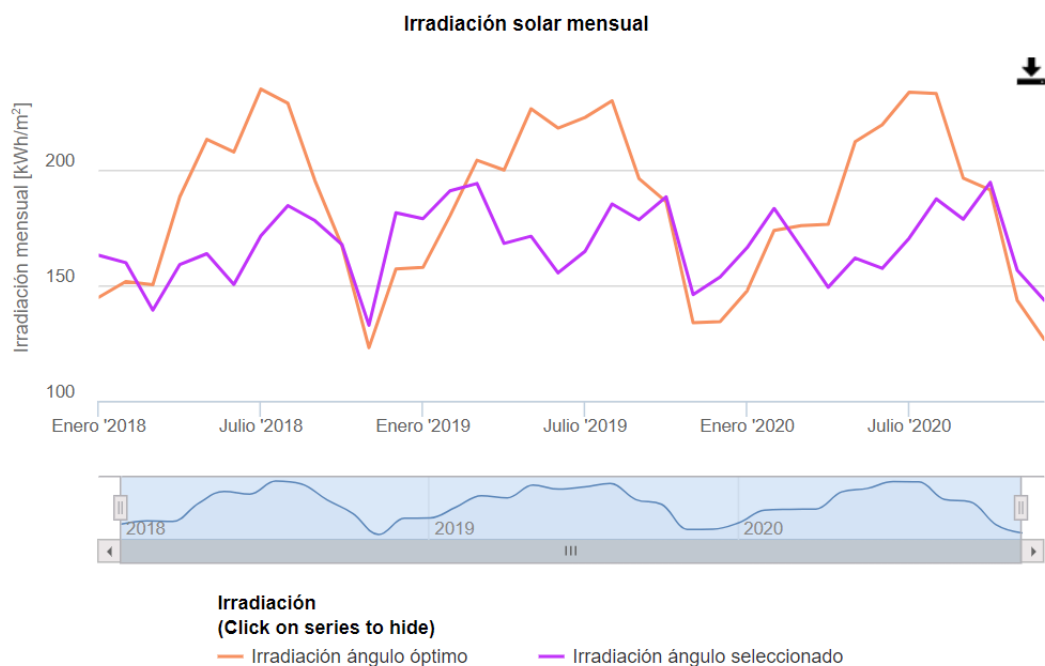


Tabla 29: Irradiación con ángulo de 61,95° (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Commission 2022)

Esta primera gráfica demuestra que la inclinación mayor provoca ventaja en cuanto a la irradiación en los meses de invierno, pero no es el ángulo óptimo en los meses en los que la radiación es más poderosa, por lo que no es rentable.

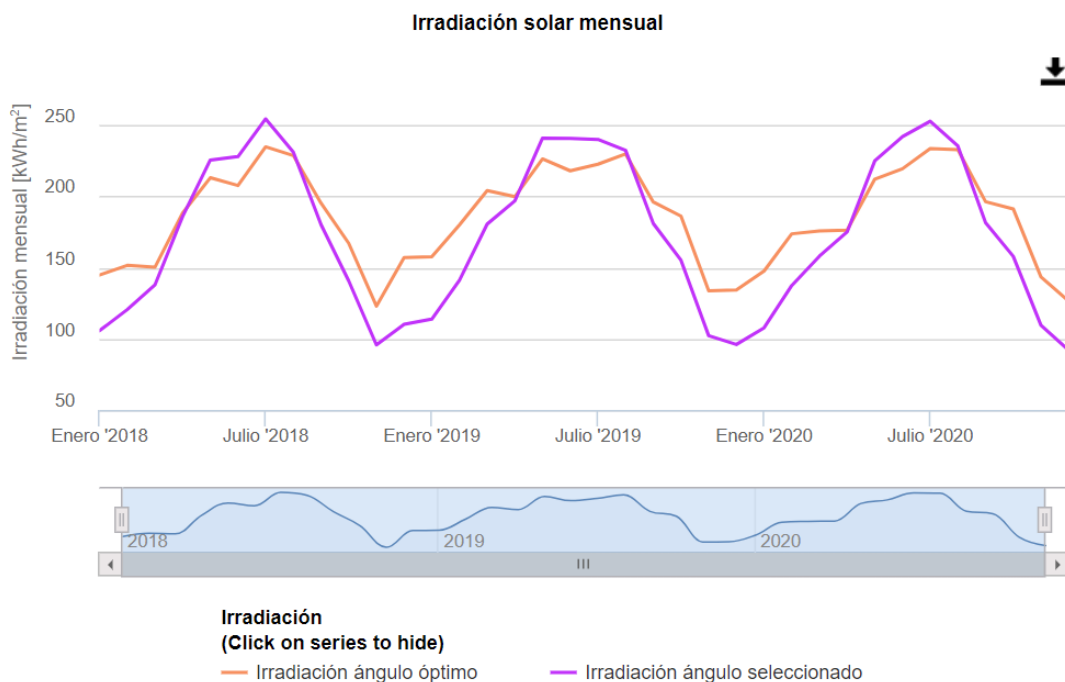


Tabla 30 : Irradiación con ángulo de 9,46° (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Commission 2022)

Esta segunda gráfica es interesante para demostrar que con ángulos pequeños se obtienen beneficios en los meses de verano, por lo que se pueden considerar rentables. Sin embargo, las pérdidas que se producen en otoño e invierno provocan que no sean tan beneficiosas como el ángulo óptimo. Pese a todo, no se consideraría un error demasiado grave colocarlas de esta manera.

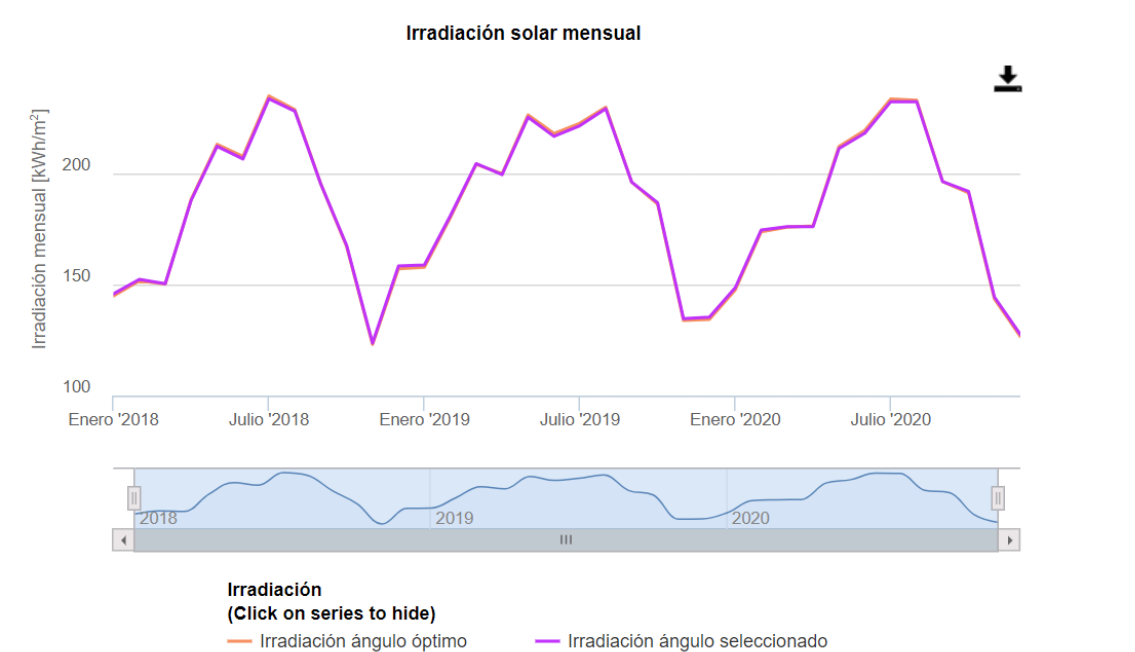


Tabla 31 : Irradiación con ángulo de 34,12° (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Comission 2022)

En esta gráfica las curvas de ángulo óptimo y ángulo seleccionado (34,12°) prácticamente se superponen, por lo que hemos acertado con los cálculos y el ángulo óptimo es correcto según esta fuente.

Irradiación global con el ángulo óptimo				Irradiación global con el ángulo			
Mes	2018	2019	2020	Mes	2018	2019	2020
Enero	144.8	157.7	147.6	Enero	145.79	158.83	148.61
Febrero	151.6	180.02	173.75	Febrero	152.3	180.9	174.57
Marzo	150.24	204.1	175.82	Marzo	150.32	204.41	176.03
Abril	188.31	199.87	176.4	Abril	187.95	199.49	176.05
Mayo	213.15	226.35	212.18	Mayo	212.22	225.31	211.24
Junio	207.68	218.02	219.48	Junio	206.5	216.71	218.19
Julio	234.88	222.64	233.59	Julio	233.62	221.5	232.34
Agosto	228.74	229.83	232.93	Agosto	228.08	229.16	232.25
Septiembre	195.34	196.09	196.34	Septiembre	195.39	196.13	196.37
Octubre	167.09	186.21	191.26	Octubre	167.6	186.83	191.94
Noviembre	122.97	133.79	143.5	Noviembre	123.62	134.56	144.33
Diciembre	157.05	134.26	126.56	Diciembre	158.28	135.25	127.45

Tabla 32: Irradiación mensual con 34,12° en kWh/m2 (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Comission 2022)

La suma de irradiación global en el año 2018 es de $2161,85 \text{ kWh/m}^2$. En 2019 es de $2288,88 \text{ kWh/m}^2$ y en 2020 es de $2229,41 \text{ kWh/m}^2$. La potencia que se necesita dar con los módulos es de 132,5 MWh al año. El informe generado del que se han extraído las gráficas y tablas superiores se encuentra adjuntado como ANEXO V al final del proyecto.

Se necesita saber para calcular el número de paneles solares a instalar las horas de sol pico (HSP), que significa el número de horas en un año en las que las placas estarán recibiendo 1000 W/m^2 . Se observan en el mapa donde se puede ver también la irradiación media al año de cada provincia, aunque los datos de la tabla 31 son más fiables debido a que se sitúan exactamente en el emplazamiento y no hacen una media con el resto de la provincia.

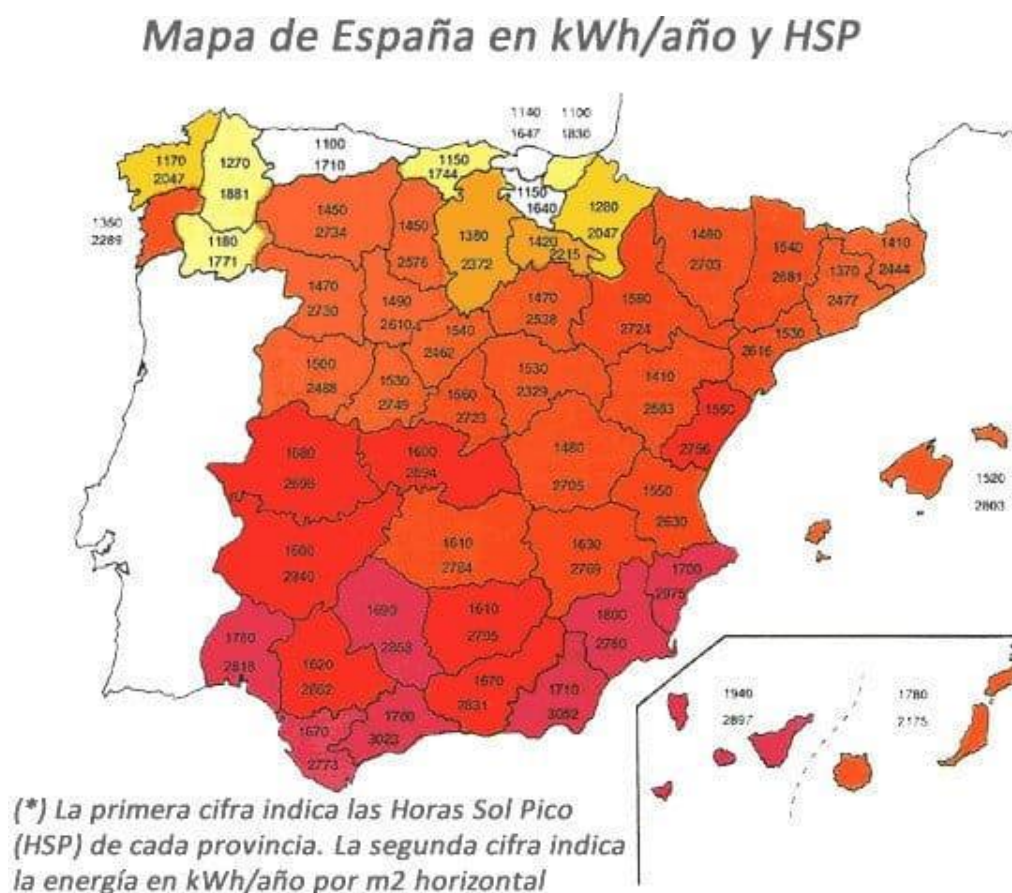


Ilustración 29: Mapa de HSP España ^{xx}(Fuente: SunFields 2022)

Para la provincia de Cádiz se tienen 1670 horas de sol pico.

Dividimos los 132,5MWh anuales entre las HSP y entre el factor global de funcionamiento (PR) que es de 0,9 y obtenemos 88,16kW. Como nuestras placas solares son de 400W, necesitamos 221 paneles solares. Como la tensión de máxima potencia del modelo seleccionado es algo mayor a la de la instalación, redondearemos a 225.

$$n = \frac{MWh(demanda)}{HSP \cdot PR \cdot MW_{pico}} = \frac{132500000}{1670 \cdot 0,9 \cdot 400} = 220,39 \approx 225 \text{ módulos} \quad [3]$$

La tensión instalada es de 48V, por lo que solo las podremos conectar en paralelo para no superarla ya que la tensión nominal de los módulos empleados es muy alta, y dependiendo de la capacidad de los controladores de carga y de las baterías que instalemos, podremos dividirlos en distintos grupos.

Se van a emplear controladores de 100A para que se pueda conectar varios paneles en paralelo sin superar esa corriente. Realizando la división conociendo que la intensidad nominal de los módulos es de 6,07A, se concluye que se podrán colocar 16 paneles en paralelo como máximo.

Por otro lado, las baterías tendrán capacidad de descarga C100 de manera que sea capaz de almacenar más energía como es lógico en instalaciones de este tipo.

Para empezar el análisis, supondremos 25 grupos de 9 módulos solares con conexión en paralelo.

2.2. LA INSTALACIÓN

Una instalación solar fotovoltaica, está conformada por:

- Módulos fotovoltaicos: son las encargadas de recibir la energía del sol mediante la circulación de electrones libres por las capas semiconductoras.
- Baterías: son las que se encargan de almacenar la energía obtenida por los módulos fotovoltaicos.
- Inversor: convierte la corriente continua en alterna para ser utilizada por los elementos de la granja.
- Regulador: se encarga de que se mantenga el correcto funcionamiento de las baterías.
- Soportes.
- Protecciones mediante interruptores diferenciales.
- Cables.

La instalación se realizará a 48V debido a que es un consumo medio-elevado. Si simplemente quisiéramos iluminación bastaría con 24V.

Habrà que colocar un transformador 48/220V para cada uno de los grupos en la subestación para elevar la tensión a la habitual.

2.2.1. INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS EN PARALELO

Como se dijo previamente, los módulos se colocarán en paralelo y en grupos de 9. Esto se realiza juntando todos los cables positivos de cada una de las placas por un lado y todos los negativos por otro para finalmente conectar los cables que unen todos los paneles al regulador de carga.

Para realizar una conexión duradera se emplearán cajas con repartidores de corriente en su interior. La caja se situará bajo los paneles.

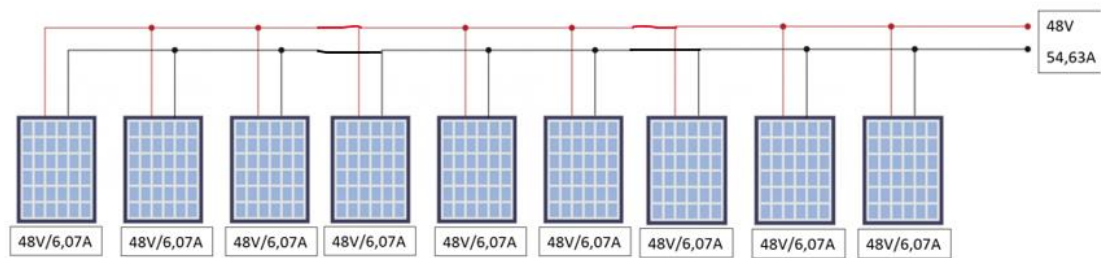


Ilustración 30: Conexión de un grupo en paralelo (Fuente: Propia 2022)

El repartidor de corriente ayudará a ahorrar también metros de cable. Se empleará el modelo de 100A de la marca Eriflex, y se instalará en cada uno de los grupos. Se necesitarán 25.



Ilustración 31: Repartidor de corriente (Fuente: Eriflex 2022)

2.2.2. SELECCIÓN DE BATERÍAS

Las baterías nos ayudarán en el almacenamiento de la energía para emplearla en los momentos cuando no haya sol.

Van a emplearse baterías estacionarias, que consisten en varias pilas de 2V colocadas en serie. Son las recomendadas para consumos medio-altos y son idóneos para los paneles solares.

Se usará la marca Hoppecke, que cuenta con más de 20 años de vida útil y profundidades de descarga de hasta el 20%. También tienen una autonomía de 3 o 4 días.

En un primer análisis van a utilizar baterías con capacidad de descarga C100, en concreto el modelo Power VL 2-690 de 910 Ah. Está conformada por 24 vasos de 2V conectados en serie. Cuando se realice el cálculo se comprobará que no se superan estos 910Ah y se comprobará si hay que cambiar o no las baterías

Se va a emplear una batería por grupo, lo que hace un total de 25 baterías. Primero tenemos que el consumo total es de 132,5MWh anuales. Al pasarlo a consumo diario, se obtiene 363kWh al día.

Pero como hemos dividido en varios grupos, vamos a emplear una batería por cada uno de ellos, es decir, 14 baterías. Cada módulo se encargará de producir 1613,3Wh al día y cada grupo de 9 producirá 14,52kWh al día.

Los días de autonomía serán únicamente dos, ya que es difícil que durante más de un día no haya sol en el emplazamiento.

Se empleará como profundidad de descarga un valor de 0,7 y un factor de corrección de 1,03 como puede ser usual para baterías estacionarias.

$$Cne = \frac{14520 \cdot 1,05 \cdot 2}{0,7} = 43,56kWh = \frac{42560}{48} = 907,5Ah \quad [4]$$

Se observa que las baterías cumplen y por lo tanto el modelo seleccionado es idóneo.



Ilustración 32: Baterías Hoppecke 48V (Fuente: Hoppecke 2022)

2.2.3. SELECCIÓN DE INVERSORES

Lo más recomendado es contar con microinversores ya que si uno de ellos dejase de funcionar, las pérdidas serían mínimas comparado con inversores grandes para un número elevado de módulos solares tal y como se muestra en la ilustración inferior.

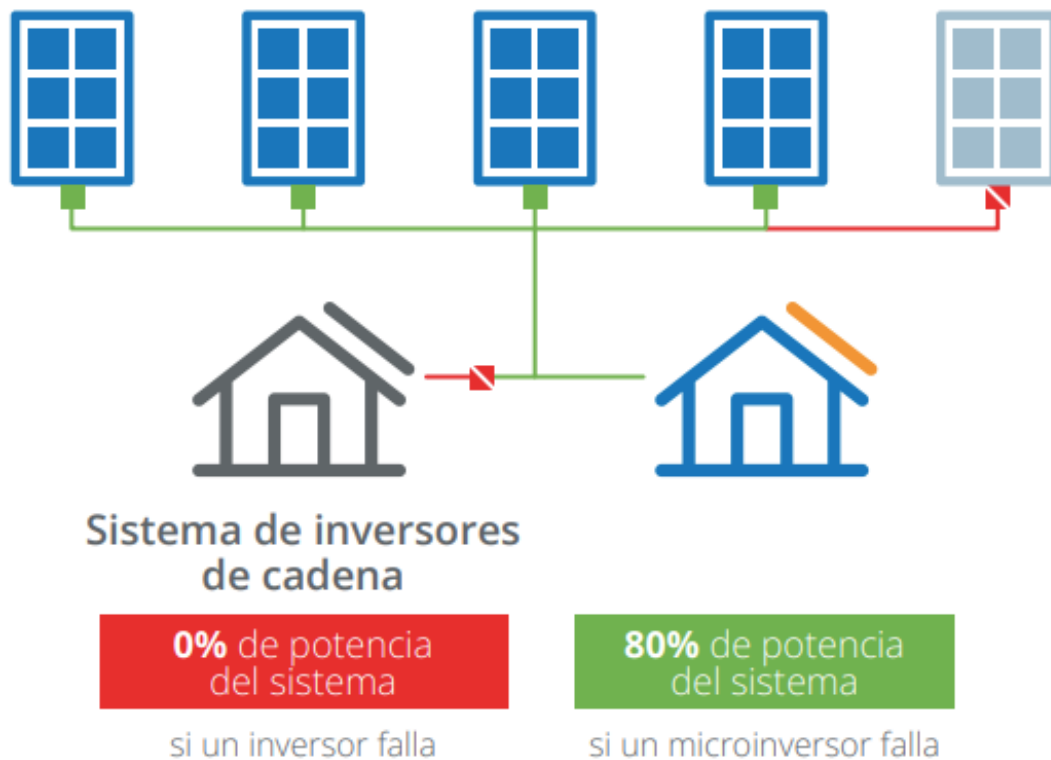


Ilustración 33: Ventaja microinversores (Fuente: SunPower 2022)

Se ha consultado a profesionales del sector y todos recomiendan el uso de microinversores.

Es por ello que se ha decidido colocar 225 microinversores en cada uno de los módulos solares. Al principio es un desembolso mayor, pero asegura un correcto funcionamiento, es más fácil identificar un fallo en el sistema y a largo plazo supone hasta un beneficio económico.

La potencia pico de cada módulo fotovoltaico es de 400W. Para un correcto aprovechamiento de la potencia, la potencia nominal de los microinversores será un 10% menor que la de pico, 360W.

Esto se realiza de esta manera ya que, si bien es cierto que cuando el módulo funcione en las condiciones totalmente óptimas disiparemos algo de potencia, la mayoría de horas del

día se obtendrán beneficios en aprovechamiento que darán ventaja, es decir, se trata de optimizar la curva de producción a largo plazo.

En un sistema de módulos solares, el generador es el inversor, por lo que en su funcionamiento óptimo el máximo de potencia será 360W.

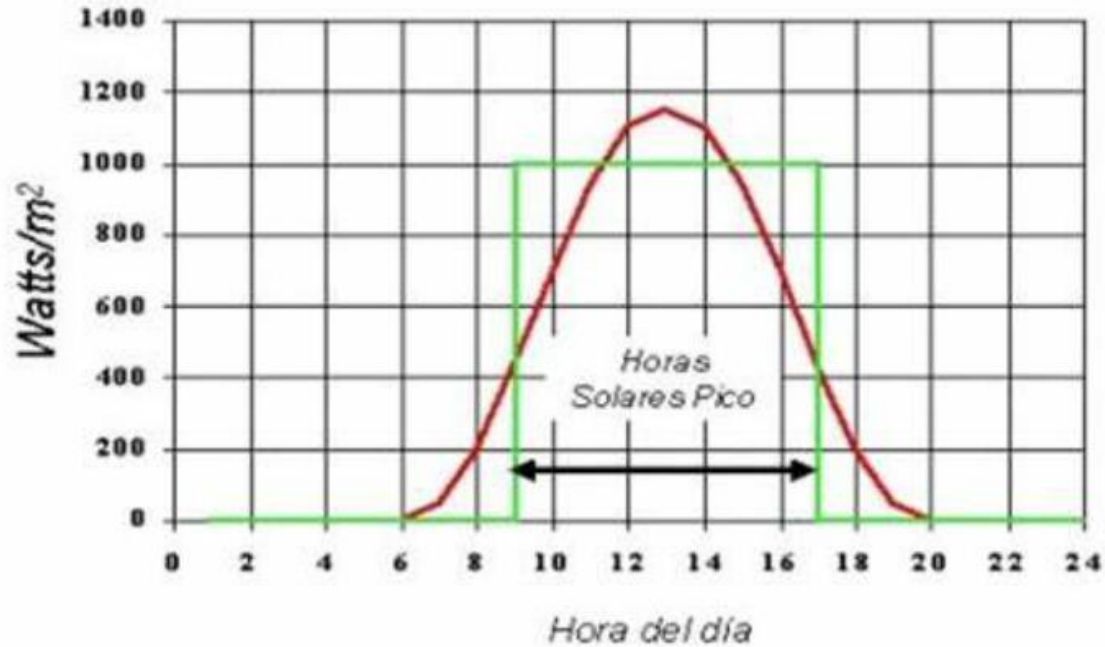


Ilustración 34: Ejemplo aprovechamiento de curva de producción (Fuente: Oocities MARZO 2010)

Se van a comprar 225 unidades del modelo ENECSYS SMI-D360W-72 con su correspondiente ficha técnica.

Enecsys Micro Inverters

SMI-D360W-72

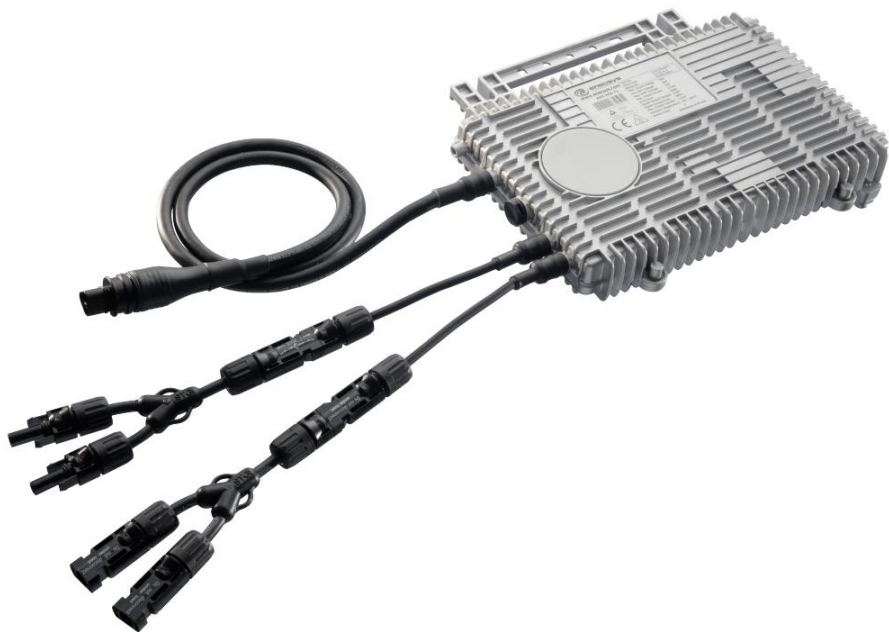


Ilustración 35: Modelo SMI-D360W-72 (Fuente: Enecsys 2022)

Technical Specification		SMI-D360W-72-(see "ordering information" for region code)	
Input Data (DC)			
Nominal Input Power		360W	
Recommended Input Power (STC)		380W	
Maximum DC Voltage		54V	
Minimum DC Voltage		27V	
MPPT Voltage Range		30V - 42V	
Min/Max Start-up Voltage		27V / 51V	
Maximum Input Current		13.4A	
Maximum Input Short-circuit Current		16A	
Output Data (AC)			
Maximum AC Output Power		340W	
Nominal AC Output Current		1.48A	
Nominal Output Voltage		230V	
Nominal Frequency		50Hz	
Power Factor		> 0.95	
Total Harmonic Distortion		< 5%	
Maximum Fault Current		8.5A AC 3ms	
Efficiency			
Euro Efficiency		93.5%*1	
Peak Efficiency		95.4%	
Maximum Night Power Consumption		< 30mW	
Mechanical Data			
Operating Temperature Range		-40°C to +85°C	
Enclosure Rating		IP66	
Dimensions (LxHxW)		262mm x 160mm x 35mm*2	
Weight		1.8kg	
Cooling		Natural Convection	

Tabla 33: Ficha técnica SMI-D360W-72 (Fuente: Enecsys 2022)

2.2.4. SELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA

El regulador o controlador de carga se encargará del correcto funcionamiento de las baterías y del sistema. Su función es medir el punto de máxima potencia (MPPT). Para su elección, se debe calcular la corriente de entrada y de salida del regulador.

Para calcular la corriente de entrada al mismo, se debe multiplicar la intensidad de cortocircuito de uno de los módulos por el número de módulos en paralelo. En este caso se tienen 9 módulos en paralelo.

Empleando un factor de seguridad de 1,25 para evitar daños al regulador, se obtiene el siguiente resultado:

$$I_{ent} = 1,25 \cdot 9 \cdot 6,75 = 75,93A \quad [5]$$

Se emplearán por tanto 25 reguladores de carga MPPT.

El modelo empleado es un X-Roam 100A, 48V. Es el adecuado para la instalación de tener la misma tensión instalada y tener capacidad de sobra superior a los 75,93A que se soportarán como máximo.



Ilustración 36 X-Roam MPPT 100A, 48V (Fuente: XRoam)

La intensidad de salida de cada regulador es la de consumo y se calcula:

$$I_{sal} = \frac{n \cdot \frac{P}{\eta}}{V_{bat}} \quad [6]$$

Donde:

- n : factor de seguridad para evitar daños ocasionales al regulador. Se toma 1,25.
- η : rendimiento del inversor. Se toma 0,95.
- V_{bat} : Tensión de las baterías.
- P : potencia consumida por cada grupo en Kwh/día

$$I_{sal} = \frac{1,25 \cdot \frac{14520}{24}}{48} = 15,75A \quad [7]$$

La intensidad de salida es más baja que la de entrada como era de esperar al tener todos los módulos en paralelo, por lo que el regulador seleccionado es correcto.

2.2.5. CABLEADO

Los cables se encargarán de conducir la electricidad hacia la subestación para posteriormente transportarla al consumo de la finca.

Al contar con microinversores en los paneles solares, la corriente transportada será alterna.

Primero se transportará la corriente hacia las baterías y el regulador, y desde allí irá hacia la subestación.

Se volverá a seleccionar la misma marca que la que empleamos para los aerogeneradores, Eland Cables. Se buscará la sección más adecuada.

Sección Nominal* [mm ²]	Intensidad de Corriente [A] Aire	Intensidad de Corriente [A] Tierra
1 x 4	41	54
1 x 6	53	68
1 x 10	89	89
1 x 16	97	116
1 x 25	121	148
1 x 35	149	177
1 x 50	181	209
1 x 70	221	258
1 x 95	272	307
1 x 120	316	349
1 x 150	360	390
1 x 185	410	440

Tabla 34: Secciones recomendadas por intensidad (Fuente: Electricasas 2021)

La intensidad transportada será la misma que la máxima del inversor calculada previamente. Como los cables son subterráneos bastará con una sección de 10mm^2 .

3. ESQUEMA ELÉCTRICO

Como resumen de toda la obra, se presenta con una vista aérea la instalación y también un esquema eléctrico de la instalación recogida en este proyecto.

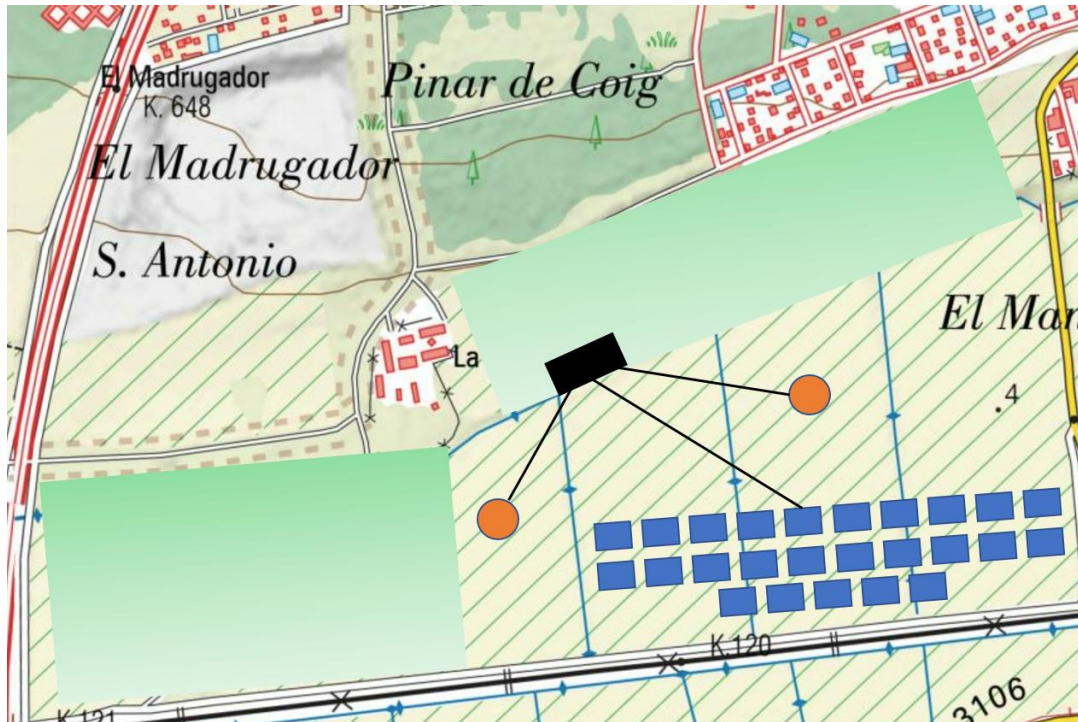


Ilustración 37: Vista aérea del proyecto (Fuente: Propia 2022)

En la ilustración se puede observar de color verde degradado la zona que se empleará al cultivo. A día de hoy solo se cuenta con la de la parte superior pero con los metros cuadrados restantes se puede seguir cultivando ya que hay mucho terreno por aprovechar. Sin embargo, eso no forma parte de este proyecto.

Se tienen también los 25 grupos de 9 paneles solares. Al estar no muy alejados unos grupos de otros, bastará con una sola zanja que lleve todo el cableado hasta la subestación.

En naranja se tienen los aerogeneradores y las tres líneas negras son las tres zanjas que hay que realizar para los diversos cableados subterráneos.

Por último, el rectángulo negro representa la subestación eléctrica desde la que se alimentará la finca.

El cableado que conecta la subestación con la alimentación tanto del riego como del alumbrado y otros elementos de consumo ya existían, por lo que no se tendrá en cuenta en el proyecto.

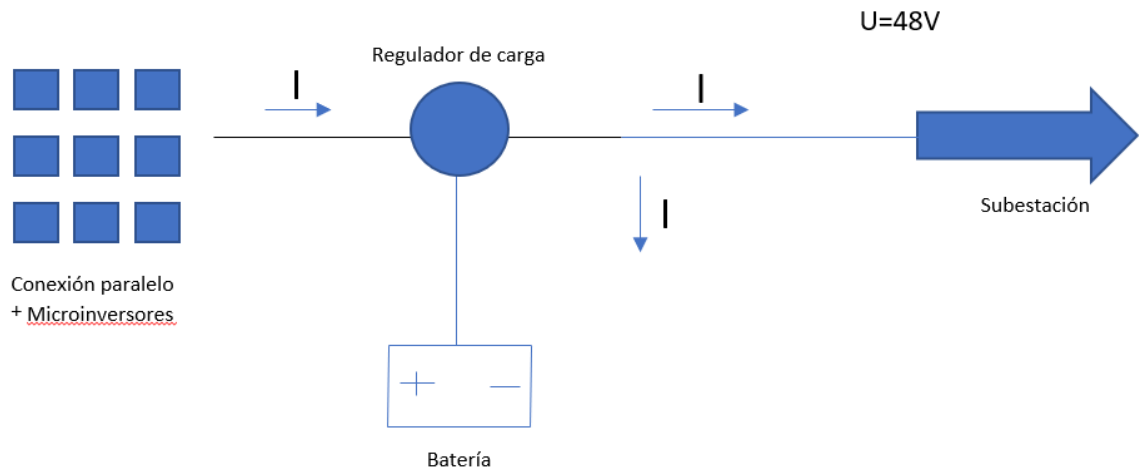


Ilustración 38: Esquema eléctrico (Fuente: Propia 2022)

En el esquema representado se muestran los elementos de uno de los grupos de módulos fotovoltaicos. La intensidad que vaya por los cables dependerá lógicamente de la energía que este entregando el sol y del nivel de carga de las baterías que controla el regulador.

CONCLUSIONES CAPÍTULO II

Como conclusión de este capítulo se va a explicar todo lo que se ha estudiado y calculado al igual que en el primer capítulo.

Se necesitaba completar el autoconsumo, ya que con los dos aerogeneradores no era suficiente e instalar un tercero no saldría rentable puesto que superaríamos con creces el consumo y el precio sería demasiado elevado. Se llegó a la conclusión de que la mejor solución posible era la instalación de módulos solares.

Como en el país del emplazamiento (y más aún en el sur) las horas de sol al año son numerosas y la irradiación del mismo también es elevada, las instalaciones solares son una solución muy buena.

Estos módulos solares que se comentan deben generar un total de aproximadamente 132,5MWh al cabo del año para conseguir un autoabastecimiento, ya que la media de consumo del recinto es de 3282,5MWh y con los aerogeneradores se cubrían 3150MWh.

Tras realizar una serie de cálculos y estudios de la energía solar, se llega a la conclusión de que para generar esa energía en un año se iban a emplear 225 módulos solares de la marca SunPower, modelo Maxeon 3 de 400W de potencia de pico cada uno en 25 grupos que cuentan con 9 módulos conectados en paralelo.

Todos y cada uno de los módulos contarán con un microinversor de forma que si alguno de ellos fallase, la instalación siguiera funcionando casi con la misma efectividad. Los microinversores tendrán una potencia de 360W y la marca seleccionada es Enecsys.

Cada uno de los grupos cuenta con una batería con capacidad C_{100} de 910Ah de la marca Hoppecke, con una tensión total de 48V, la misma que la de la instalación que se realizará.

También existirá un regulador de carga MPPT para cada uno de los 25 grupos, de manera que se controle la carga de las baterías y que no siga su carga cuando ya se encuentran al máximo de capacidad. El modelo es X-Roam y tiene 100A de intensidad máxima que no puede ser superada en ningún caso. También tienen una tensión nominal de 48V al igual que las baterías.

Por último, para el cableado se ha llegado a la conclusión de que con 10mm^2 de sección es suficiente para soportar la intensidad máxima que circulará y la empresa encargada de estos conductores es de nuevo Eland Cables.

Finalmente se ha realizado un esquema explicativo para que se entienda la estética final de la finca y la conexión entre los equipos.

En el último capítulo se va a analizar el precio del proyecto y se va a realizar una comparativa entre la energía solar y la eólica a nivel de precio y rendimiento.

CAPÍTULO III: PRESUPUESTOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS



**PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA
EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA**

INTRODUCCIÓN CAPÍTULO III

En este último capítulo se va a estudiar con detenimiento el presupuesto total, que ha sido analizado con detalle en el ANEXO VI de este proyecto. Se comprobará si se tiene fondo suficiente como para asumir el coste total del proyecto.

Posteriormente se analizarán los resultados obtenidos y se estudiará si el proyecto resulta rentable económicamente tras compararlo con el precio de la electricidad en la actualidad y analizar si el ahorro a largo plazo merece o no la pena.

Por último, se realizará una comparativa de eficiencia entre las dos fuentes de energía empleadas en el proyecto tanto globalmente como en la ubicación en la que se realiza.

1. RESUMEN DE PRECIOS E INVERSIÓN

Para poder analizar los precios, se ha de realizar primero un cálculo presupuestario. Se ha realizado un estudio por separado de la infraestructura eléctrica de cada uno de los dos capítulos principales (instalación de los aerogeneradores y de las placas solares) incluyendo el precio de módulos y aerogeneradores, posteriormente de las excavaciones y cimentaciones y por último de las zanjas. Las tablas de dichos cálculos con el precio final del proyecto se encuentran a continuación:

CAPÍTULO I. AEROGENERADOR E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA:

Cantidad	Unidades	Descripción	€/Ud	Precio total
2	Ud	Aerogenerador Vestas V90-2MW. Altura torre 80m. Diámetro rotor 90m	1.800.000	3.600.000 €
2	Ud	Transformador 0.69/20kV	27.000	54.000 €
2	Ud	Transformador 20/0,24kV	12.500	25.000 €
650	m	Cableado media tensión 95 mm ² N2XSH	75,05	48.782,50 €
TOTAL CAPÍTULO I:				3.727.783 €

CAPÍTULO II. MÓDULOS Y BATERÍAS E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA:

Cantidad	Unidades	Descripción	€/Ud	Precio total
225	Ud	Módulos SunPower Maxeon 3 400W	310,00 €	69.750,00 €
25	Ud	Repartidor de corriente Eriflex	27,20 €	680,00 €
25	Ud	Baterías Hoppecke 48V de 910Ah en C100	1.864,50 €	46.612,50 €
225	Ud	Microinversores 360W	149,00 €	33.525,00 €
25	Ud	Regulador de carga 100A, 48V, 5000W	329,00 €	8.225,00 €
1721	m	Cableado de distribución 10mm ²	20,32 €	34.970,72 €
25	Ud	Transformadores 24/240V	95,90 €	2.397,50 €
TOTAL CAPÍTULO II				196.160,72 €

EXCAVACIONES Y CIMENTACIONES (NO INCLUYE ZANJAS):

Cantidad	Unidades	Descripción	€/Ud	Precio total
60.000	m ²	Desbroce y limpieza del terreno y retirada vegetal	0,47 €	28.200,00 €
25.000	m ³	Excavación y transporte a vertedero autorizado	2,01 €	50.250,00 €
27.000	m ³	Formación de terraplenes	0,90 €	24.300,00 €
100.000	m ³	Relleno, extendido y compactado en tongadas de 25cm	1,15 €	115.000,00 €
22	m ³	Hormigón de limpieza HL-150/B/20, fabricado en central y vertido en bomba	75,04 €	1.650,88 €
210	m ³	Hormigón de cimentación HA-150/B/30, fabricado en central y vertido en bomba	83,95 €	17.629,50 €
156.214	kg	Acero laminado UNE-EN 10025 S235JR, en perfiles laminados en caliente, para aplicaciones estructurales.	1,01 €	157.776,14 €
TOTAL EXCAVACIÓN Y CIMENTACIÓN:				394.806,52 €

ZANJAS:

Cantidad	Unidades	Descripción	€/Ud	Precio total
12457	m ²	Desbroce y limpieza del terreno y retirada vegetal	1,11 €	13.827,27 €
12923	m ³	Excavación y transporte a vertedero autorizado	7,91 €	102.220,93 €
9220	m ³	Relleno, extendido y compactado en tongadas de espesor distinto	2,23 €	20.560,60 €
TOTAL ZANJAS:				136.608,80 €

PRESUPUESTO TOTAL PROYECTO

4.455.358,54 €

La inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto es de cerca de cuatro millones y medio de euros. En un principio se acordó que la cantidad máxima que se podía invertir era de cinco millones, por lo que llevar adelante el proyecto es una posibilidad.

Se puede observar que el precio de la instalación eólica ha sido más elevado que el de la instalación solar, pero esto es completamente lógico ya que son los aerogeneradores los que cubren más del 90% del consumo de toda la finca, mientras que los módulos fotovoltaicos se han instalado para poder completar el autoconsumo sin depender de la red eléctrica.

Como no es posible vender el excedente de energía a la red eléctrica, se ha buscado un acercamiento máximo entre el consumo medio y lo que se va a generar gracias a las energías renovables.

En el próximo apartado se va a analizar el ahorro a largo plazo, para poder comprobar si este tipo de inversiones merecen la pena o sin embargo es más rentable pagar la factura de la luz como se venía haciendo desde hace muchos años.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

En primer lugar vamos a analizar el precio del kWh en España. Al ser PVPC está regulado por el gobierno y sujeto a la oferta y la demanda. Por ello, dependiendo de la hora del día el precio es más o menos elevado. Veamos por ejemplo, el precio del kWh en el día de ayer.



Ilustración 39: Precio kWh día 22/08/2022 (Fuente: TarifaLuzGas)

Es difícil estimar el precio exacto de la luz y más aún a día de hoy, que nos estamos encontrando precios muy elevados en España llegando a superarse máximos históricos.

Se puede observar que el precio medio del día 22/08/2022 era de 38 céntimos el kilovatio hora, pero esto es un precio desorbitado. En el año 2018, se tuvo un precio del kilovatio hora de 24,77 céntimos, que fue el más alto hasta el momento.^{xxi} Posteriormente, la pandemia del COVID 19 provocó una variación en las tarifas, por lo que esos años no se pueden tomar de referencia. Estos últimos meses han tenido precios incluso mayores que los del 2018.

Como no se sabe lo que costará la luz en los próximos años, se va a tomar el precio de 2018 como referencia, aunque se prevé que el coste de la luz siga subiendo debido al encarecimiento de los derechos de emisión de CO2 y la subida del precio del gas.

Como se había estimado, el consumo de electricidad de la finca suele rondar los 3300 MWh cada año. Esto se traduce en 3282500 kWh.

$$\text{Precio anual} = 0,2477 \cdot 3282500 = 813.075,25\text{€} \quad [1]$$

Ese es el precio que aproximadamente ha de pagarse por el consumo cada año. El coste total de la inversión ronda los cuatro millones y medio de euros. Por lo tanto, podemos

decir que en las condiciones esperadas recuperaríamos la inversión en no mucho tiempo. Vamos a calcularlo:

$$\text{Años para recuperar} = \frac{4.455.358,54\text{€}}{813.075,25\text{€}} = 5,48 \text{ años} \quad [2]$$

Se concluye finalmente que, si el precio de la luz se mantiene y no desciende drásticamente (lo cual difícilmente ocurrirá), la inversión es más que interesante a un plazo medio.

Estos cinco años y medio seguramente serán más, debido a que no se ha tenido en cuenta el mantenimiento de los aerogeneradores que se estima como una cantidad fija de aproximadamente 32.000€ por cada uno de ellos. Aun así, la rentabilidad es muy parecida.

3. COMPARATIVA SOLAR VS EÓLICA

Habiendo comprobado que la inversión es factible, se procede a realizar una comparativa entre las dos fuentes renovables empleadas para el proyecto, como son la solar y la eólica.

La respuesta es que dependerá de la ubicación en la que se encuentren. Es lógico que en zonas con fuertes vientos que no varíen su dirección constantemente pero donde las horas de sol son más bien pocas, será mejor idea instalar un aerogenerador que un módulo fotovoltaico, mientras que en lugares con mucho sol y poco viento, será mejor tratar de sacar partido a la energía solar.

También es cierto que constructivamente hablando, es más fácil instalar paneles solares que aerogeneradores y por ello es más probable ver en las casas paneles solares en los tejados que molinos de viento.

En el largo plazo, los módulos fotovoltaicos no requieren mantenimiento, mientras que los aerogeneradores van a necesitar un cuidado especial que requiere un coste. Es por ello que se estima el precio de la generación energía eólica un 30% más elevado que la solar.

Sin embargo para grandes generaciones, los aerogeneradores más potentes son capaces de dar potencias para las que se requerirían miles y miles de paneles solares, por lo que para generaciones muy altas o para venta de energía a la red, es más rentable y sencillo el uso de parques eólicos en lugar de instalar tantos paneles en un parque solar.

Veamos finalmente y a grandes rasgos, si ha sido más rentable para nuestro emplazamiento la energía eólica o la solar.

Como se han aprovechado zanjas ya realizadas y una subestación con celdas de media tensión con la que ya se contaba, se van a excluir las mismas de los cálculos. Nos centraremos en la infraestructura eléctrica.

Para los aerogeneradores se ha invertido un total de 3.727.783€ para producir un total de 3150MWh anuales. Un 95,96% del consumo de la finca.

Para los módulos se ha invertido un total de 196.160,72€ para producir un total de 132,5MWh anuales. Un 4,04% del consumo de la finca.

Con una regla de tres se concluye que si hubiésemos tenido que abastecer el 100% de lo que la finca demanda con los aerogeneradores, el precio sería de 3.884.725,93€ y si se hubiera hecho únicamente con los módulos fotovoltaicos, saldría un total de 4.855.463,37€.

Por tanto en nuestro proyecto resulta más eficiente la energía eólica que la solar, pero teniendo en cuenta detalles como que una de las zanjas de los aerogeneradores ya estaba realizada y que los aerogeneradores requieren mantenimiento nos salen presupuestos muy similares, por lo que ambas opciones son buenas. Además, no hubiera sido posible generar el 100% con los aerogeneradores seleccionados porque poniendo uno más hubiéramos tenido una generación excesiva y el presupuesto se vería altamente afectado.

Las únicas otras soluciones que se podían llevar a cabo en lugar de colocar los paneles solares podrían ser:

- Completar el consumo con aerogeneradores de poca potencia. Aunque se ha visto que, en caso de tener un tipo de ventaja, iba a ser muy pequeña porque los paneles solares funcionan de manera similar en este emplazamiento.
- Completar el precio de consumo con la electricidad de la red. Pero esta solución solo tendría sentido si no se contase con los fondos suficientes como para realizar la inversión completa, ya que se ha visto que a largo plazo es más económico contar con energías renovables que pagar las facturas de electricidad.

En caso de que los fondos finalmente no fueran suficientes siempre cabe la posibilidad de realizar este proyecto por partes y dividir su financiación, ya que los capítulos I y II podrían considerarse independientes.

CONCLUSIONES CAPÍTULO III

A modo de resumen del capítulo, se puede decir que el proyecto es viable y que se disponen de los fondos necesarios para llevarlo a cabo.

Se ha comprobado que con un precio de 0,2477€ el kWh, que fue el precio medio de 2018, el gasto de luz es de 813.075,25€ y que con el presupuesto establecido se tardaría en alcanzar el beneficio menos de seis años, aunque realmente puede ser algo más debido al mantenimiento de los sistemas instalados.

En último lugar, se ha llegado a la conclusión de que no existen ventajas entre la energía eólica y la solar en cuanto a lo económico en El Puerto de Santa María y que ambas tecnologías producen grandes ventajas con respecto a lo que dicta el mercado eléctrico.

ANEXOS:

ANEXO I: AEROGENERADOR

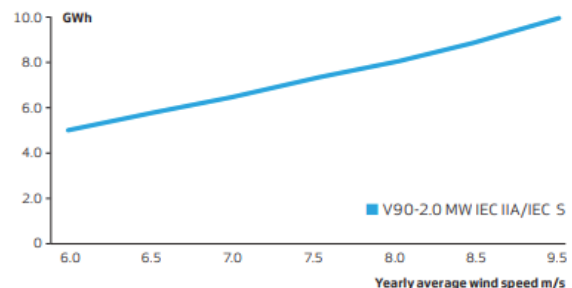
V90-2.0 MW™ IEC IIA/IEC S

Facts & figures

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed
OPERATING DATA	
Rated power	2,000kW
Cut-in wind speed	4m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Re cut-in wind speed	23m/s
Wind class	IEC IIA/IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to 40°C	
SOUND POWER	
Maximum	104dB*
*Sound Power Modes available	
ROTOR	
Rotor diameter	90m
Swept area	6,362m ²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
Frequency	50/60Hz
Generator type	4-pole (50Hz)/6-pole (60Hz) doubly fed generator, slip rings
GEARBOX	
Type	one planetary stage and two helical stages
TOWER	
Hub heights	80m (IEC S) Site and country specific
NACELLE DIMENSIONS	
Height for transport	4m
Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4m
Length	10.4m
Width	3.5m
HUB DIMENSIONS	
Max. transport height	3.4m
Max. transport width	4m
Max. transport length	4.2m

BLADE DIMENSIONS	
Length	44m
Max. chord	3.9m
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
TURBINE OPTIONS	
• Power Optimised Modes up to 2.2 MW (site specific) • Condition Monitoring System • Vestas Ice Detection • Smoke Detection • Shadow Detection • Low Temperature Operation to -30°C • Aviation Lights • Aviation Markings on the Blades • Vestas IntelliLight® • Vestas Bat Protection System	
SUSTAINABILITY	
Carbon Footprint	9.7g CO ₂ e/kWh
Return on energy break-even	9 months
Lifetime return on energy	26 times
Recyclability rate	82%
Configuration 80m hub height and wind class IEC IIA. Depending on site-specific conditions	

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

ANEXO II: CABLES



Click here for more information:
elandcables.com | [NA2XSH / NA2XSEH 12-20 \(24\)kV Cable](#)

Eland Product Group: CX9

APPLICATION

UV resistant Medium voltage cables for distribution networks; also for connection to generation units and plant and process connection. LSZH outer sheath allows internal and external installation including directly in ground and in cable ducts.

CHARACTERISTICS

Voltage Rating U_0/U (U_m)
12/20 (24)kV

Temperature Rating
Permissible operating temperature of conductor: +90°C
Permissible short-circuit temperature up to 5 sec: +250°C

Minimum Bending Radius
15 x overall diameter

CONSTRUCTION

Conductor
Class 2 Stranded Aluminium

Conductor Screen
Semi-Conductive material

Insulation
XLPE (Cross-Linked Polyethylene)

Insulation Screen
Semi-Conductive material

Filler
LSZH (Low Smoke Zero Halogen)

Screen
Copper Wires and Copper Tape

Sheath
LSZH (Low Smoke Zero Halogen) - UV Resistant

Sheath Colour
● Red

STANDARDS

IEC 60502-2,
Flame Retardant according to IEC/EN 60332-1-2
Low Smoke Zero Halogen according to IEC/EN 61034-1/2,
IEC/EN 60754-1/2

ISO/IEC 17025 LABORATORY TESTED

This product is subject to the Quality Assurance protocols of The Cable Lab®, an ISO/IEC 17025 accredited cable testing laboratory. Testing includes vertical flame, conductor resistance, tensile & elongation, and dimensional consistency, verified to published standards and approved product drawings.



REGULATORY COMPLIANCE

This cable meets the requirements of the RoHS Directive 2011/65/EU. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab® as meeting the requirements of the BSI RoHS Trusted Kitemark™.



UK T 020 7241 8787 | F 020 7241 8700 | sales@elandcables.com | www.elandcables.com
International T +44 20 7241 8740 | F +44 20 7241 8700 | international@elandcables.com

technical specification | 3 of 4

ANEXO III: FIBRA ÓPTICA



Cable Fibra Optica Multimodo MM OM1 62.5/125

silexfiber.com/producto/cable-fibra-optica-multimodo-mm-om1-62-5-125/



Cable Fibra Óptica MM OM1 62.5/125 Multimodo

Cable Fibra Optica Multimodo MM OM1 62.5/125

Fibras ópticas multimodo OM1 de 62,5/125 micras de índice gradual. Estas fibras están diseñadas para ser utilizadas a 850 nm y 1300 nm.

Adecuadas para su uso en aplicaciones de cableado como las Redes de Área Local (LAN) con video, datos y voz, utilizando LED, VCSEL o Laser Fabry Perot.

- Fibra óptica multimodo de índice gradual.
- Para uso en las comunicaciones a 850 nm y 1300 nm.
- Recubrimiento de acrilato de doble capa que proporciona protección contra el agua, la temperatura y humedad extremas, permitiendo un fácil pelado de la fibra.
- Cumple con los requisitos mecánicos de Telcordia Generics, documentos Requeridos GR-20-CORE y GR-409-CORE

SKU: CF08218 Categorías: [Cables Fibra Optica](#), [Fibras Internas Tipos](#) Etiquetas: [OM1 62.5/125](#), [Tipos de Fibra](#)

Fibras ópticas multimodo OM1 de 62,5/125 micras de índice gradual diseñadas para ser utilizadas a 850 nm y 1300 nm.

Adecuadas para su uso en aplicaciones de cableado como las Redes de Área Local (LAN) con video, datos y voz, utilizando LED, VCSEL o Laser Fabry Perot.

- Fibra óptica multimodo de índice gradual.
- Para uso en las comunicaciones a 850 nm y 1300 nm.

- Recubrimiento de acrilato de doble capa que proporciona protección contra el agua, la temperatura y humedad extremas, permitiendo un fácil pelado de la fibra.
- Cumple con los requisitos mecánicos de Telcordia Generics, documentos Requeridos GR-20-CORE y GR-409-CORE



Ventajas y beneficios

- Baja atenuación. Proporciona capacidad de fibra expandida y ahorro de costos mediante el uso de Láseres
- Filtros y mayor cantidad de canales. Baja sensibilidad al hidrógeno.
- Extiende el rendimiento a distancia del PMD, reduciendo la regeneración.
- Baja atenuación de 1300 nm (<0.70 dB / km)
- Mayor confiabilidad, durabilidad y rendimiento de envejecimiento, menor costo de mantenimiento.
- Facilidad de uso y flexibilidad

Especificaciones Técnicas

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS VALOR

Diámetro núcleo	62.5 ± 2.5 mm
No circularidad núcleo	≤ 6 %
Error concentricidad núcleo / revestimiento	≤ 1.5 mm
Diámetro revestimiento	125 ± 2 mm
No circularidad revestimiento	≤ 1 %
Diámetro recubrimiento primario	245 ± 10 mm
No circularidad recubrimiento primario	≤ 6 %
Error concentricidad recubrimiento primario	≤ 12.5 mm
Proof Test	≥ 8.8 N / ≥ 1 % / ≥ 100 Kpsi

Características Técnicas

PROPIEDADES OPTICAS

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD	METODO DE ENSAYO
-----------	-------	--------	------------------

Tip./Max. Atenuación fibra individual a 850 nm (*)	3,1 / 3,2	dB/km	UNE-EN 188000-303
Tip./Max. Atenuación fibra individual a 1300 nm (*)	0,9 / 1,0	dB/km	IEC 60793-1-40
Uniformidad Atenuación (Puntos de discontinuidad a 850 o 1300 nm)	< 0,10	dB	
Diferencia de atenuación (1380 nm – 1300 nm)	≤ 1	dB/km	
Ancho de banda OFL a 850 nm	≥ 200	MHz · km	TIA / EIA – 455-204
Ancho de banda OFL a 1300 nm	≥ 500	MHz · km	(FOTP-204)
Apertura numérica	0,275 ± 0,015		TIA / EIA – 455-177
Longitud de onda de dispersión nula	1320 < λ ₀ < 1365	nm	UNE-EN 188000-309
Pendiente de dispersión a λ ₀ (S ₀) (1320 ≤ λ ₀ ≤ 1348 nm)	≤ 0,110	ps/nm ² ·km	IEC 60793-1-42

(*) This parameter is subject to change once the fiber is cabled.

ATENUACIÓN MACROCURVADO

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD	METODO DE ENSAYO
100 vueltas sobre un mandril de 75,0 mm a 850 nm (*)	≤ 0,5	dB	TIA / EIA – 455-62
100 vueltas sobre un mandril de 75,0 mm a 1300 nm (*)	≤ 0,5	dB	

(*) Este parámetro está sujeto a cambios una vez que la fibra está cableada.

PROPIEDADES GEOMETRICAS

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD	METODO DE ENSAYO
Diámetro del núcleo	62,5 ± 2,5	μm	IEC 60793-1-20
No-circularidad del núcleo	≤ 5	%	
Diámetro del revestimiento	125 ± 1	μm	
No-Circularidad del revestimiento	< 1	%	
Error de concentricidad Núcleo- revestimiento (offset)	< 1	μm	
Diámetro recubrimiento primario (No coloreado)	245 ± 10	μm	IEC 60793-1-21

Error de concentricidad Recubrimiento primario- revestimiento (offset)	≤ 8	μm	
PARAMETRO	VALOR	UNIDAD	METODO DE ENSAYO
Ensayo de tracción ("Proof test")	≥1% (100kpsi / 0,7GPa)	%	IEC 60793-1-30
Índice de refracción efectivo de grupo a 850 nm	1.496		EIA/TIA-455-44
Índice de refracción efectivo de grupo a 1300 nm	1.491		
Apertura del revestimiento (Rango / Típico)	2,2 – 4,4 / 3,0	N	IEC 60793-1-32

Comparativa Propiedades Ópticas

		OM1	OM2	OM2 XL	OM3 SL	OM3	OM4	Giga
Coeficiente Atenuación (dB/Km)	850 nm	< 2.5	< 2.5	< 2.5	< 2.5	< 2.5	< 2.5	< 2.5
	1300 nm	< 0.7	< 0.7	< 0.7	< 0.7	< 0.7	< 0.7	< 0.7
Ancho de Banda (MHz x Km)	850 nm	> 200	> 500	> 600	> 700	> 1500	> 3500	> 600
	1300 nm	> 500	> 500	> 1200	> 500	> 500	> 500	> 1200
Distancia Enlace (m)	1000Base-SX	275	550	550	800	900	1100	750
	1000Base-LX	550	550	550	550	550	550	2000
	10GBASE-SX	33	82	82	150	300	550	110
Apertura Numérica		0.200 ± 0.015						
Índice de Refracción	850 nm	1.482						
	1300 nm	1.477						

Aplicaciones

- Los cables de servicio se utilizan habitualmente en CATV aplicaciones para conectar el nodo (aérea o Pedestal).
- Estos cables son se utilizan para empalmar una fibra aérea desde una torre, antena o pedestal montado en un recinto (amplificador, convertidor, transmisor/receptor)

Normas de Calidad

- Estas fibras cumplen con IEC 60793-2-10 A1b.
- Propiedades geométricas conforme a CEI 60793-2-10.
- Propiedades ópticas conforme a IEC 60793-2-10, ISO/IEC 11801, EN 50173, TIA/EIA-492AAAC y EIA/TIA 568-B.
- ISO/IEC 11801: Tipo OM1
- Código de Calidad: SXW11080201O



2011/65/EU RoHS Compliant

Mas información, contacta con nosotros...



Keep
Connecting
Unlimited

SilexGlobalSpainSL | The information contained in this document is accurate to the best of our knowledge and representative of the part described herein. It may be necessary to make modifications to the part and/or the documentation of the part, in order to implement improvements. Silex reserves the right to make such changes as required. Unless otherwise stated, all specifications are nominal. More information info@silexst.com

SilexFiber 2014 © Todos los derechos reservados.

[Aviso legal](#) · [Política de privacidad](#) · [Política de cookies](#) · [Contacto](#)

ANEXO IV: SUNPOWER MAXEON III

SUNPOWER | FROM MAXEON
SOLAR TECHNOLOGIES

MAXEON 3 PANEL SOLAR

390-400 W | Hasta un 22,6% de eficiencia



Idóneo para uso
residencial



Marco negro,
lámina trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Durabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas, desde células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión, hasta una arquitectura eléctrica que mitiga el impacto de la sombra y evita la formación de puntos calientes.



Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.

SUNPOWER



La garantía más larga del sector

Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años¹ respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima annual	0,25%



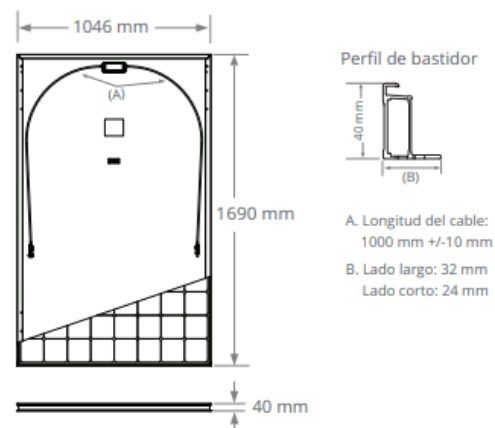
Más información sobre SPR-MAX3-XXX
sunpower.maxeon.com

MAXEON 3 POTENCIA: 390–400 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,6%

Datos eléctricos			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Potencia nominal (P _{nom}) ²	400 W	395 W	390 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,3%	22,1%
Tensión nominal (V _{mpp})	65,8 V	65,4 V	65,0 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,08 A	6,04 A	6,00 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) (+/-3)	75,6 V	75,6 V	75,5 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	6,58 A	6,57 A	6,56 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% / °C		

Garantías, certificaciones y conformidad	
Pruebas estándar ³	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV
Etiqueta Declare IFLI	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ⁴
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ⁵
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM.
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Maxison Gen 3 monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ⁶	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m² en cara frontal
Bastidor	Anodizado negro de clase 1 (máxima calificación AAMA)



Lea las instrucciones de seguridad e instalación.
Visite www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC.
La versión en papel se puede solicitar a través de soportetecnico@maxeon.com.

1 La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.

2 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF.

3. Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.

4 Los paneles Maxeon DC fueron los primeros en recibir la etiqueta Declare del International Living Future Institute en 2016.

5 Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation.

Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

6 Factor de seguridad 1.5 incluido.

Fabricado en Filipinas (células)
Montado en México (módulos)

Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2022 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados.

Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544451 REV A / A4_ES

Fecha de publicación: Marzo 2022

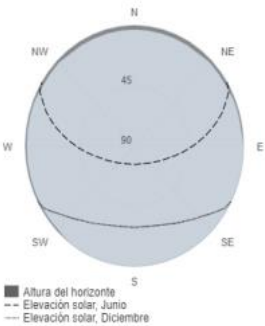
ANEXO V: INFORME DE IRRADIACIÓN



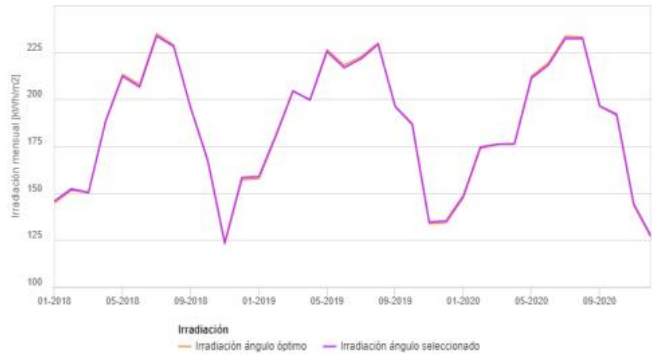
PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

Datos proporcionados	
Latitud/Longitud:	36.625,-6.184
Horizonte:	Calculado
Base de datos	PVGIS-SARAH2
Año inicial:	2018
Año final:	2020
Variables incluidas en este informe:	
Irradiación global horizontal:	No
Irradiación directa normal:	No
Irradiación global con el ángulo óptimo:	Si
Irradiación global con el ángulo 34,12°	Si
Ratio difusa/global	Si
Temperatura media	Si

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Irradiación solar mensual



Irradiación global con el ángulo óptimo

Mes	2018	2019	2020
Enero	144.8	157.7	147.6
Febrero	151.6	180.02	173.75
Marzo	150.24	204.1	175.82
Abril	188.31	199.87	176.4
Mayo	213.15	226.35	212.18
Junio	207.68	218.02	219.48
Julio	234.88	222.64	233.59
Agosto	228.74	229.83	232.93
Septiembre	195.34	196.09	196.34
Octubre	167.09	186.21	191.26
Noviembre	122.97	133.79	143.5
Diciembre	157.05	134.26	126.56

Irradiación global con el ángulo

Mes	2018	2019	2020
Enero	145.79	158.83	148.61
Febrero	152.3	180.9	174.57
Marzo	150.32	204.41	176.03
Abril	187.95	199.49	176.05
Mayo	212.22	225.31	211.24
Junio	206.5	216.71	218.19
Julio	233.62	221.5	232.34
Agosto	228.08	229.16	232.25
Septiembre	195.39	196.13	196.37
Octubre	167.6	186.83	191.94
Noviembre	123.62	134.56	144.33
Diciembre	158.28	135.25	127.45

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2022.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
save where otherwise stated.



Informe creado el 2022/08/18



Ratio difusa a global medio mensual



Ratio difusa/global

Month	2018	2019	2020
Enero	0.31	0.3	0.33
Febrero	0.33	0.26	0.28
Marzo	0.41	0.29	0.41
Abril	0.35	0.3	0.41
Mayo	0.31	0.27	0.29
Junio	0.29	0.24	0.26
Julio	0.23	0.27	0.23
Agosto	0.25	0.25	0.23
Septiembre	0.32	0.31	0.33
Octubre	0.35	0.33	0.3
Noviembre	0.41	0.36	0.34
Diciembre	0.29	0.34	0.39

Temperatura media mensual



Temperatura media mensual

Month	2018	2019	2020
Enero	12.1	11.3	11.9
Febrero	11.6	13.3	15.2
Marzo	13.7	15.9	15.1
Abril	15.3	16.5	16.5
Mayo	18.3	21.4	21
Junio	21.5	22	22.5
Julio	23.8	24.6	27.5
Agosto	27.4	26.3	26.1
Septiembre	25.1	23.9	24
Octubre	19.5	20.1	19.1
Noviembre	15	15.1	16.8
Diciembre	13	13.9	12.7

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ⁱ Galvez Román, Raquel. 2005. Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador. Universidad Carlos III de Madrid.
- ⁱⁱ Pons Tabascar, Roberto. 2016. Proyecto de instalación solar fotovoltaica para bloque de viviendas. Universidad Politécnica de Valencia.
- ⁱⁱⁱ Gil Ojeda, Dyana. 2021. Esia planta solar fotovoltaica. Universidad Politécnica de Cartagena.
- ^{iv} IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- ^v Rufo, F. Catalán. 2008. La generación de energía eólica ya es una realidad en la bahía. Diario de Cádiz
- ^{vi} WIKIPEDIA. Octubre 2021. Anexo: Parques eólicos de España.
- ^{vii} WIKIRIOJA (2022) [¿Cuánto dura el viento de Levante en Cádiz?](#)
- ^{viii} Anónimo. ADURCAL (2022) La regulación sectorial de los parques eólicos. El trámite de prevención ambiental
- ^{ix} WIKIPEDIA. Ley de Betz (2021) [Ley de Betz - abcdef.wiki](#)
- ^x Anónimo. Mayo 2022 ¿Por qué los aerogeneradores son de tres palas? Examinar.net
- ^{xi} VESTAS. Modelo V90-2.0 MW™ (vestas.com)
- ^{xii} [WINDGURU - Buzo](#)
- ^{xiii} [Cables N2XSH / N2XS\(F\)H / N2XS\(FL\)H 12/20kV | Eland Cables](#)
- ^{xiv} [Celdas De Media Tensión - ITESA](#)
- ^{xv} [Cable Fibra Optica Multimodo MM OM1 62.5/125 \(silexfiber.com\)](#)
- ^{xvi} Singiresu S. Rao (2012), Libro de soluciones para las vibraciones mecánicas. Quinta edición.
- ^{xvii} Anónimo. 2022. ¿Cuántas horas de sol hay en cada provincia? HolaLuz. [cambiarcompañíaluz.com](#)
- ^{xviii} Prieto, Gerard. 2021. Los Mejores Paneles Solares del mercado Ranking 2021 - Análisis 2022. Paneles Solares Barcelona.
- ^{xix} [SunPower Maxeon 3 | Panel solar 400W | Distribuidor Oficial \(sfe-solar.com\)](#)

^{xx} J. A. Alonso Lorenzo, 2019. Radiación, Irradiancia, Azimut y Hora sol Pico en Fotovoltaica

^{xxi} Anónimo. 2019. El precio de la electricidad en España en 2018. ABC.es