



UNIVERSIDAD EUROPEA

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

***Estudio transición a un modelo Energético Verde
mediante la Implementación de dos Tipos de Energía como lo son
Fotovoltaica y Eólica, caso práctico “Ciudad Autónoma de Melilla”.***

Trabajo Fin de Máster

AUTORES G13-4:

Juan Bautista López Tirado

Manuel Santiago Quiroz Díaz

Maria Fernanda Triviño Romero

Wilmer José Contreras Graterol

TUTOR:

Ricardo Dorda Laforet



MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES	1
AUTORES G13-4:	1
1.- Resumen	3
2. Introducción y propósito del TFM	4
3. Análisis de Implantación y Selección de Tecnologías de Energías Renovables.	6
4. Cálculos y Definición de tecnología Seleccionadas.	8
4.1 Energía Eólica	8
4.2 Energía Fotovoltaica	25
5. Análisis Financiero del proyecto	35
6. Proyectos alternativos	40
7. Análisis DAFO del proyecto	43
8. Conclusiones	44
10. Anexos	48
10.1 Anexos Energía Eólica	48
10.2 ANEXO ENERGIA FOTOVOLTAICA	71



1.- Resumen

La transición energética, palanca indiscutible que nos permitirá cumplir con la senda que marca el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), hoy es más necesaria que nunca. Mediante el presente estudio, se busca seguir la ruta de la transición energética y un instrumento esencial para impulsar esta transición será la Planificación; En Melilla el tema de la energía es uno de los más importantes de la ciudad y su transición energética una prioridad.

En el presente trabajo, detallaremos los resultados de nuestros estudios realizados y las condiciones para la implementación de dos tecnologías de energías renovables para la generación de electricidad, estas tecnologías son: la Eólica y la Fotovoltaica, siendo escogidas por su nivel de desarrollo y futuro prometedor.

Mediante la implementación de estas tecnologías, proponemos una herramienta, para que Melilla sea una ciudad que aporte de manera significativa, a la disminución de emisión de gases de efecto invernadero y afianzando de esta forma lo establecido en el BOME 5942 del 25 de febrero del 2022 de la ciudad de Melilla, el cuál incentiva a la generación de energía eléctrica por medio de fuentes de energía renovables.

El consumo de energía eléctrica en la ciudad de Melilla, está a la par con el total de electricidad generada, la cual se centra principalmente en un sistema alimentado por combustible fuelóleo y teniendo como combustible auxiliar gasóleo, solo un 3% de la energía eléctrica generada en Melilla, proviene de tecnologías renovables. La falta de interconexión eléctrica incluso de algún proyecto a mediano plazo con España peninsular, deja a la ciudad de Melilla aislada de la red eléctrica española y por ende de sus fuentes de energía renovable.



2. Introducción y propósito del TFM

España como país miembro de la Unión Europea, es parte del pacto verde, por lo que responde al compromiso asumido, aprobando la Ley de Cambio Climático y Transición Energética en mayo del 2021, cuyo objetivo es el desarrollo sostenible, ya que se espera cumplir con lo pactado en el Acuerdo de París, de limitar el calentamiento mundial a 1.5 °C, España debe reducir hasta el 2030 al menos en un 23% respecto al año 1990, sus emisiones de gases de efecto invernadero.

La evolución del sistema energético tiene como propósito la neutralización del carbono y la disminución de los gases efecto invernadero, por lo que uno de sus objetivos es lograr un suministro de energía limpia, asequible y segura, en este caso hablaremos de Melilla ya que es una ciudad autónoma española ubicada a orillas del mar mediterráneo, al norte de África, delimitada por el mar de Alborán y la frontera con Marruecos. Cuenta con una población de 85.170 habitantes, un total de 24.660 hogares, estos datos fueron publicados por el Instituto Nacional de Estadística, INE, en 2022, y una superficie total de 12 Km², en ella tenemos una economía que está fundamentada en la prestación de servicios, siendo sus principales actividades económicas la construcción, que es la de mayor importancia aportando un 8,2 % del PBI, seguida por la actividad industrial que aporta un 6,8 % del PBI.

La generación eléctrica de Melilla se realiza por una central térmica basada en la combustión de combustible fósil (diésel), con 85 MW de potencia instalada y la incineración de residuos con una potencia instalada de 2 MW; Por tanto, la potencia total de generación eléctrica es de 87 MW, la propiedad de la central es de Endesa se caracteriza por poseer una infraestructura que funciona con dos tipos de combustible, el fuelóleo y el gasóleo, este último como combustible auxiliar, lo que nos muestra que la generación eléctrica de la ciudad está monopolizada en el uso de uno de los combustibles fósiles más contaminantes, ubicándola según informe de la agencia Europea de Energía en la séptima instalación más contaminante de toda Europa.



Por todas estas razones debemos contar con las energías renovables en Melilla, ya que ofrecen diversas posibilidades, como es el caso de la energía eólica o la fotovoltaica. En este estudio se plantea el desarrollo de una planta fotovoltaica en la ciudad de Melilla de 9 MWp y una la propuesta eólica describe la implementación de 5 aerogeneradores distribuidos por la ciudad, cuya potencia instalada estará entre los 12.5 y 18 MWp. Es importante resaltar que Melilla, cuenta con restricciones en varios ámbitos, dentro de los cuales encontramos las siguientes:

A) Restricción de Agua, es el principal recurso natural de la ciudad la cual, basa sus limitaciones debido a que en la ciudad de melilla el agua es suministrada por medio de la planta desalinizadora, y para el estudio se requiere del vital líquido, ya que el mismo debe ser tratado y transformado en agua desmineralizada para realizar los planes de mantenimiento preventivo de la planta fotovoltaica los mismos deben ocurrir cada seis meses aproximadamente para que de este modo asegurar la optimización de las condiciones y el mejor rendimiento de los paneles solares.

B) Restricciones aeronáuticas, debido a que Melilla por ser una ciudad costera, existen en ella restricciones de espacio aéreo para el desplazamiento de las aeronaves; este punto lo tomamos en cuenta, con la implementación de la energía eólica, debido a que para la instalación de aerogeneradores, su altura es determinante, es por ello que, según estudios de la zona de distribución de la ciudad, se instalarán en espacios óptimos.

C) Restricciones de suelos, para el desarrollo de las tecnologías a implementar, nos encontramos con esta limitante por ser Melilla una ciudad en desarrollo, es por ello que existen, encontramos áreas protegidas para espacio verde, el espacio aéreo, el espacio marítimo, áreas no urbanizadas, área urbanizadas, áreas para la protección de la flora y fauna, se seleccionó detalladamente según estudios de las normativas el área para desarrollar las tecnologías de energía renovable como lo son: Fotovoltaica y Eólica, de manera que sea de beneficio para la ciudad, respetando las normativas ya establecidas, dichas áreas las detallaremos en el desarrollo del proyecto. Tomando como referencia este avance en el cual la ciudad de Melilla se verá ampliamente favorecida, optando por mejoras significativas de las oportunidades laborales y económicas,



contribuyendo de esta manera positiva a los ámbitos sociales y ambientales, con una participación ciudadana activa, presentando los resultados de su viabilidad, en función a parámetros encontradas; en la explotación de los recursos energéticos renovables, esto con la finalidad de crear una soberanía energética.

3. Análisis de Implantación y Selección de Tecnologías de Energías Renovables.

La ciudad de Melilla es un territorio altamente favorecido en contexto geográfico ya que contiene un alto potencial para la generación de energías renovables, en este apartado estudiaremos las diferentes tecnologías para realizar una selección acorde con los requerimientos de la ciudad. a las tecnologías para la obtención de energías:



Tecnología	Descripción	Aplicación	Ubicación	Restricciones
Energía solar térmica de baja temperatura	Esta tecnología tiene como principal objetivo la obtención de ACS y calefacción para usos industriales, residenciales y comerciales, aprovechando la energía solar térmica mediante el uso de paneles solares y donde las temperaturas son menores a los 80 °C.	Producción ACS / Climatización	Tejados	NO
Energía solar termoelectrica	En este tipo de tecnología, se produce electricidad a partir de la energía térmica contenida en vapor o aire caliente a alta temperatura, el cual se obtiene por concentración de la radiación solar incidente en una superficie reducida y en correspondencia vamos a tener altas eficiencias termodinámicas de conversión en trabajo.	Producción Electricidad	Suelo	Disponibilidad de terreno
Energía solar fotovoltaica	Consiste en la producción de energía eléctrica de origen renovable, sin la necesidad de una interfaz para la conversión, esto se logra con el uso de unas láminas metálicas semiconductoras llamadas células fotovoltaicas, directamente de la radiación solar.	Producción Electricidad	Tejados	NO
			Suelo	Disponibilidad de terreno
			Mar	Restricciones marítimas
Energía eólica	Es el aprovechamiento por el cual se obtiene energía eléctrica mediante el uso de un aerogenerador que transforma la energía cinética de las corrientes de aire en energía mecánica, esto se realiza principalmente gracias al rotor que está conectado a un generador que transforma dicha energía mecánica en eléctrica	Producción Electricidad	Suelo	Disponibilidad de terreno
				Restricciones aéreas
			Mar	Restricciones marítimas
Biomasa	La bioenergía es la transformación de la biomasa en energía, puede ser usada en el ámbito doméstico como a gran escala en forma industrial. Existen diversos tipos de biomasa, lo que permite que se obtengan diferentes productos con los cuales se puede generar electricidad, principalmente mediante métodos termoquímicos y bioquímicos.	Producción Electricidad	Suelo	Disponibilidad de terreno
		Producción ACS / Climatización		Falta de materia prima
		Producción biocombustibles		
Energía geotérmica	Es una energía renovable, es decir que se puede considerar continua e inagotable a escala humana. Se obtiene aprovechando el calor interno de la tierra para obtener electricidad, agua caliente y calefacción.	Producción Electricidad	Suelo	Disponibilidad de terreno
		Producción ACS / Climatización		NO
Energía hidráulica	O energía hídrica, es la contenida en las fuerzas cinéticas y potenciales de las corrientes, salto o mareas de masas de agua. Este tipo de energía renovable posee	Producción Electricidad	Suelo	Falta de recurso
		Almacenamiento de energía		

	un alto rendimiento energético que permite que el coste de generación de electricidad sea muy bajo.			
Energía mareomotriz	Es un tipo de energía hídrica, que transforma la energía cinética de las mareas en energía eléctrica. Este tipo de energía marina se basa en el movimiento de las masas de agua que mueve una turbina y es una alternador el que genera la electricidad.	Producción Electricidad	Mar	Restricciones marítimas
Energía undimotriz	Se puede capturar la energía de las olas para transformarla en energía mecánica que nos permite generar electricidad mediante el uso de un convertidor.	Producción Electricidad	Mar	Restricciones marítimas

Tabla 3.1 Comparativa de las diferentes tecnologías.

Tomando en cuenta las restricciones en términos de territorio y espacio aéreo en la ciudad de Melilla, se ha determinado que la mejor opción para la producción de energía eléctrica es utilizar tecnologías fotovoltaica y eólica. Estas tecnologías han sido seleccionadas por medio de las investigaciones realizadas, que demuestran su capacidad para lograr la autonomía energética de la ciudad. A continuación, desarrollaremos técnicamente el funcionamiento de estas tecnologías.

En Melilla, el clima es templado, con veranos secos y calurosos y muy pocas precipitaciones. Además, la ciudad cuenta con un elevado número de horas de sol al año, aproximadamente 2.600 horas. Este recurso es aprovechado para el desarrollo de la energía fotovoltaica.

Después de realizar estudios estadísticos y evaluar los resultados, se concluye que la implementación de energías renovables en Melilla es altamente beneficiosa tanto para el desarrollo de la economía como para la generación de empleo en la ciudad.

4. Cálculos y Definición de tecnología Seleccionadas.

4.1 Energía Eólica

Datos generales

Melilla posee recursos importantes para la transición a energía verde, por su ubicación geográfica unos de estos recursos naturales es la velocidad de vientos que se encuentra en el orden de media anual entre 19,5 y 25 km/h (4-7 m/s) con predominio de los vientos del norte, por lo que

se plantea un parque eólico en esta zona norte de Melilla para el aprovechamiento de este recurso.

Emplazamiento del Parque Eólico

Mediante el mapa de recurso eólico desarrollado por IDEA, podemos observar que las capacidades de energía eólica existentes, que nos permitirá obtener la mayor densidad de potencia de energía en Melilla, se concentran en la zona norte de la región, siendo ésta la zona más efectiva para la selección del parque eólico, como se muestra en la figura 4.1.1.

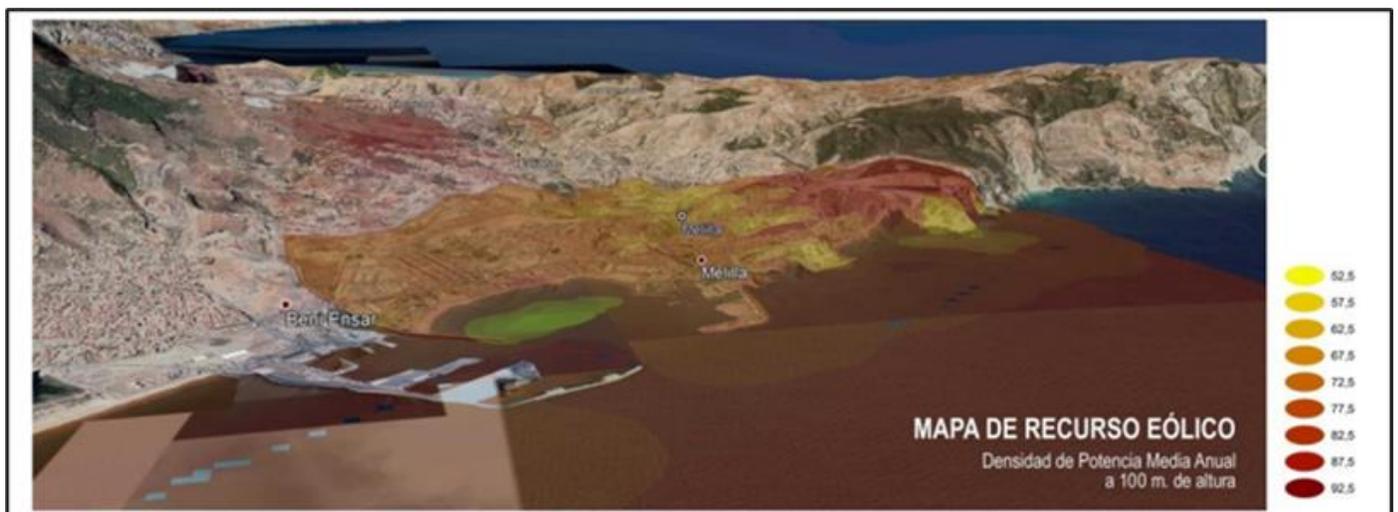


Figura 4.1.1 Mapa de Recurso Eólico – Ciudad de Melilla -Fuente: IDAE y Global Wind Atlas. La escala muestra zonas con densidades W/m^2 a 100 m

Datos de viento eólicos oficiales

Los datos extraídos son publicados en las fuentes principales para usos oficiales:

Mapa Eólico Ibérico, Atlas Eólico Europeo, Atlas Eólico Global: La series de tiempo tomadas por la fuente oficial Mapa eólico Ibérico se encuentra limitada, lo cual solo se pudo extraer los datos del mes de diciembre del año 2020. Dato Anexo B.



Figura 4.1.2 Datos Extraídos – Curva de densidad – Serie de tiempo del mes de diciembre 2020 - Fuente: Mapa Eólico Ibérico

Atlas Eólico Europeo: Datos para el 10 % de las áreas con más viento, los datos de la serie temporales no se encuentran disponibles, por lo que tomo un dato promedio a 100m. Densidad de potencia 480 W/m², velocidad de viento 6.99 m/s a 100 m de altura. Mediante estos datos, se realizó una simulación (Anexo C) haciendo uso del programa RStudio, que permite establecer una serie de tiempo. Como hipótesis de partida se estableció que manteniendo la forma (K) en una distribución normal y solo variando el coeficiente C o Beta que representa la velocidad promedio en un espacio de tiempo (Meses), haciendo uso de la herramienta Excel se calculó el parámetro C o Beta. En la Tabla 4.1.1 podemos ver reflejado los meses con sus respectivas velocidades en m/s y el coeficiente (C o A), a ser calculado. Con estos dos parámetros pudimos simular la serie temporal por cada mes para así poder obtener muestras de 1.447 de cada mes en un periodo de tiempo de 10min, referido en la tabla 4.1.1

MESES	Promedio	Min	Max	media=c*gamma(1+1/k)
Enero	6,134	2,083	8,611	6,724
Febrero	6,523	2,083	9,167	7,150
Marzo	6,292	2,083	8,889	6,896
Abril	5,810	2,083	7,778	6,368
Mayo	5,620	1,667	7,500	6,160
Junio	5,153	1,417	6,944	5,648
Julio	4,713	1,389	6,667	5,166
Agosto	4,537	1,361	6,639	4,973
Septiembre	5,148	1,389	6,944	5,643
Octubre	5,185	1,667	6,667	5,683
Noviembre	6,028	1,944	8,333	6,607
Diciembre	6,176	1,944	8,333	6,769
Promedio	5,610	1,759	7,706	6,149

Tabla 4.1.1: Factor C o A para Distribución Weibull

Con el uso del programa RStudio se desarrolló un algoritmo en lenguaje R, donde podemos obtener las series de tiempo para los meses comprendidos entre enero a diciembre, que permitirá establecer el criterio base del desarrollo del parque eólico en la ciudad de Melilla. Anexo C (código fuente del algoritmo implementado).

Mediante estos resultados figura 4.1.3 obtenidos en Lenguaje R, se ve reflejado los valores por meses de cada distribución de la serie temporal.

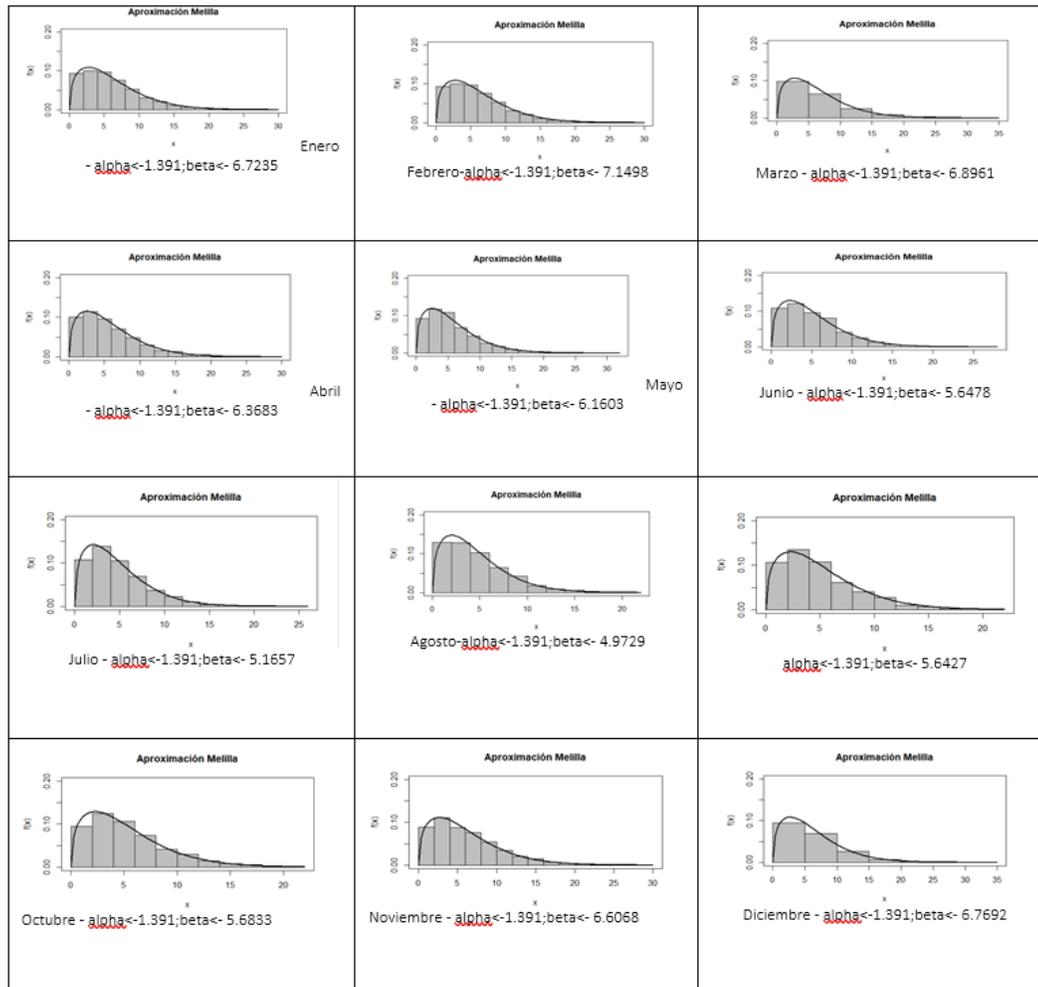


Figura 4.1.3: Distribución de la serie Temporal – Simulación de datos Lenguaje R

Orografía: Mediante la aplicación Global Mapper Anexo D (se explica su utilización para la obtención de la información requerida), en la figura 4.1.4 podemos apreciar las líneas de nivel del área seleccionada, donde podemos apreciar la orografía existente en las zonas de interés.

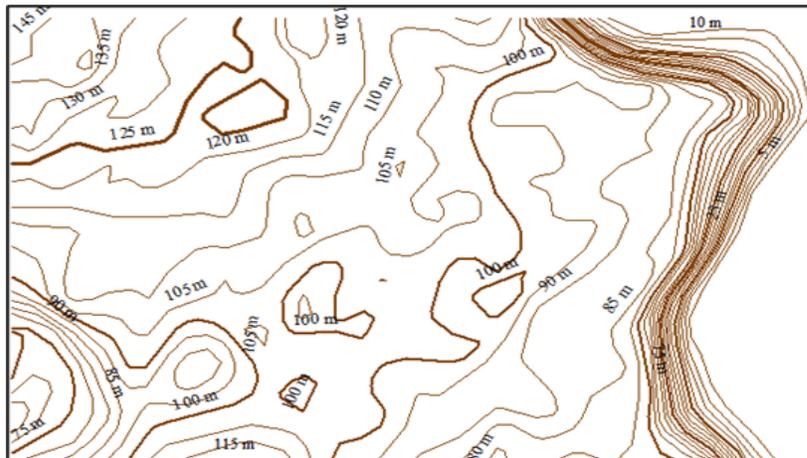


Figura 4.1.4: Líneas de Nivel – Zona Norte de melilla

En la figura 4.1.5 podemos apreciar la zona de interés para el desarrollo del parque eólico, donde se visualiza un terreno rocoso con materiales sueltos arenoso a menor escala y de característica arcillosa, con niveles de diferencia en la zona de rostrogordo pequeñas clasificando el terreno plano para el desarrollo de obra.



Figura 4.1.5 Zona de interés para el desarrollo del parque eólico

Tipo de terreno: Existen tres unidades estratigráficas que se distribuyen a lo largo de la costa comprendida entre el puerto de Melilla y el extremo norte del territorio, denominado zona de Aguadú (Caracterización de las Comarcas Agrarias de España: Tomo 52. Ceuta y Melilla).

Vegetación (rugosidad): El Índice de rugosidad se estima alrededor de 0.1, en la figura 4.1.6 podemos ver reflejado la categoría de esta rugosidad existente en la demarcación seleccionada.

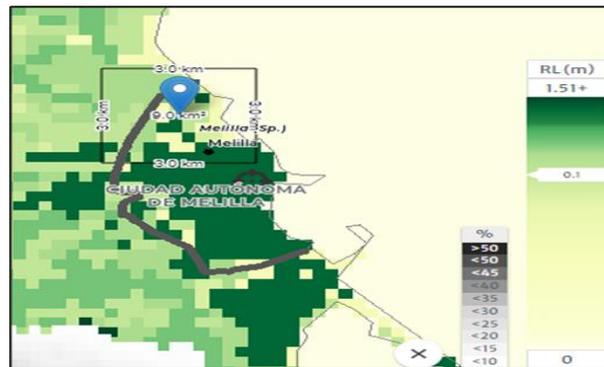


Figura 4.1.6: Rugosidad de la zona Parque Eólico; Fuente: globalwin atlas – Melilla Área de Polígono 1000m2

Interconexión eléctrica: El parque eólico cuenta con un acercamiento a la IDAM (Instituto de Acueductos y Alcantarillados Nacionales) planta desalinizadora de media tensión, la planta se alimenta con la línea de MT de 10 Kv de tensión nominal que viene del puesto de seccionamiento que se encuentra en la ETAP (Estación de Tratamiento de Agua Potable) de la Carretera Rostrogordo, con un recorrido de 200 m aproximadamente. Línea eléctrica de interconexión Parque Eólico, reflejado en la figura 4.1.7.

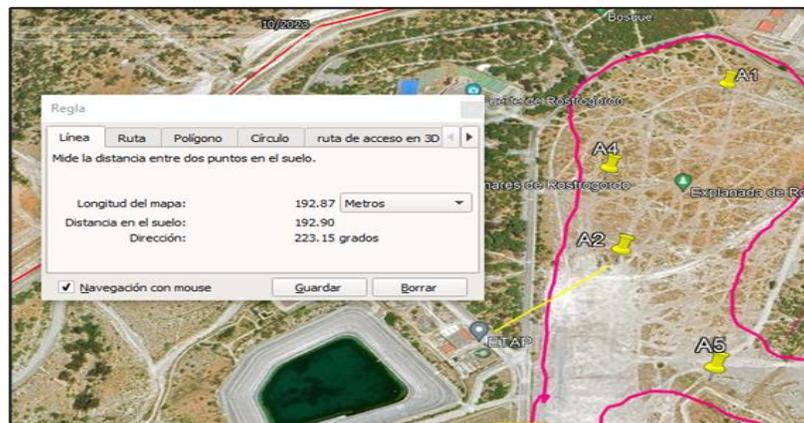


Figura 4.1.7 : Distancia de la línea eléctrica de interconexión Parque Eólico – ETAP

Accesibilidad: Los aerogeneradores serán transportador vía fluvial hasta la costa norte de la ciudad autónoma de Melilla, esta costa posee carreteras que permiten el traslado para su instalación y mantenimiento. En la figura 4.1.8 podemos apreciar la disponibilidad de rutas y caminos a las zonas del parque eólico.



Figura 4.1.8: Rutas y caminos de acceso al parque eólico

Fabricante	Potencia nominal (MW)	Total Parque Eólico (MW)
SWT-3.6-107	3,6	18
Vestas V112-3.3	3,3	16,5
PowerWind PW90	2,5	12,5

Tabla 4.1.2 Potencia a ser Instalada al Norte de Melilla

Interconexión con la Red: El voltaje producido por los Aerogeneradores se encuentra en 490 y 690 V ac (Corriente Alterna). Central eléctrica Endesa Servicios SL, mediante una interconexión con el sistema del IDAM planta desalinizadora de media tensión, la planta se alimenta con la línea de MT de 10 Kv de tensión nominal que viene del puesto de seccionamiento que se encuentra en la ETAP (Estación de Tratamiento de Agua Potable) de la Carretera Rostrogordo.

Tecnología de aerogenerador

Los aerogeneradores son seleccionados de acuerdo a los siguientes criterios, descritos en la tabla a continuación

Características	SWT-3.6-107	Vestas V112-3.3	PowerWind PW90
Potencia nominal	3,600.0 kW	3,300.0 kW	2,500.0 kW
Velocidad del viento entrada m/s	3.0 m/s	3.0 m/s	3.0 m/s
Velocidad del viento de corte m/s	13.0 m/s	25.0 m/s	25.0 m/s
Wind class (IEC)	Ib	Ib	Ib
Densidad de potencia	400.0 W/m ²	335.0 W/m ²	393.0 W/m ²
Altura del buje	80 m	84/94/119/140 m	100 m
Voltaje a la red Voltios (V)	490	490	690

Tabla 4.1.3 Criterios de Evaluación de Tecnología – Turbinas Eólicas

Horas de funcionamiento anual a plena carga

Se estima en horas de funcionamiento anual a plena carga de 7.446 horas/año. Esto se plantea calculando las horas totales anuales multiplicadas por un factor de 0.85 que representa los mantenimientos programados.

Horas Anuales: 8.760; Factor: 0.85

Estimación de Funcionamiento a plena carga: $8.460 \times 0.85 = 7.446$ horas / año.

Podemos observar en la figura 4.1.9, como el modelo de vestas vemos las relaciones Energía, C_p , C_t . Donde la curva de potencia (C_p) refleja sus valores máximos de rendimientos entre 5m/s a 10m/s siendo este 0,48 dentro del límite de betz ($c_{pmax} = 16/27$), los vientos predominantes en melilla en su zona norte se mantienen aproximadamente en 6 m/s por lo que el aerogenerador trabajará en su eficiencia máxima evitando pérdidas significativas y aquí es un punto donde el pitch control el aerogenerador juega un papel importante para mantener al mismo en los valores óptimos. Dentro de ese mismo rango vemos un coeficiente de empuje C_t alto con gran capacidad de dispersión aguas abajo del efecto estela.

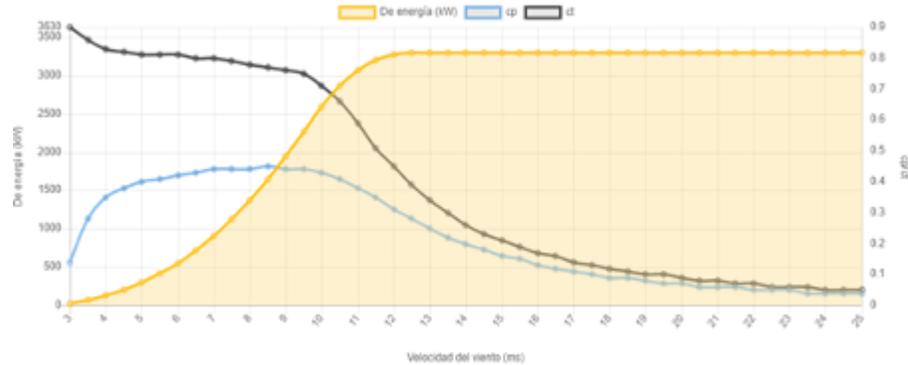


Figura 4.1.9 Curvas de Energía, CP, Ct de Modelo Vestas

Conociendo el emplazamiento procedemos a la distribución de los aerogeneradores con sus coordenadas respectivas, reflejado en la tabla 4.1.4.

AEROGENERADORES MELILLA ZONA 30 S	
LATITUD	LONGITUD
504232	3907950
504098	3907549
504324	3907162
504072	3907726
504220	3907331

Tabla 4.1.4: Coordenadas UTM - Aerogeneradores

Observando su distribución en la zona seleccionada como se representa a continuación, marcando la zona evitando impactar las áreas protegidas con relación a la flora existente, representado en la figura 4.1.10 y 4.1.11



Figura 4.1.10: Zona seleccionada Parque Eólico Melilla

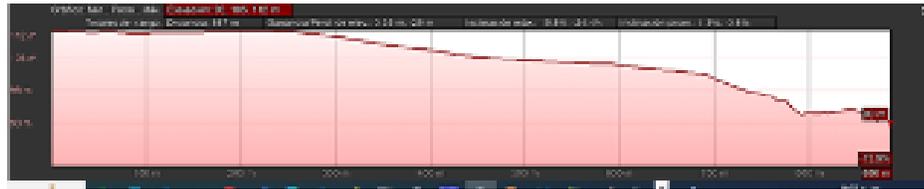


Figura 4.1.11: Perfil de Elevación de los Aerogeneradores

Elevación

A1 = 112 mts, A4 = 111 mts, A2 = 106 mts, A5 = 101 mts, A3 = 90 mts

Distancias entre Aerogeneradores

A1 – A4 = 252 mts, A4 – A2 = 220 mts, A2 – A5 = 223 mts, A5 – A3 = 191 mts

Tenemos que, el diámetro que dibujan las palas en los aerogeneradores por tecnología son:

SWT-3.6-107 --- \varnothing 107mts x 4 = 321mts; Vestas V112 --- \varnothing 112mts x 3 = 336mts

Powerwind PW90 --- \varnothing 90 mts x 3 = 270mts

Estas correcciones fueron realizadas con la herramienta Wasp (gross & wake losses) que permite ir colocando los aerogeneradores en su posición geográfica donde se puedan visualizar menor pérdidas por efecto estela, representado en la siguiente figura 4.1.12

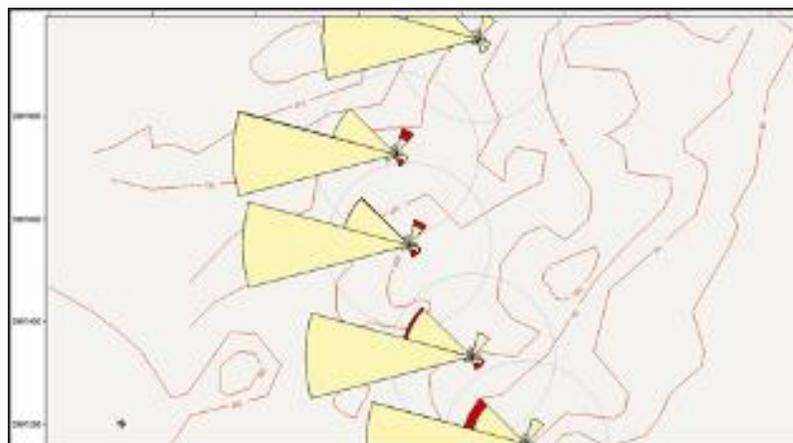


Figura 4.1.12: Efecto estela de los Aerogeneradores

Estimación del recurso eólico disponible. Estudio de Micrositing

Serie de datos de viento de velocidad y dirección en el emplazamiento

Mediante el uso del software windographer, representamos la serie temporal de la campaña de medición en la zona seleccionada. Representación Gráfica de la serie temporal de la campaña de medición con 1477 muestras por mes en velocidad m/s y dirección en grados, representado en el Anexo I (Campaña de Medición).

Modelo digital del terreno en formato compatible con WASP- Global Mapper.

Mediante la herramienta informática Global Mapper me permite realizar las líneas de nivel, haciendo uso al servidor satelital:

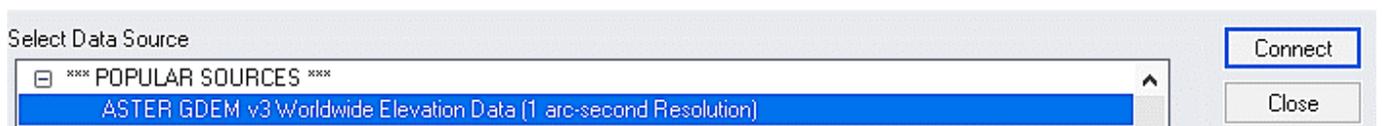


Figura 4.1.13: Servidor satelital Aster GDEM

Como resultado se obtienen las líneas de nivel topográficas de la zona seleccionada como emplazamiento figura 4.1.10, la zona demarcada en color rojo donde se puede apreciar en las imágenes de Global Mapper y Google Earth, es el área que estamos seleccionando para el parque eólico en estudio.

Una vez obtenido el modelo digital se procede a generarlo como imagen en background Map en el software Wasap y trazar las líneas de interés, para así tener la representación digitalizada y calibrada donde estamos realizando la ubicación de los aerogeneradores. Los puntos de

calibración del mapa digitalizado son: **P1:** 504198.73, 3908144.43: **P2** 503989.30 3907145.05: **P3** 504758.19 3907187.28. Reflejado en el Anexo K (Mapa digitalizado Wasp).

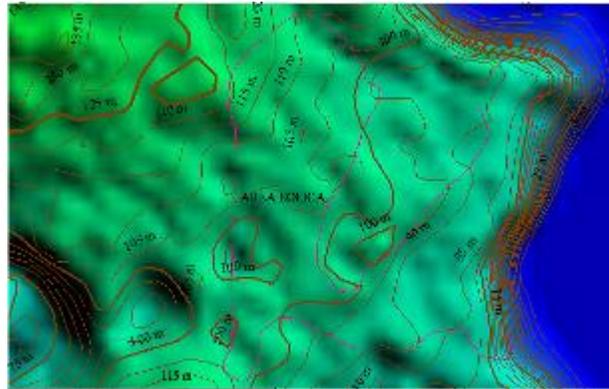
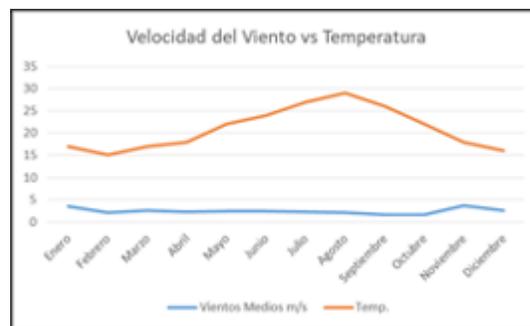


Figura 4.14: Modelo Digital del terreno – Global Mapper

Temperatura media anual del emplazamiento para determinar la densidad del aire.

Considerando 25 grados centígrados la temperatura promedio reflejada en la gráfica 4.1.1 tenemos 298.15 grados kelvin por lo que: $D = 1,18 \text{ g/L}$, para la aplicación del trabajo de grado se trabajó con **1,20 g/L**. Anexo J (Cálculo de Densidad).



Gráfica 4.1.1: Temperatura Vs Velocidad del viento

Curvas de potencia y de coeficientes de empuje a la densidad del emplazamiento para cada una de las tres tecnologías a considerar.

<p>SWT-3.6-107 Curva de Potencia – Refleja la densidad de 474 KW @ 6,00 m/s</p>	<p>The graph shows the power curve for the SWT-3.6-107 turbine. The x-axis represents wind speed in m/s, and the y-axis represents power in kW. A blue curve shows the power output, which starts at a cut-in speed of approximately 3.5 m/s and reaches a plateau of 474 kW at 6.00 m/s. A vertical line marks the 6.00 m/s point, with a label '474 KW' indicating the power density at that speed.</p>
<p>Vestas V112-3.3 Curva de Potencia – Refleja la densidad de 554 KW @ 6,00 m/s</p>	<p>The graph shows the power curve for the Vestas V112-3.3 turbine. The x-axis represents wind speed in m/s, and the y-axis represents power in kW. A blue curve shows the power output, which starts at a cut-in speed of approximately 3.5 m/s and reaches a plateau of 554 kW at 6.00 m/s. A vertical line marks the 6.00 m/s point, with a label '554 KW' indicating the power density at that speed.</p>
<p>PowerWind PW90 Curva de Potencia – Refleja la densidad de 371 KW @ 6,00 m/s</p>	<p>The graph shows the power curve for the PowerWind PW90 turbine. The x-axis represents wind speed in m/s, and the y-axis represents power in kW. A blue curve shows the power output, which starts at a cut-in speed of approximately 3.5 m/s and reaches a plateau of 371 kW at 6.00 m/s. A vertical line marks the 6.00 m/s point, with a label '371 KW' indicating the power density at that speed.</p>

La distribución de los aerogeneradores figura 4.1.15, se seleccionan con criterios específicos donde las pérdidas por efecto estela y turbulencia sean de menor impacto. Se puede observar que la marcación de 3 veces el diámetro de la pala, vemos que solapan en algunas direcciones de vientos representadas en color rojo, lo que se destaca en este escenario es que el viento predominante no tiene pérdidas alguna con esta distribución espacial de los aerogeneradores.

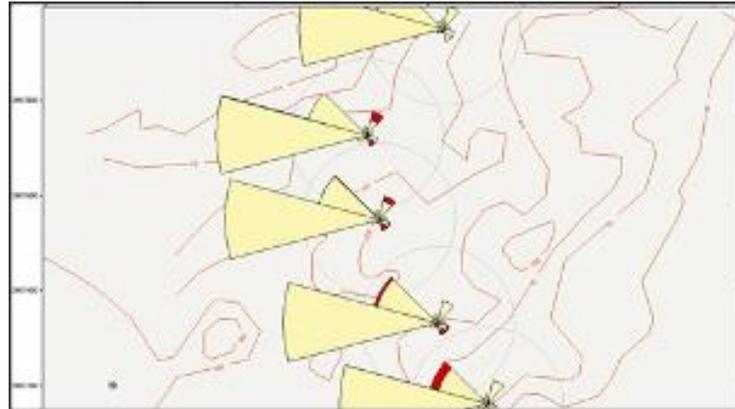
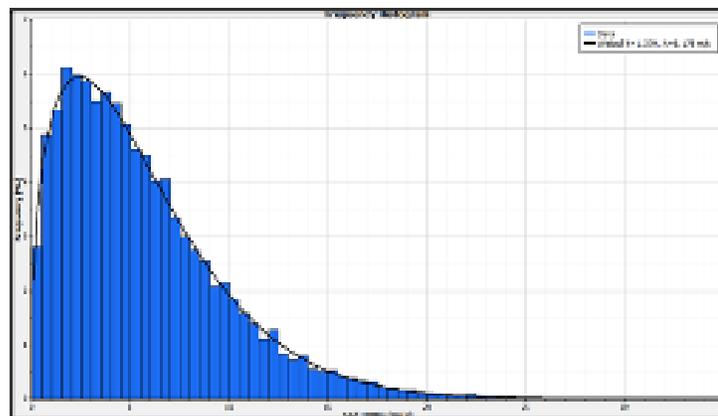


Figura 4.1.15: Representación de pérdida de potencia Vs Ubicación de aerogeneradores

Resultados de la campaña de medición.

Función/distribución de probabilidad (Weibull).



Gráfica 4.1.2 Función Weibull

Velocidad media por Mes

Data Column	Units	Mean												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	All
Spd 100m	m/s	6.146	6.386	6.328	5.855	5.635	5.068	4.809	4.584	5.191	5.179	6.197	6.374	5.642
Dir 100m	°	291.9	290.6	292.0	291.1	292.1	291.6	291.2	292.2	292.3	292.0	292.4	297.7	292.3
Air Density 0m	kg/m ³	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221	1.221
Spd 100m WPD	W/m ²	419	500	481	398	343	244	204	180	255	249	409	469	345

Tabla 4.1.5: Coordenadas UTM – Aerogeneradores

Selección del aerogenerador del proyecto

Para la selección del aerogenerador, se implementaron el análisis de las siguientes variables: Producción Neta del Aerogenerador reflejado en la Tabla 4.1.2, en donde podemos observar que el modelo Vestas V112-3.3 posee mejor prestaciones con una potencia neta 32,683 GWh, Coste específico del aerogenerador, producción de la energía, Base al ratio (euros/MWh producido), Costo Melilla Base al ratio (euros/MWh producido), reflejado en el análisis financiero.

MATRIZ DE EVALUACIÓN			
TECNOLOGÍA	ENERGÍA BRUTA (GWh)	ENERGÍA NETA (GWh)	% pérdidas
SWT-3.6-107	33,358	31,889	4,4
Vestas V112-3.3	34,051	32,682	4,02
PowerWind PW90	24,017	23,314	2,93

Tabla 4.1.6 Coste específico del aerogenerador / Base al ratio (euros/MWh producido)

La mayoría de las turbinas El coste para un aerogenerador de escala industrial es de alrededor de €1.3 millones a €2.2 millones por MW de capacidad instalada. instaladas a escala comercial hoy en día son de 2 MW. Costo de la financiación, Costo de las turbinas, Costo de contratos de construcción, Costo de ubicación del proyecto. Otros factores del proyecto como los impuestos e incentivos entran en las consideraciones de los costos. La selección de Vestas con Potencia Nominal 3,3 MW desarrollando el parque eólico con 5 aerogeneradores para un total de capacidad instalada de 16,5 MM.

4.2 Energía Fotovoltaica

Proyecto de un Parque Fotovoltaico ubicado en la ciudad de Melilla.

Datos generales

En la ciudad de Melilla se propone la construcción de una planta fotovoltaica para la generación de energía eléctrica, como hemos visto en las restricciones de suelo de Melilla. La instalación solar fotovoltaica se ve condicionada por el terreno disponible para su instalación; Debido a que las dos parcelas disponibles para la instalación de las plantas de energía, se ha acordado utilizar para la instalación fotovoltaica la parcela más pequeña, con

unas 14 hectáreas disponibles y la de mayor tamaño de unas 26 hectáreas se utilizará para la instalación eólica. A continuación se muestra el terreno seleccionado para la instalación fotovoltaica:

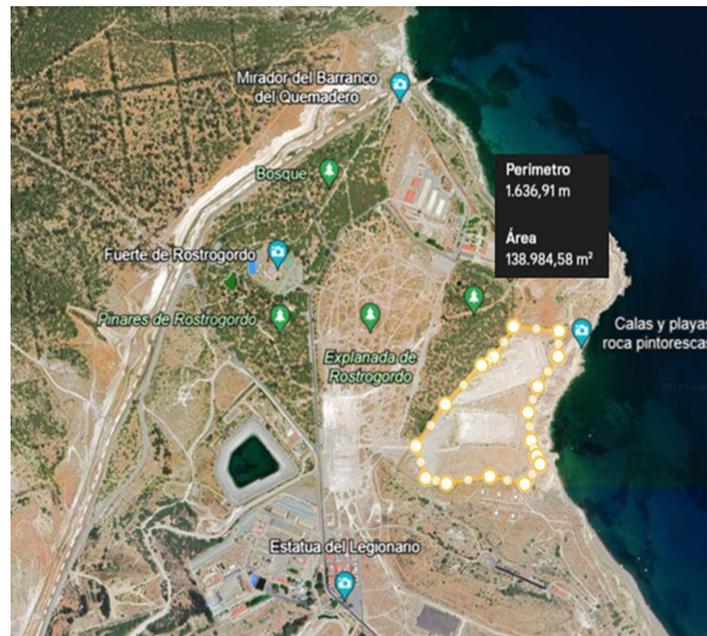


Figura 4.2.1: Mapa Emplazamiento Fotovoltáico – Google Earth

Según los datos de potencia y consumo de electricidad en la ciudad de Melilla, vistos en el capítulo de análisis energético, lo óptimo hubiese sido instalar un campo solar, con una potencia pico de 22 MW, que es la media anual de demanda de potencia de la ciudad.

Por las restricciones, debemos ceñirnos a realizar una instalación que pueda ser instalada en el espacio disponible.

Para ello, se han analizado dos alternativas:

- Instalación solar fotovoltaica fija.
- Instalación solar fotovoltaica con seguidor solar.

La instalación fija permite instalar más potencia y la instalación con seguimiento genera más energía por m², pero la potencia instalada es menor.

Para establecer la posible potencia a instalar en el espacio disponible, se han utilizado las ratios habitualmente utilizadas por los promotores inmobiliarios.

De este modo, se ha establecido que, para la instalación fija se necesitan 1,5 hectáreas de suelo para instalar 1 MWp y para la instalación con seguidor solar en un eje, se necesitan 2,5 hectáreas para instalar la misma potencia.

Por ello, en instalación fija podremos instalar alrededor de 9,4 MWp y en la instalación con seguidor unos 5,6 MWp. Estos números se afinarán en los cálculos con las características de los módulos y del inversor y las cadenas y series que optimicen la instalación.

En ambas instalaciones se han utilizado los mismos paneles e inversores, aunque en número y potencia distintos.

PANELES FOTOVOLTAICOS E INVERSORES UTILIZADOS

Se muestran las características de los módulos fotovoltaicos empleados, son de Trina Solar y en ambos casos se ha utilizado el modelo TSM-DE 19 de 545 W de potencia máxima.

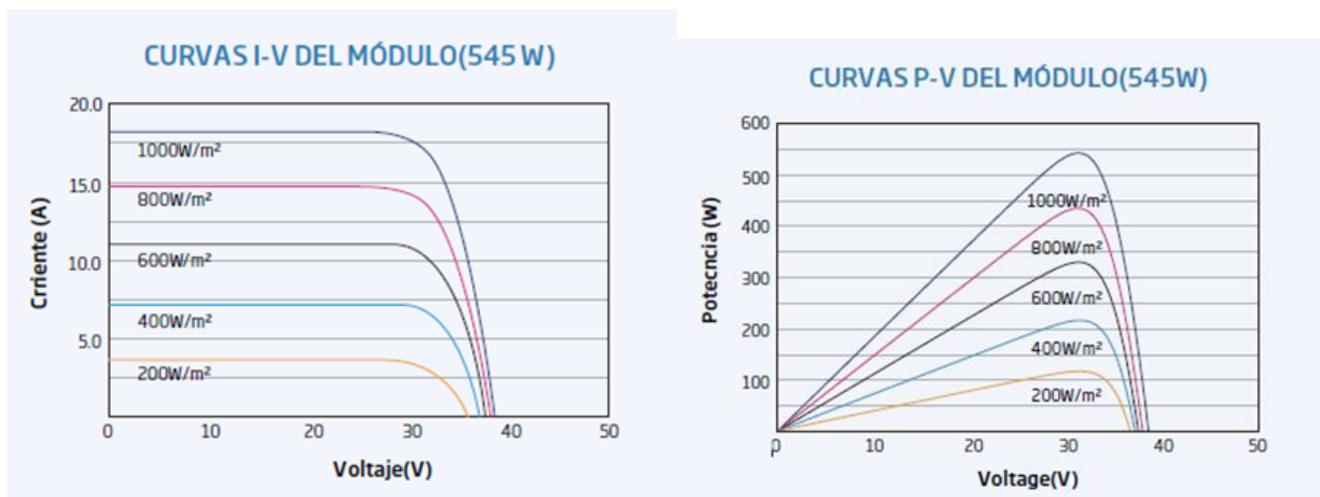
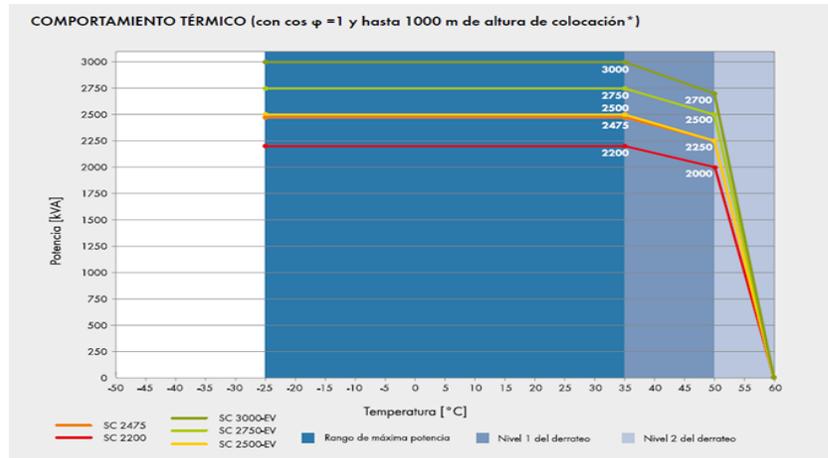


Figura 4.2.2: CURVAS CORRIENTE Y POTENCIA

El inversor utilizado es central, de la casa SMA. En el caso de la instalación fija se han utilizado 3 inversores de 3.000 kWca, modelo SUNNY CENTRAL 3000-EV y en la instalación con seguidores se han utilizado 2 inversores de 2.500 kWca, modelo SUNNY CENTRAL 2500-EV.

Las características de estos inversores son:



SUNNY CENTRAL 1500 V

Datos técnicos	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Entrada (CC)			
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	850 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, \min}$ / tensión de arranque $V_{CC, \text{arranque}}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, \text{máx}}$	1500 V	1500 V	1500 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, \text{máx}}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Corriente de cortocircuito máx.	6400 A	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas		
Número de entradas de CC con la opción de acoplamiento de CC para baterías	18 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidos por dos polos para baterías		
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Monitorización de zona integrada	○		
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	2000 kW / 1880 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, \text{nom}} =$ Corriente máx. de salida $I_{CA, \text{máx}}$	2624 A	2646 A	2646 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ⁽¹⁾⁽²⁾	550 V / 440 V a 660 V	600 V / 480 V a 690 V	655 V / 524 V a 721 V ⁽²⁾
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz		
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA ⁽³⁾	> 2		
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁽⁴⁾⁽¹¹⁾	● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo		



Rendimiento

Rendimiento máx. ²⁾ /rendimiento europeo ²⁾ /rendimiento californiano ³⁾	98,6 % / 98,3 % / 98,0 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %
---	--------------------------	--------------------------	--------------------------

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I & II
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I & II
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III
Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto	o / o
Monitorización de aislamiento	o
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb
Autoconsumo (máx. ⁴⁾ / carga parcial ⁵⁾ / promedio ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W
Autoconsumo (en espera)	< 370 W
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA
Rango de temperatura de servicio ⁸⁾	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F
Emisiones de ruido ⁷⁾	67,8 dB(A)
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin cond.)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ¹⁾ 1000 m / 2000 m ¹²⁾ / 3000 m ¹²⁾	● / o / -
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h

Equipamiento

Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	o (2,5 kVA)
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEE1547, Arrêté du 23/04/08
Normas CEM	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Parte 15 Clase A
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001
● De serie o Opcional – No disponible	
Modelo comercial	SC-2500-EV-10 SC-2750-EV-10 SC-3000-EV-10

- 1) La potencia nominal CA se reduce con el mismo ratio que la tensión nominal CA
- 2) Rendimiento medido sin autoalimentación
- 3) Rendimiento medido con autoalimentación
- 4) Autoconsumo en funcionamiento nominal
- 5) Autoconsumo con < 75 % Pn a 25 °C
- 6) Autoconsumo promediado desde el 5 % hasta el 100 % Pn a 35 °C
- 7) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia

- 8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.
- 9) Rango de tensión de CA solo se puede ampliar para redes de 50 Hz/753 V (la opción "Autoalimentación: externa" deberá seleccionarse, la opción "Alimentación adicional externa" no se puede combinar).
- 10) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA
- 11) Según la tensión de entrada
- 12) Posible como versión especial, anterior reducción de potencia en función de la temperatura y reducción de la tensión en vacío de CC

Figura 4.2.3: Datos de inversores utilizados. Fuente SMA

ESQUEMA DE LA PLANTA

El esquema de las plantas es similar. La de estructura fija tiene tres cadenas, y la planta con seguidor solar tiene dos cadenas, que siguen el mismo esquema:

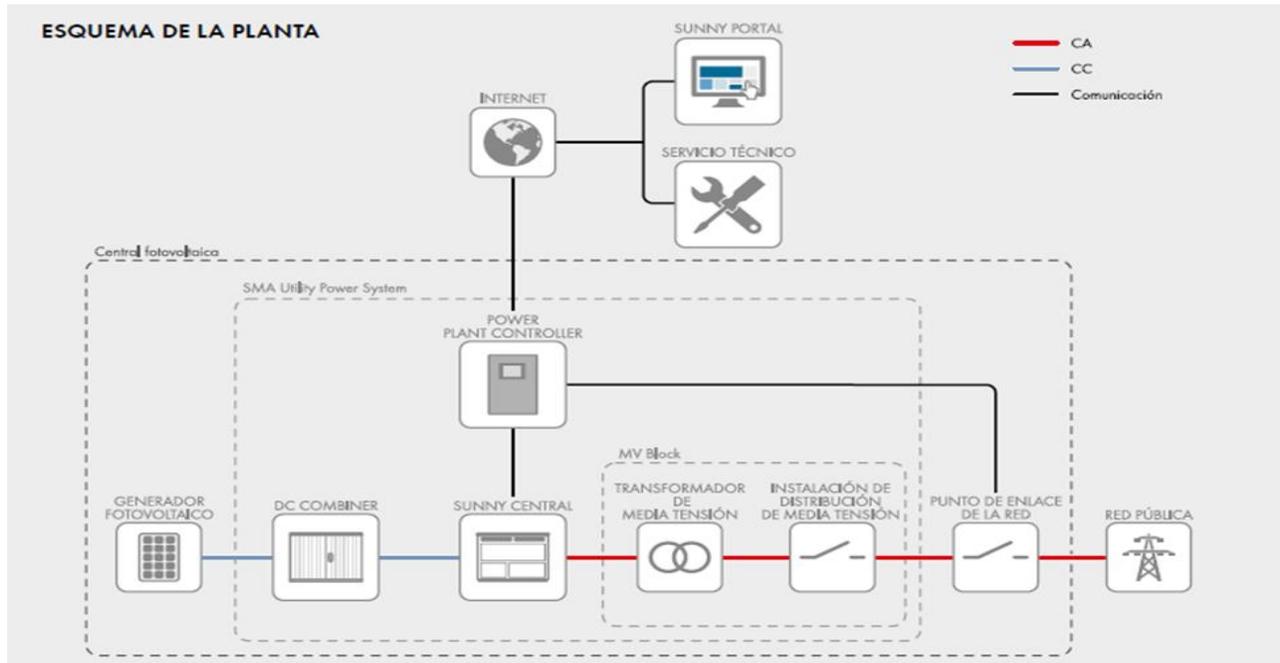


Figura 4.2.4: Esquema de cadena de planta FV. 3 cadenas en instalación fija. 2 cadenas con seguidor. Fuente SMA.

RESULTADOS OBTENIDOS EN EL CÁLCULO Y SIMULACIÓN DE LAS INSTALACIONES FV

Para la realización de los cálculos y simulación de las instalaciones fotovoltaicas, se ha utilizado el software PVsyst 7.2, herramienta facilitada por la Universidad Europea.

Las premisas de cálculo y todos los resultados obtenidos se pueden ver y analizar en el anejo de cálculo de las instalaciones fotovoltaicas.

Instalación Fotovoltaica con Estructura Fija:

La instalación está constituida por 17.500 módulos, distribuidos en 500 cadenas y 35 series. La potencia total pico de 9,62 MWp.

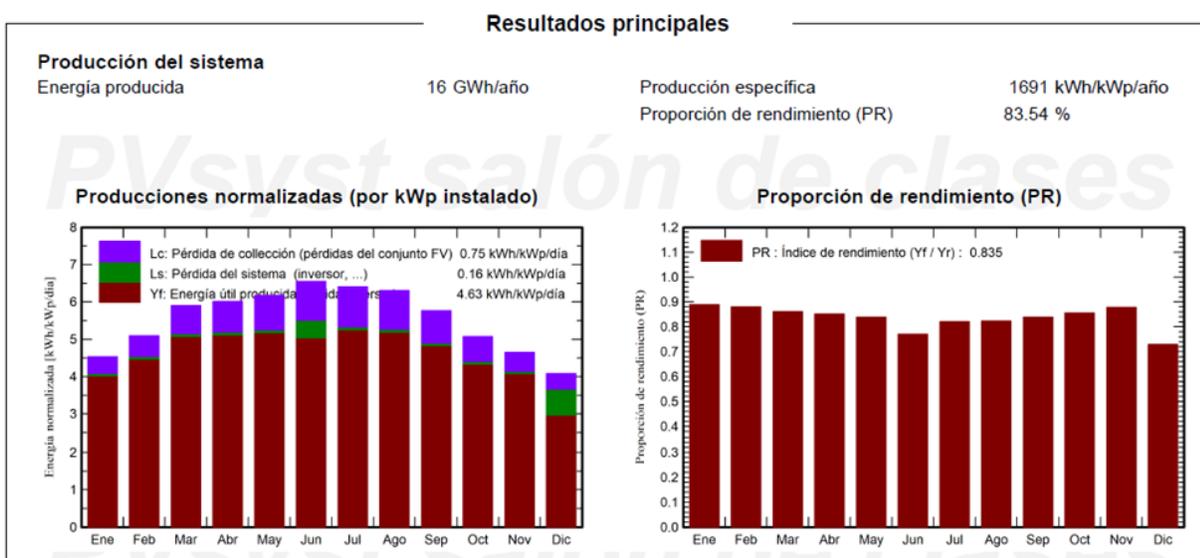
Tiene 3 inversores de 3 MW cada uno, dando una potencia nominal total de 9 MW ca.

En la siguiente tabla se observan estas características:

Características del conjunto FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TSM-DE19-550Wp	Modelo	Sunny Central 3000-EV
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	3000 kWca
Número de módulos FV	17500 unidades	Número de inversores	3 unidades
Nominal (STC)	9625 kWp	Potencia total	9000 kWca
Módulos	500 Cadenas x 35 En series	Voltaje de funcionamiento	956-1425 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.07
Pmpp	8806 kWp		
U mpp	1002 V		
I mpp	8787 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	9625 kWp	Potencia total	9000 kWca
Total	17500 módulos	Número de inversores	3 unidades
Área del módulo	45725 m ²	Proporción Pnom	1.07

Figura 4.2.5: Características del conjunto FV. Fuente: salida de PVsyst 7.2

La producción total anual es de 16 GWh/año, con una producción específica de 1.691 kWh/kWp/año. La proporción de rendimiento es del 83,54 %.



Instalación Fotovoltaica con Seguidor Solar:

La instalación está constituida por 9.858 módulos, distribuidos en 318 cadenas y 31 series. La potencia total pico fue de 5,422 MWp.

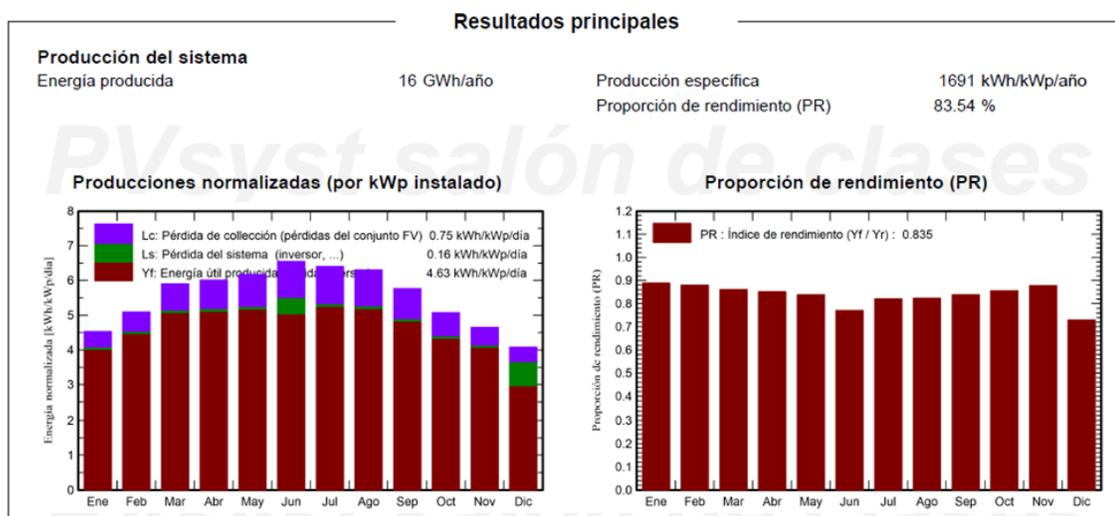
Tiene 2 inversores de 2,5 MW cada uno, dando una potencia nominal total de 5 MW ca.

En la siguiente tabla se observan estas características:

Características del conjunto FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TSM-DE19-550Wp	Modelo	Sunny Central 2500-EV
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	2500 kWca
Número de módulos FV	9858 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	5422 kWp	Potencia total	5000 kWca
Módulos	318 Cadenas x 31 En series	Voltaje de funcionamiento	850-1425 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.08
Pmpp	4960 kWp		
U mpp	888 V		
I mpp	5589 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	5422 kWp	Potencia total	5000 kWca
Total	9858 módulos	Número de inversores	2 unidades
Área del módulo	25758 m ²	Proporción Pnom	1.08

Figura 4.2.6: Características del conjunto FV. Fuente: salida de PVsyst 7.2

La producción total anual es de 11 GWh/año, con una producción específica de 2.027 kWh/kWp/año. La proporción de rendimiento es del 84,52 %.



Análisis y selección de la Instalación a Ejecutar:

Si analizamos los datos obtenidos para ambas instalaciones, que se pueden observar en la siguiente tabla:

	Estructura fija	Seguidor a 1 eje	Unidades
Potencia pico instalada	9.62	5,42	MWp
Potencia nominal inversor	9	5	MWp
Cadenas x series	500 x 35	318 x 31	----
Número de módulos	17.500	9.858	unidad
Producción anual energía	16	11	Gwh/año
Producción específica	1.691	2.027	kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	83,54	84,52	%

Tabla 4.2.1 Comparativa de resultados entre estructura fija y seguidor solar. Elaboración propia

Con estructura fija se puede instalar un 77% más de potencia que con seguidor solar; Esta relación no se mantiene en la producción de energía anual, que es un 45% mayor con estructura fija que con seguidor.

La razón es que la producción específica de energía por m² de panel fotovoltaico en la instalación con seguidor es un 20% mayor que la producción específica en estructura fija y además su proporción de rendimiento es 1% mayor.

Inicialmente, para seleccionar la instalación a ejecutar, nos decantamos por la de mayor producción anual de energía, es decir la de estructura fija.

Pero para tomar la decisión, vamos a introducir el factor de inversión y costes de mantenimiento.

En la siguiente tabla, se muestran estos valores:

	Estructura fija	Seguidor a 1 eje	Unidades
	9,62 MW	5,42 MW	
Inversión	8.500.000	7.600.000	€
Energía generada	16	11	Gwh/año
Coste mantenimiento	77.000	50.000	€ / año
Alquiler terrenos	22.500	22.500	€ /año

Tabla 4.2.1 Comparativa de resultados entre estructura fija y seguidor solar. Elaboración propia



A la vista de estos datos, aunque la inversión en estructura fija es un 12% superior a la de seguidor solar, pero como vimos anteriormente la producción de energía es un 45% superior.

Los costes de alquiler son los mismos para ambas instalaciones.

El coste de mantenimiento es mayor un 54% para la estructura fija que para la del seguidor. Este incremento de coste de 27.000 € anuales, daría unos 540.000 €, a lo largo de los 20 años de vida útil de la instalación.

Para un análisis rápido, si esta cifra se la sumaremos a la inversión inicial de la instalación solar fija, sería un 18% más cara que la de seguidor, y mantendría el 45% más en producción.

A falta del análisis en profundidad en el apartado de estudio económico, con los datos analizados, se propone la instalación fotovoltaica de estructura fija.

5. Análisis Financiero del proyecto

Costo Melilla Base al ratio (euros/MWh producido) – Consumo – Análisis Financiero

Teniendo en consideración la potencia instalada en el parque eólico propuesto podemos estimar la energía producida para un año, lo cual está determinado en el programa windographer, y se encuentra reflejado en la siguiente tabla 5.1.

Parque Eólico (5 aero Vestas)	Potencia Nominal (MW)	Costo por \$MM/MW	Parque Eólico Total costo \$MM (Inversión Inicial)	Potencia Producida Anual GWh
	3,3	1,3	21,45	32,682

Tabla 5.1: Potencia Anual - Inversión Inicial- Eólica

Partiendo de una energía producida de 32,682 GWh, y conociendo el costo por KW en la ciudad de melilla, podemos establecer una estructura de ingresos y egresos existentes en un periodo de 20 años reflejado en la siguiente tabla 5.2, para calcular el flujo de caja se detalla en el Anexo H (Análisis Financiero).

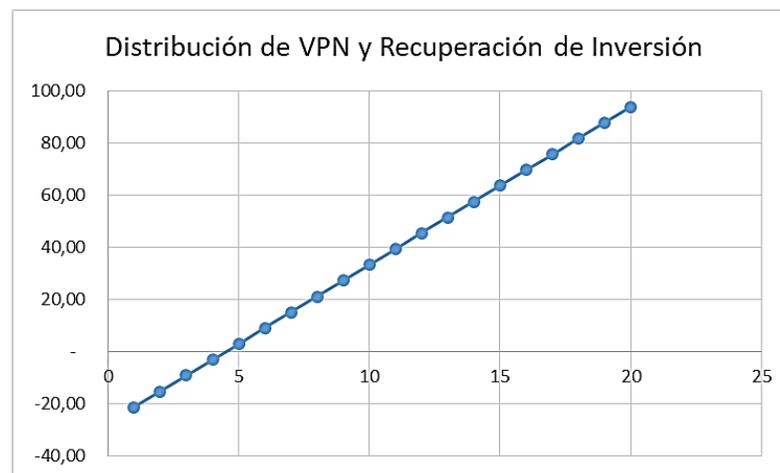
Relación Costo (Euros)/KW Melilla	0,23
Ingresos por Vertido a la Anual	7.516.860,00 €
Gastos de Operaciones y Mantenimiento (15%)	1.127.529,00 €
Sub total	6.389.331,00 €
Otros Gastos (5%)	319.466,55 €
Total Neto de Ingreso	6.069.864,45 €

Tabla 5.2: Balance de Ingresos – Egresos- Eólica

Por lo que el ingreso neto con la capacidad instalada proporciona el flujo de caja que permite evaluar la factibilidad del proyecto en un periodo de 20 años. Los siguientes datos son base para el cálculo de factibilidad económica con los indicadores reflejados en la Tabla 5.2.

Inversión Inicial: -\$21,45 MM; Wacc: 0,1

Por lo consiguiente podemos destacar que tenemos un periodo de recuperación de inversión en 0,8 periodo equivalente a 4,5 años reflejado en la gráfica 1.1, el VPN es positivo y una tasa interna de retomo de 27% superior a la tasa de descuento Wacc del 10%, por lo que el proyecto tiene factibilidad financiera y es rentable su construcción y operación en el periodo de 20 años.



Gráfica 5.1: Distribución de VPN - Recuperación de Inversión

Ingresos Totales 20 Años (Euros MM)	121,40 €
Inversión Inicial (Euros MM)	-21,45 €
Periodo de Recuperación de Inversión en 20 años	0,18
VPN	18,04 €
TIR	27%

Tabla 5.3: Indicadores Económicos – Eólica

Indicadores Económicos de Fotovoltaica

Ingresos Totales 20 Años (Euros MM)	71,55 €
Inversión Inicial (Euros MM)	-8,50 €
Periodo de Recuperación de Inversión en 20 años	0,12
VPN	10,64 €
TIR	42%

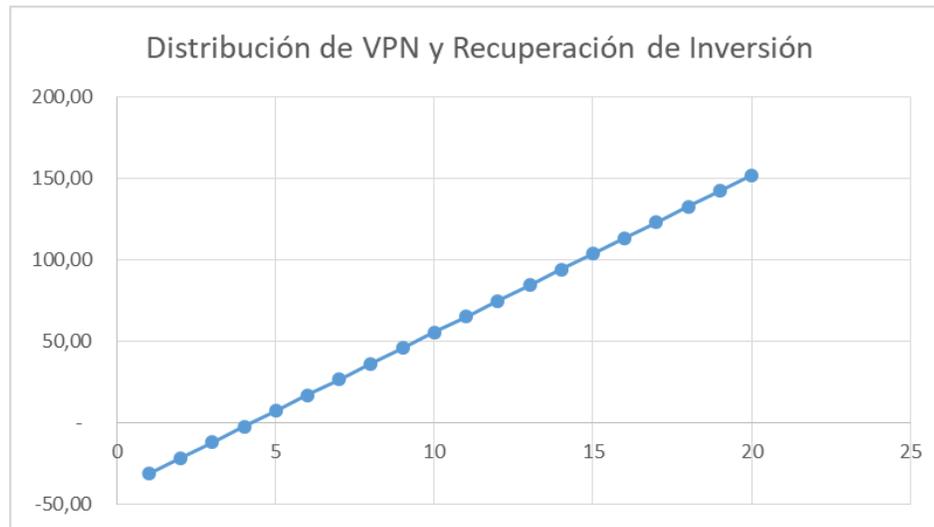
Tabla 5.4: Indicadores Económicos - Fotovoltaica

Proyectos en Conjunto Parque Eólico - Fotovoltaico

Periodo (Años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow (MM\$)	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €	9,65 €
VPN	8,77 €	7,97 €	7,25 €	6,59 €	5,99 €	5,45 €	4,95 €	4,50 €	4,09 €	3,72 €
	3,38 €	3,07 €	2,79 €	2,54 €	2,31 €	2,10 €	1,91 €	2,10 €	1,58 €	1,43 €
Tabla de Amortización (MM\$)	-29,95 €	-20,30 €	-10,66 €	-1,01 €	8,64 €	18,29 €	27,93 €	37,58 €	47,23 €	56,88 €
	66,52 €	76,17 €	85,82 €	95,47 €	105,11 €	114,76 €	124,41 €	134,06 €	143,70 €	153,35 €

Ingresos Totales 20 Años (Euros MM)	192,95 €
Inversión Inicial (Euros MM)	-29,95 €
Periodo de Recuperación de Inversión en 20 años	0,16
VPN	28,68 €
TIR	31%

Tabla 5.5: Balance de Ingresos – Egresos- Proyecto en Conjunto



Gráfica 5.2 Proyecto Eólica – Fotovoltaica

Análisis de Factibilidad Técnico Económica Energía Renovable Parque Eólico - Parque Fotovoltaico

Mediante los resultados financiero se observa que los parques Eólicos y Fotovoltaicos mantienen indicadores que permiten definir los proyectos rentables y factibles en su construcción y operación, indicadores tales como VPN positivos y TIR 27% Parque eólico y 42% parque FV, con periodos de recuperación de inversión entre 3 y 4 años respectivamente, nos permite calcular un proyecto en conjunto estableciendo como criterio una producción total de 16 GWh para la FV y de 32,68 GWh para el caso de Eólica obteniendo una totalidad de 48,68 GWh anual, con una inversión de Euros 21,45 MM para eólica y de Euros 8,5 MM para Fotovoltaica, con un total de inversión de Euros 29,95 MM. Obteniendo una recuperación de la inversión de 0.16 y una tasa de retorno del 31%, y VPN mayor logrando la capitalización aún mayor en proyecto conjunto.

6. Proyectos alternativos

Tomando como referencia la información documental y bibliográfica encontrada por las empresas prestadoras de servicios eléctricos los proyectos que podrían hacer competencia a la alternativa planteada en este Estudio Energético en Melilla tenemos los siguientes proyectos:

A) **Conexión eléctrica con la Península**

Existe en la actualidad un proyecto en aprobación de conexión eléctrica de la península con Ceuta, con un costo estimado de 221.000.000 €, Europa Press. (s. f.). Red Eléctrica invertirá 221 millones en la interconexión submarina de Ceuta con la Península, operativa en 2025. (Europa Press, s. f.). El tendido eléctrico previsto para la interconexión es de unos 30 km.

La conexión con Melilla sería posible pero su coste podría ser de 650.000.000 € (72 km), ya que la distancia a cubrir por el cable sería de unos 72 km, y este proyecto estaría a cargo de la administración pública.

La gran ventaja del mismo es que Melilla se integraría en la red eléctrica peninsular, con lo que la fortaleza del suministro estaría asegurada y además entraría en el mix de generación peninsular.

Esto implica, según los datos de REE, que la energía consumida por la ciudad sería del entorno del 50% renovable. Muy por encima del porcentaje del proyecto planteado en este TFM.

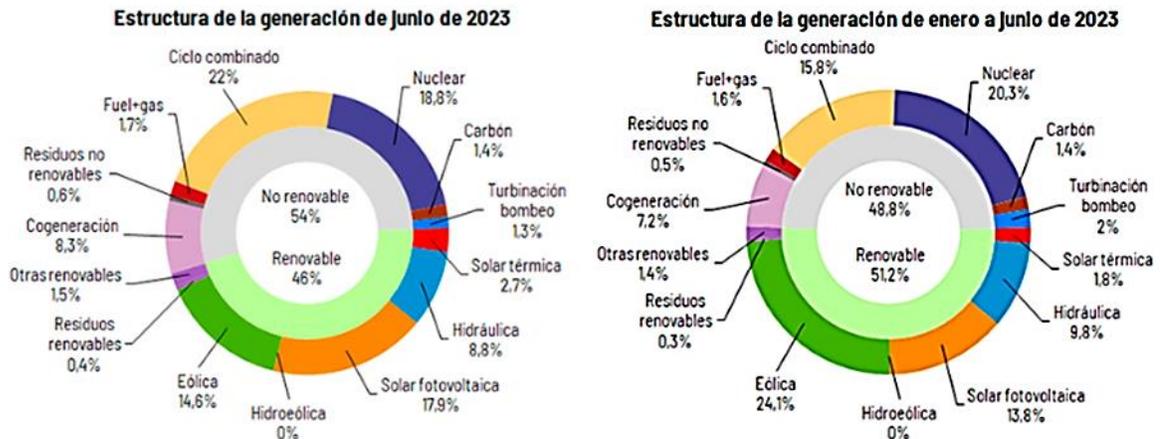


Figura 6.1: Estructura de generación eléctrica peninsular. Fuente REE

El proyecto presenta una desventaja debido a su costo de inversión y mantenimiento, los cuales recaerá en la administración pública, además de la complejidad que implica llevar a cabo la construcción. No obstante, también posee una gran ventaja, ya que fortalecería el suministro de energía en Melilla, eliminando restricciones y garantizando que el 50% del consumo eléctrico provenga de fuentes renovables. Asimismo, su implementación permitiría el desmantelamiento de la central térmica existente, reduciendo significativamente las emisiones de carbono y contribuyendo al proceso de descarbonización de la ciudad.

B) Proyecto Endesa-Enagás

Endesa es la propietaria de la central térmica de Melilla a través de su empresa Gaselec; Endesa junto a Enagás (empresa suministradora y comercializadora de Gas en España), han planteado un proyecto de conversión de la central de Diesel, en una central con gas, energías renovables y almacenamiento en pilas. De esta forma consiguen fortalecer el abastecimiento, garantizar el suministro y disminuir las emisiones contaminantes.

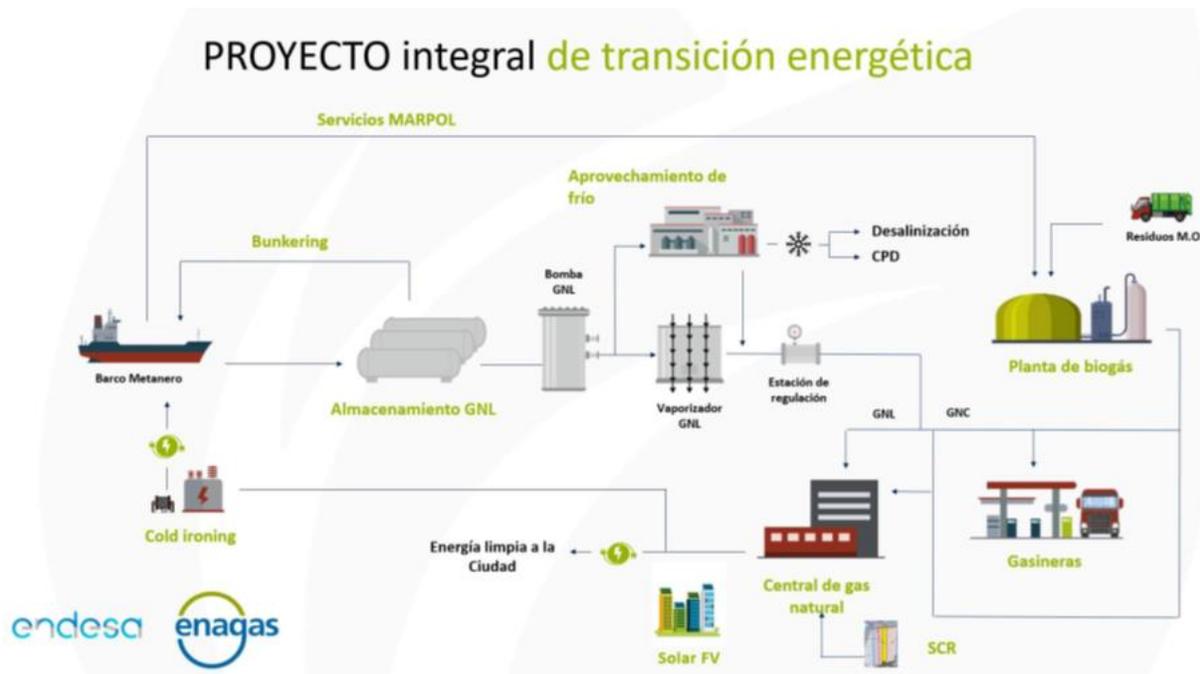


Figura 15.1: Estructura de generación eléctrica Endesa

Sin embargo, la generación con gas natural quemado aún representa un alto porcentaje, lo que hace que la generación con energías renovables sea residual, como se plantea en el TFM. Si bien el cambio de combustible de Diesel a gas natural reduciría las emisiones de efecto invernadero, existe el riesgo de aumentar la lluvia ácida. No se dispone de datos sobre la inversión del proyecto, pero se presume que sería una inversión privada que ya ha tenido en cuenta su rentabilidad esperada.

Entre las desventajas de este proyecto se encuentran la probable necesidad de una gran inversión de capital privado, la búsqueda de espacios disponibles y el transporte del gas, además de no evitar las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, no sigue la estructura peninsular como se muestra en la imagen, donde la contribución de la energía de ciclo combinado es muy baja. La ventaja es que reduce las emisiones en comparación con la instalación existente y garantiza la fortaleza de la red gracias a la implementación de equipos más eficientes y la facilidad en el suministro de la materia prima.

7. Análisis DAFO del proyecto

Para el análisis del DAFO hacemos uso de las siguientes herramientas que nos permiten establecer criterios explicativos sobre el escenario externo e interno de Melilla.

Para el análisis externo hacemos uso de ANALISIS DE PESTEL (Amenazas - Oportunidades), que nos permite analizar las diferentes dimensiones las cuales se encuentran reflejadas en el Anexo Q y nos permite visualizar el entorno donde nos estamos desarrollando.

Para el análisis interno hacemos uso de PERFIL ESTRATÉGICO DE LA EMPRESA (Fortalezas - Debilidades) Anexo Q, esto desarrolla nuestro potencial con el que contamos y nos permite visualizar las debilidades para activar mejoras dentro de la organización de proyectos.

Los resultados obtenidos en este análisis se presentan en el Cuadro 7.1 donde podemos implementar las siguientes estrategias.

FODA		
FACTORES		
INTERNOS	FORTALEZA	DEBILIDADES
EXTERNOS	F.O	D.O
OPORTUNIDADES	Debido a las oportunidades generadas por factores externos, tales como legislaciones en materia de energías renovables , estabilidad gubernamental, politica fiscal y monetaria estable, y crecimiento del PIB, contando con una fortaleza de buena estructura financiera ya podemos recibir un retorno de la inversión en un periodo de 3 a 4 años, nivel de Ratio de solvencia financiera mator a 1 , un gobierno que establece apoyo para la implementación de energia renovables como punta de lanza, se crea la el ambiente para direccionar nuevos proyectos, posobles a desarrollar en Melilla	Mediante el incentivo de nuevos grupos de desarrollo, se puede establecer un departamento de evaluación tecnologica que permita minimizar las brechas existentes en la tecnología actual y realizar una sinergia entre las nuevas generando un plan de actualización tecnologica que permita tener una mejor visualización del consumo real y la generación permitiendo optimizar los procesos en el sector, mas sin embargo como estamos planteando la implementación de plantas de energias ya probadas en españa el riesgo es mucho menor
AMENAZAS	Aprovenchando la cuota del mercado, imagen de la marca, fuerza de ventas, publicidad y promoción, en via hacia una energía sustentable renovable permitiendo el desarrollo sostenible de nuestra sociedad, nos permite disminuir la necesidad de importación de recursos naturales para la generación electrica, maximizando asi nuestras potencialidades en la región.	Una de las principales amenazar es la importación de materia prima para la generación electrica, por lo que enfocando el plan de desarrollo hacia las energías renovable con los apoyos gubernamentales , con politicas fiscales que permitan manejar intereses mas aceptables para la inversión en mojaramiento de la calidad y nuevas tecnologías permiten proporcionar mas estabilidad laboral y permitir un mejor desempeño de los trabajadores en su ambiente laboral.

Cuadro 7.1: FODA



ESTRATEGIAS

FO: estrategia que Utiliza las Fortaleza para Maximizar las Oportunidades.

DO: estrategia Aprovechando las Oportunidades para Minimizar las Debilidades

FA: estrategia para Maximizar las Fortalezas evitando las Amenazas

DA: estrategia para minimizar las Debilidades evitando las Amenazas

8. Conclusiones

Por medio del estudio realizado, se ha concluido que es primordial realizar la transición energética formulada para la ciudad de Melilla, contribuyendo de esta manera a la descarbonización del sector eléctrico, reduciendo de manera significativa el uso de combustibles fósiles y los problemas que esto conlleva, como la emisión de gases de efecto invernadero.

Una nación que disponga de fuentes de energías propias puede proteger de mejor forma sus intereses. Mediante el uso de nuevas fuentes de energía limpia, se está trabajando a la par en alcanzar la soberanía energética que nos permita acceder a energía de forma continua y a un precio asequible, y de esta manera aminorar el impacto económico que causa los desequilibrios en los precios de la energía.

También se puede mencionar que a futuro se plantea un agotamiento de recursos no renovables y el fin de la era del petróleo es solo cuestión de tiempo, sin embargo esto se va a dar no por el agotamiento del petróleo. Con la popularización de los vehículos eléctricos el mundo se prepara para una revolución en el transporte, sector que representa alrededor del 45% del consumo mundial del petróleo. Melilla se prepara para esta transición con la publicación del BOME 5642 del 2019. El presente estudio fortalece la implementación del programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible contenido en el BOME 5642.

Las tablas de consumo energético obtenidas en el IDAE, demuestran que nuestro planteamiento de la implementación de energía renovables tanto Fotovoltaica como Eólica, son completamente



Viable, Rentable y Factible, ya que suponen un cambio importante en el escenario energético. Además no se contraponen con los proyectos alternativos como el de conexión eléctrica con la península.

Es importante incentivar el desarrollo de este tipo de proyectos en la ciudad de Melilla, para lo cual es importante establecer una base de datos de fuentes institucionales oficiales de libre acceso, ya que con las que se cuentan en la actualidad fueron muy limitadas, ya que no se encuentran de manera gratuita, Para el desarrollo de este estudio se usó una aplicación para simular dichos datos y obtener la serie de tiempo requerida a partir de los pocos datos obtenidos

El estudio de factibilidad del Parque Eólico en la ciudad de Melilla, muestra resultados satisfactorios para el desarrollo de esta tecnología, mediante la implementación de aerogeneradores distribuidos en el espacio señalado en el emplazamiento, de igual manera mediante los estudios realizados para la instalación de una planta de energía Fotovoltaica, se detallaron dos alternativas, como lo son: Instalación de paneles fotovoltaicos con base fija y con seguidor solar, determinando que la instalación solar fija tiene mayor producción de potencia ya que requiere menor territorio (Metros cuadrados) para la generación, contando con la misma cantidad de equipos, que la tecnología con seguidor solar.

En cuanto a los costos generales para la implementación de estas nuevas tecnologías de generación eléctrica, se determinó que la rentabilidad del proyecto es mucho mayor si se desarrollan ambas tecnologías, ya que hablamos de un 30%, debido a que la tasa de retorno será mucho más corta y factible, que si se desarrollan las tecnologías por separado o si se desarrolla, una de ellas únicamente; es por ello que se concluyen que ambos proyectos son rentables y factibles en su construcción y operación, con periodos de recuperación entre 3 y 4 años aproximadamente, con un total de inversión de 29.95 MM de euros, con una recuperación y una capitalización aún mayor.

De acuerdo con la experiencia adquirida en el desarrollo de este trabajo y por lo anteriormente expuesto concluimos que la implementación y desarrollo del proyecto de energía renovables eólica y fotovoltaica, determinan cambios positivos para la ciudad de Melilla, por lo cual sería

razonable su implementación a corto plazo, considerando las implicaciones sobre la calidad de vida de sus habitantes, sin dejar de lado que contribuirán significativamente con el mejoramiento ambiental para la disminución significativa de CO₂.

9. Bibliografía

- Planta undimotriz de Mutriku. (s. f.). Mutriku udala. <https://www.mutriku.eus/es/turismo/mutriku/planta-olas>
- Rocha, L. (2020, 22 junio). ¿De dónde viene el nombre de energía eólica? El blog de IMF. <https://blogs.imf-formacion.com/blog/corporativo/ade/de-donde-viene-el-nombre-de-energia-eolica/>
- Protocolo de Kyoto. (1997, 11 diciembre). Naciones Unidas Cambio Climático. https://unfccc.int/es/kyoto_protocol
- Avance de la Estadística del Padrón Continuo a 1 de enero de 2022. (2022, 21 abril). Instituto Nacional de Estadística. https://www.ine.es/prensa/pad_2022_p.pdf
- INE - Instituto Nacional de Estadística. (s. f.). INE. Instituto Nacional de Estadística. INE. <https://www.ine.es/>
- Inicio. (s. f.). Red Eléctrica. <https://www.ree.es/>
- OMIE. (s. f.). <https://www.omie.es/>
- AESA-Agencia Estatal de Seguridad Aérea - Ministerio de Fomento. (s. f.). <https://www.seguridadaerea.gob.es/>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s. f.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.es/>



- Inicio. (2023, 27 octubre). Endesa. <https://www.endesa.com/>
- Enagás. (s. f.). Enagás. Enagás. <https://www.enagas.es/>
- Gaselec. (2023, 21 agosto). Gaselec Melilla. <https://www.gaselec.es/>
- Trina Solar. (2022, 15 septiembre). US/Trina Solar. <https://www.trinasolar.com/>
- SMA Solar Technology AG - Wechselrichter, Photovoltaik- & Solartechnik. (s. f.-b). <https://www.sma.de/>
- Europa Press. (s. f.). Europa Press. <https://www.europapress.es/ceuta-y-melilla/noticia-red-electrica-%20invertira-221-millones-interconexion-submarina-ceuta-peninsula-operativa-2025-%2020220421140711.html>

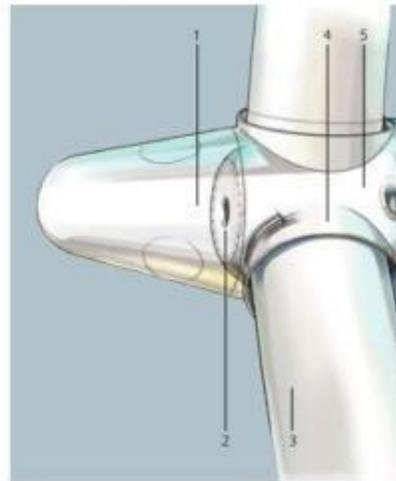
10. Anexos

10.1 Anexos Energía Eólica

ANEXO A - DATOS TÉCNICOS DE MODELOS DE TURBINAS

SIEMENS SWT-36

Technical specifications



Rotor	
Diameter	107 m
Swept area	9,000 m ²
Rotor speed	5–13 rpm
Power regulation	Pitch regulation with variable speed

Blades	
Type	B52
Length	52 m

Aerodynamic brake	
Type	Full span pitch
Activation	Active, hydraulic

Transmission System	
Gearbox type	3-stage planetary/helical
Gearbox ratio	1:119
Gearbox oil filtering	Inline and offline
Gearbox cooling	Separate oil cooler
Oil volume	Approx. 750 l

Mechanical brake	
Type	Hydraulic disc brake

Generator	
Type	Asynchronous
Nominal power	3,600 kW
Voltage	690 V
Cooling system	Integrated heat exchanger

Yaw system	
Type	Active

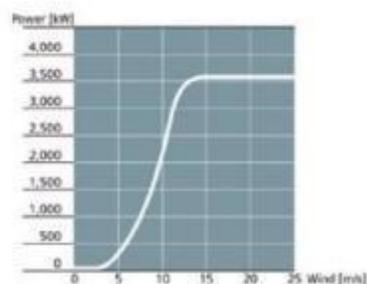
Monitoring system	
SCADA system	WebWPS
Remote control	Full turbine control

Tower	
Type	Cylindrical and/or tapered tubular
Hub height	80 m or site-specific

Operation data	
Cut-in wind speed	3–5 m/s
Nominal power at	13–14 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Maximum 3 s gust	55 m/s (standard version) 70 m/s (IEC version)

Weights	
Rotor	95 tons
Nacelle	125 tons
Tower	Site-specific

Sales power curve
The power curve data are valid for standard conditions of 150 Celsius air temperature, 1,013 mBar air pressure and 1,225 kg/m³ air density, clean rotor blades, and horizontal, undisturbed air flow.



**V112-3.0 MW**

POWER REGULATION pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,075 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	13 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re cut-in wind speed	23 m/s
Wind class	IEC IIA and IEC IIIA
Operating temperature range	standard range: -20 °C to 40 °C low temperature option: -30 °C to 40 °C

SOUND POWER

(Mode 0, 10 m above ground, hub height 84 m,
air density 1,225 kg/m³)

3 m/s	94.7 dB (A)
4 m/s	97.3 dB (A)
5 m/s	100.9 dB (A)
6 m/s	104.3 dB (A)
7 m/s	106.0 dB (A)
8 m/s	106.5 dB (A)

ROTOR

Rotor diameter	112 m
Swept area	9,852 m ²
Nominal revolutions	12.8 rpm
Operational interval	6.2 – 17.7 rpm
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	permanent magnet generator
Converter	full scale converter

GEARBOX

Type	4-stage planetary/helical
------	---------------------------

TOWER

Type	tubular steel tower
Hub heights	84 m and 94 m (IEC IIA) 119 m (IEC IIIA)

BLADE DIMENSIONS

Length	54.65 m
Max. chord	4 m

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	6.8 m
Length	12.8 m
Width	4.0 m

TOWER DIMENSIONS

Max. section length	30 m
Max. diameter	4.2 m

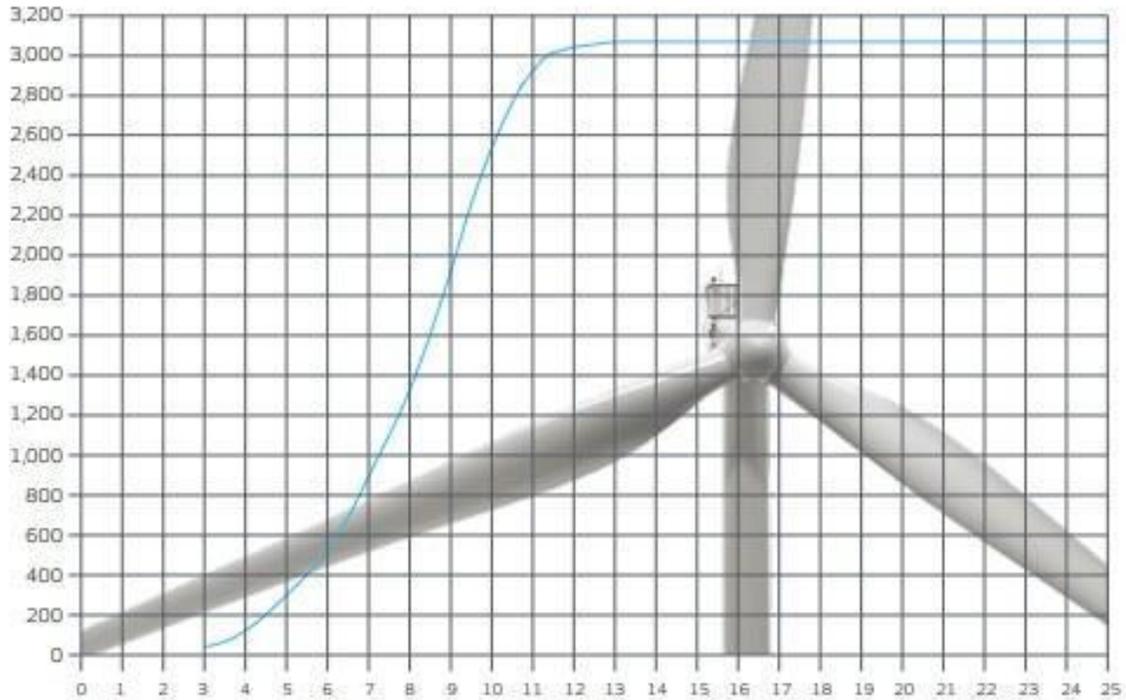
HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.74 m
Max. transport width	3.75 m
Max. transport length	5.42 m

Max. weight per unit for transportation: 70 metric tonnes

POWER CURVE FOR V112-3.0 MW

Noise reduced sound power modes are available


ANNUAL ENERGY PRODUCTION (AEP)

6.0 m/s	7,629 MWh
6.5 m/s	8,959 MWh
7.0 m/s	10,239 MWh
7.5 m/s	11,448 MWh
8.0 m/s	12,574 MWh
8.5 m/s	13,608 MWh
9.0 m/s	14,548 MWh

Assumptions

No transmission losses;
 Park efficiency - 100%;
 Availability - 100%;
 Wind shape factor (C-factor) = 2;
 Air density = 1.225 kg/m³



PowerWind PW90

Potencia nominal:	2.500,0 kilovatios
Clasificaciones de potencia flexibles:	-
Velocidad del viento de corte:	3,0 m/s
Velocidad nominal del viento:	14,0 m/s
Velocidad del viento de corte:	25,0 m/s
Velocidad del viento de supervivencia:	-
Zona de viento (DIBt):	III
Clase de viento (IEC):	Ib

Torre

Altura del cubo:	80/100 metros
Tipo:	Tubo de acero
Forma:	cónico
Protección contra la corrosión:	pintado



Rotor

Diámetro:	90,0 metros
Área barrida:	6.362,0 m ²
Número de palas:	3
Velocidad del rotor, máx.:	15,5 U/min
Velocidad de la punta:	73m/s
Tipo:	-
Material:	Plástico reforzado con fibra de vidrio

Generador

Tipo:	Permanente sincrónico
Número:	1
Velocidad, máx.:	1.600,0 U/min
Voltaje:	690,0 voltios
Conexión a la red:	IGBT
Frecuencia de red:	50/60Hz

**ANEXO B - Mapa Eólico Ibérico (SERIE TEMPORAL)**

Time	index	Air density (kg/m ³)	Wind Speed 10m (m/s)	Wind Speed 50m (m/s)	Wind Speed 75m (m/s)	Wind Speed 100m (m/s)	Wind Speed 150m (m/s)
30/11/2020 18:30	0	12.029.24 6	6.013.607	63.189.89 3	64.560.165	6.552.763	66.327.41 5
30/11/2020 19:00	1	12.029.38 2	59.030.247	6.256.513	63.909.097	6.489.905	6.585.287
30/11/2020 19:30	2	1.202.886	56.753.073	5.969.599	61.018.176	6.226.474	6.341.434
30/11/2020 20:00	3	12.028.83 7	5.770.084	60.885.05 7	6.211.846	62.993.83 6	63.865.44 7
30/11/2020 20:30	4	1.203.006	58.877.764	6.231.732	6.347.847	64.280.97 7	6.504.619
30/11/2020 21:00	5	12.029.43 6	58.490.977	62.035.56 5	6.311.354	6.379.095	6.436.694
30/11/2020 21:30	6	12.029.45 5	5.656.878	60.198.70 3	61.485.972	6.243.797	6.323.808
30/11/2020 22:00	7	12.031.94 6	59.859.138	63.588.35 7	65.067.124	6.599.651	6.691.649
30/11/2020 22:30	8	12.034.79 2	5.953.647	62.176.84 7	63.245.053	64.005.35 6	64.753.80 4
30/11/2020 23:00	9	12.037.98 5	56.986.837	5.948.994	60.480.385	6.114.972	6.179.289
30/11/2020 23:30	10	12.040.53 9	56.135.387	58.655.13 3	59.441.338	6.001.586	60.550.62 3



1/12/2020 0:00	11	12.043.00 3	5.413.508	5.686.321	5.759.282	5.805.927	5.857.584
1/12/2020 0:30	12	12.048.36 6	52.973.347	5.591.854	5.657.922	5.705.569	5.761.516
1/12/2020 1:00	13	12.051.20 3	5.166.848	5.491.406	5.569.319	5.634.907	5.713.424
1/12/2020 1:30	14	1.205.284	5.103.013	5.405.616	5.474.482	5.521.141	5.575.364
1/12/2020 2:00	15	12.052.78 8	5.082.631	5.306.207	5.357.228	53.884.58 7	54.281.17 8
1/12/2020 2:30	16	12.053.99 6	46.519.156	4.883.603	49.270.687	49.552.90 3	49.932.90 4
1/12/2020 3:00	17	12.055.46 4	4.500.526	4.796.415	48.403.196	48.679.44 2	4.907.112
1/12/2020 3:30	18	12.056.35 8	4.422.741	47.283.76 4	4.772.498	4.791.556	48.228.09 7

**ANEXO C - CÓDIGO DEL PROGRAMA EN LENGUAJE R**

Función de distribución de Weibull: La función de distribución Weibull depende de dos parámetros denominados c y k .

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k \right] \quad (k > 0, x > 0, c > 1)$$

Donde tenemos:

K: coeficiente de forma

C: parámetro de escala unidades m/s; este es calculado como se especifica en la siguiente tabla, teniendo la velocidad media y el coeficiente de forma en 1.391 (obtenido con los datos del mes de diciembre mediante páginas oficiales).

	Promedio	Min	Max	media=c*gamma(1+1/k)
Enero	6,13	2,08	8,61	6,7235
Febrero	6,52	2,08	9,17	7,1498
Marzo	6,29	2,08	8,89	6,8961
Abril	5,81	2,08	7,78	6,3683
Mayo	5,62	1,67	7,50	6,1603
Junio	5,15	1,42	6,94	5,6478
Julio	4,71	1,39	6,67	5,1657
Agosto	4,54	1,36	6,64	4,9729
Septiembre	5,15	1,39	6,94	5,6427
Octubre	5,19	1,67	6,67	5,6833
Noviembre	6,03	1,94	8,33	6,6068
Diciembre	6,18	1,94	8,33	6,7692
Promedio	5,51	1,76	7,71	6,1489



La función de densidad de probabilidad de una variable aleatoria con distribución Weibull con parámetros α y β .

$$f(x) = \begin{cases} \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} & \text{si } x > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Función de distribución acumulada de la distribución Weibull es:

$$F(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x < 0 \\ 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} & \text{si } x \geq 0 \end{cases}$$

Haciendo:

$$u = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha}$$

$$1 - u = e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha}$$

$$(x \propto)$$

$$\ln 1 - u = -(\beta)$$

$$x = -\beta \cdot \ln(1 - u)$$

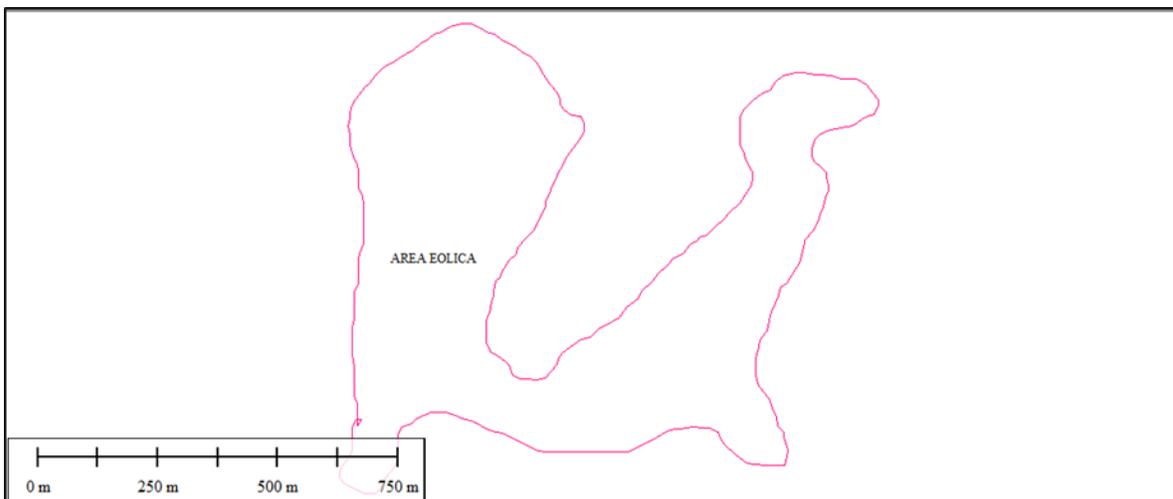
$$x = \frac{-\beta \cdot \ln(1 - u)}{1}$$

Código en R – Simulación de datos mensual Melilla

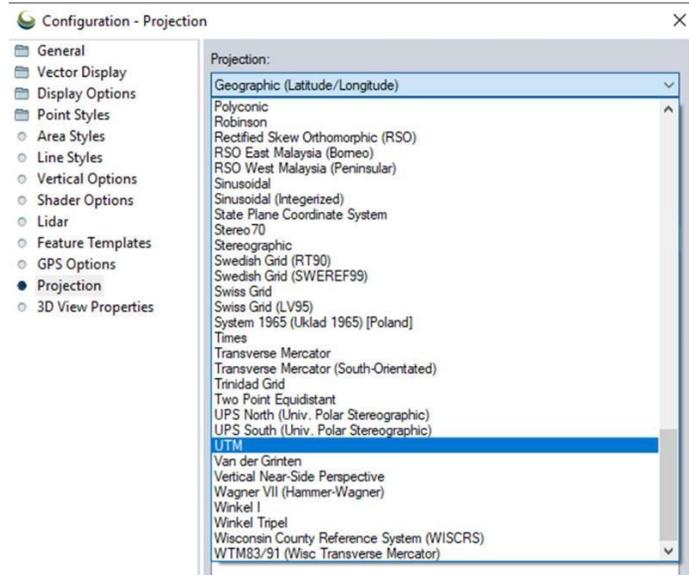
```
#-----  
#datos simulados Eolica  
#-----  
# install.packages("swirl")  
library(swirl)  
swirl()  
install.packages("writexLS")  
library(writexLS)  
library(openxlsx)  
setwd("C:/ISA/Personal")  
mes = data.frame(x)  
write.table(mes, file = "mes.csv", sep = " ")  
#write.xlsx(enero, "enero.xlsx")  
  
# Generar numeros aleatorios en R  
  
alpha<-k;beta<- c  
u<-runif(1477,0,1)  
x=(-beta^alpha*log(1-u))^(1/alpha)  
hist(x,prob=TRUE,ylab="f(x)", main="Aproximación Melilla",ylim=c(0,0.2),col="grey")  
curve(dweibull(x,alpha,beta),add=TRUE,lwd=2)  
box()  
text(0.2,3,expression(paste(alpha==1.352)))  
text(0.2,2.7,expression(paste(beta==10.252)))
```

Anexo D - Aplicación Global Mapper

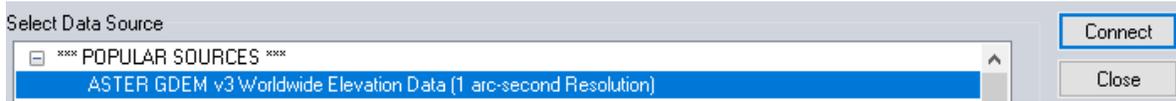
Selección del Emplazamiento en imagen, lo que es exportado a la aplicación, esta imagen fue sustraída en Google Earth bajo un polígono de la zona a observar.



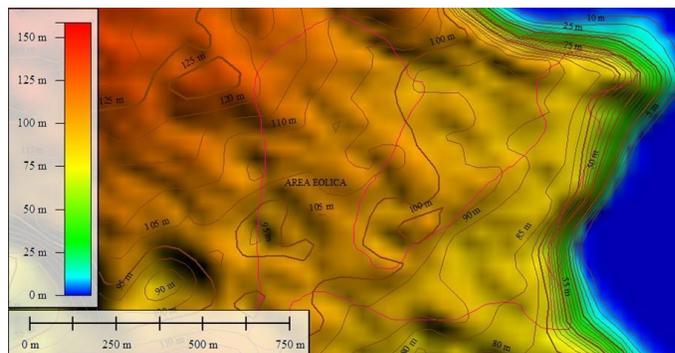
Posterior procedemos a dar la ubicación en coordenadas UTM



Mediante la aplicación se permite enlazar al satélite



Una vez obtenida la conexión se presentan las líneas de nivel del área seleccionada



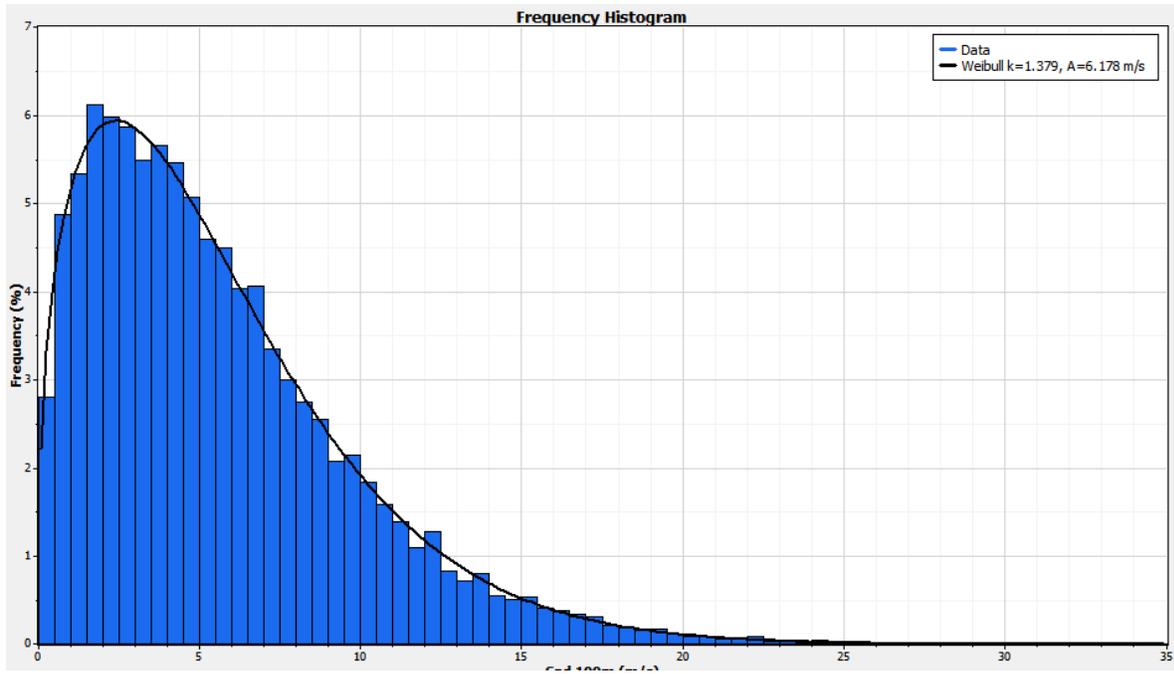
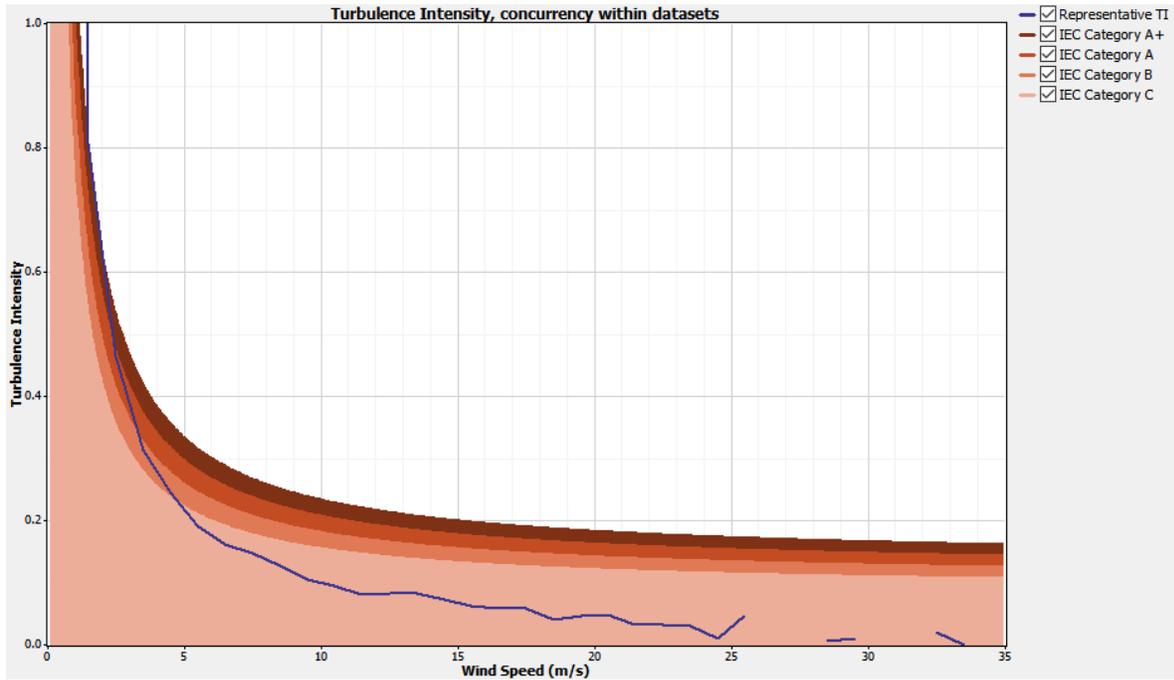
Anexo E - Datos de Turbulencia/ FR
Tabla 1. Clasificación de turbinas IEC 61400 1.0

Clase de Turbina		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8.5	7.5	Valores especificados por el fabricante
V_{ref}	(m/s)	50	42.5	37.5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0.18			
A	I_{ref} (-)	0.16			
B	I_{ref} (-)	0.14			
C	I_{ref} (-)	0.12			

Tabla 1. Parámetros de la Velocidad del Viento para Clases de Turbinas de Viento

Parámetro		Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Velocidad de referencia, U_{ref} (m/s)		50.00	42.50	37.50	30.0	
Velocidad anual promedio, U_{ave} (m/s)		10.00	8.50	7.50	6.00	Valores a ser especificados por el diseñador
A Alta	Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18	
Turbulencia	Parámetro de la pendiente a	2.00	2.00	2.00	2.00	
B Baja	Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.16	0.16	0.16	0.18	
Turbulencia	Parámetro de la pendiente a	3.00	3.00	3.00	3.00	
50 year return gust speed, $1.4U_{ref}$ (m/s)		70.0	59.5	52.5	42.0	
1 year return gust speed, $1.05U_{ref}$ (m/s)		52.5	44.6	39.4	31.5	

#	Quarter	Possible	Valid	DCR	DRR	Mean	Median	Min	Max	Std. Dev.	Weibull k	Weibull A
		Data Points	Data Points	(%)	(%)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)		(m/s)
1	2020 Q1	4,368	4,346	99.50	99.50	6.285	5.277	0.038	30.955	4.574	1.400	6.899
2	2020 Q2	4,368	4,357	99.75	99.75	5.520	4.591	0.007	30.727	4.129	1.355	6.026
3	2020 Q3	4,416	4,394	99.50	99.50	4.858	4.105	0.009	22.445	3.522	1.403	5.335
4	2020 Q4	4,393	4,382	99.23	99.75	5.913	5.030	0.018	34.467	4.228	1.421	6.502
	All Data	17,545	17,479	99.49	99.62	5.642	4.732	0.007	34.467	4.163	1.379	6.178





Anexo F - Estimación de Potencia

Estimación de la potencia bruta y del recurso eólico en función de la superficie disponible y del viento a priori existente.

Mediante la ecuación de cálculo de potencia eólica disponible tenemos:

Donde:

ρ = densidad del Aire; 1.2 g/l

A = Área; 700 m x 1002 m

V = velocidad promedio del viento (m/s); 6,6 m/s

124,88 MW

Podemos observar que la Potencia a instalar es mayor a 10 MW por lo que representa una oportunidad de rentabilidad y viabilidad para un proyecto eólico.

Esto representa

$P_w/A = 178,0446 \text{ W/m}^2$

Coeficiente de potencia $C_p = P(v) / P_w$; este coeficiente es relacionado con el diseño de los álabes de la turbina. Límite de Betz se asume 0,5 por ser aerogenerador de 3 palas, $C_{pmax} = 0.5925$, un 59,25%.

Donde

P (v): Potencia generada por la turbina a la velocidad específica del viento y la potencia eólica disponible de las características de la máquina

$P_a = 0,5 \cdot 124,88 \text{ MW}$, $P_a = 62,44 \text{ W/m}^2$

Coeficiente de Empuje

El coeficiente de empuje viene dado por la siguiente ecuación

$C_t = F / (0.5 \cdot \rho \cdot V^2 \cdot \pi \cdot D^2 / 4)$



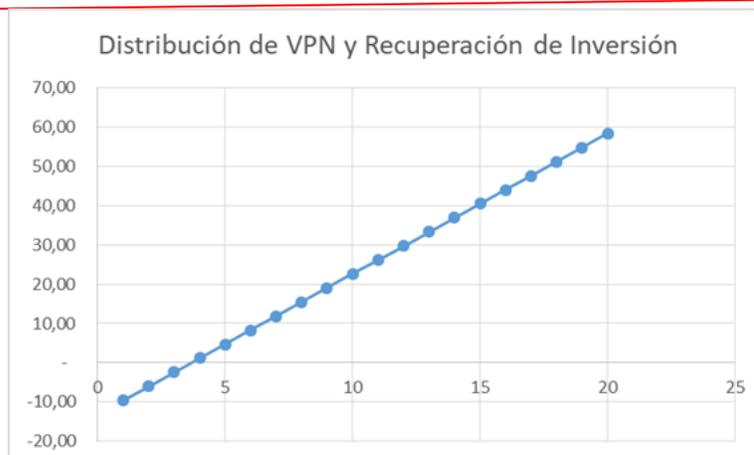
Anexo G - Indicadores Financieros Energía Fotovoltaica

Parque FotoVoltaico	Potencia Nominal (MW)	Costo por \$MM/MW	Parque FotoVoltaico		Potencia Producida Anual GWh
			Total costo \$MM (Inversión Inicial)		
	9,6	0,89	8,5		16

Relación Costo (\$)/KW Melilla	0,23
Ingresos por Vertido a la Anua	\$3.680.000,00
Gastos de Operaciones y Mant	\$77.280,00
Sub total	\$3.602.720,00
Otros Gastos (0,7%)	\$25.219,04
Total Neto de Ingreso	\$3.577.500,96

Periodo (Años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow (MM\$)	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58
	11	12	13	14	15	16	17	16	19	20
	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58	\$3,58
VPN	\$3,25	\$2,96	\$2,69	\$2,44	\$2,22	\$2,02	\$1,84	\$1,67	\$1,52	\$1,38
	\$1,25	\$1,14	\$1,04	\$0,94	\$0,86	\$0,78	\$0,71	\$0,78	\$0,58	\$0,53
Tabla de Amortización (MM\$)	-\$9,60	-\$6,02	-\$2,44	\$1,13	\$4,71	\$8,29	\$11,87	\$15,44	\$19,02	\$22,60
	\$26,18	\$29,75	\$33,33	\$36,91	\$40,49	\$44,06	\$47,64	\$51,22	\$54,80	\$58,37

Ingresos Totales 20 Años (\$MM)	\$71,55
Inversión Inicial (\$MM)	-\$9,60
Periodo de Recuperación de Inversión en 20 años	0,13
VPN	\$10,64
TIR	37%



Anexo H - Indicadores Financieros Energía Eólica (Aerogenerador)

Parque Eólico (5 aero Vestas)	Potencia Nominal (MW)	Costo por \$MM/MW	Parque Eólico Total costo \$MM (Inversión Inicial)	Potencia Producida Anual GWh
	3,3	1,3	21,45	32,682

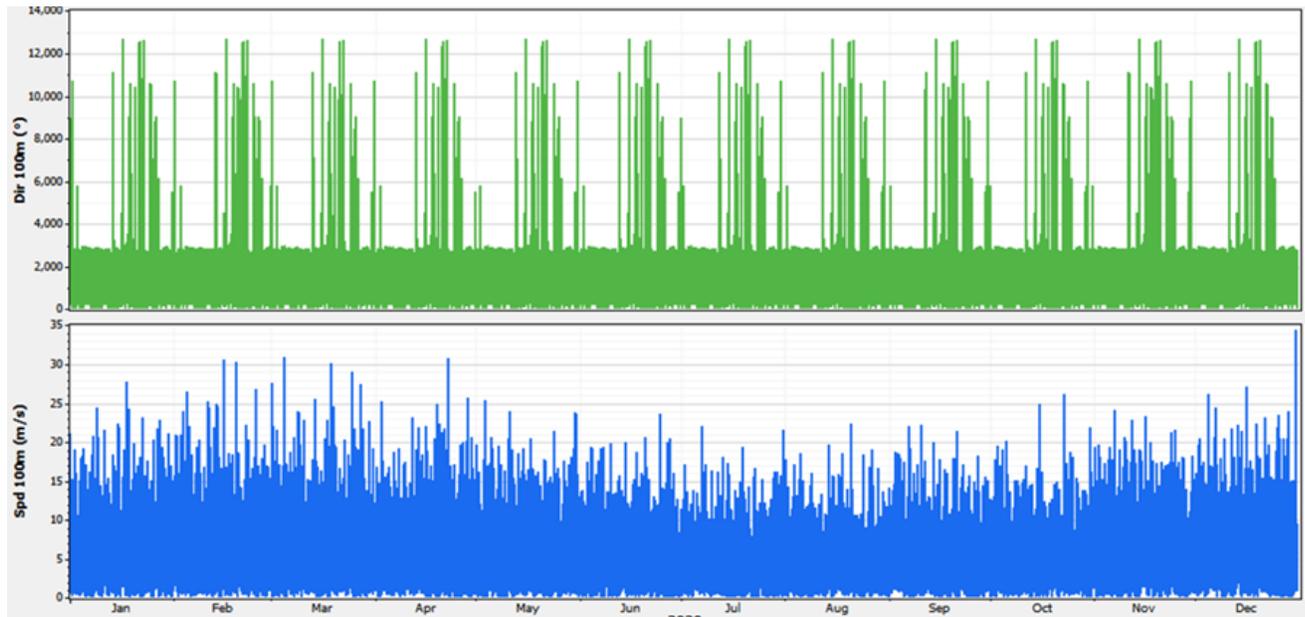
Relación Costo (\$)/KW Melilla	0,23
Ingresos por Vertido a la Anua	\$7.516.860,00
Gastos de Operaciones y Mant	\$1.127.529,00
Sub total	\$6.389.331,00
Otros Gastos (5%)	\$319.466,55
Total Neto de Ingreso	\$6.069.864,45

Periodo (Años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow (MM\$)	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07	\$6,07
VPN	\$5,52	\$5,02	\$4,56	\$4,15	\$3,77	\$3,43	\$3,11	\$2,83	\$2,57	\$2,34
	\$2,13	\$1,93	\$1,76	\$1,60	\$1,45	\$1,32	\$1,20	\$1,32	\$0,99	\$0,90
Tabla de Amortización (MM\$)	-\$21,45	-\$15,38	-\$9,31	-\$3,24	\$2,83	\$8,90	\$14,97	\$21,04	\$27,11	\$33,18
	\$39,25	\$45,32	\$51,39	\$57,46	\$63,53	\$69,60	\$75,67	\$81,74	\$87,81	\$93,88



Ingresos Totales 20 Años (\$MM)	\$121,40
Inversión Inicial (\$MM)	-\$21,45
Periodo de Recuperación de Inversión en 20 años	0,18
VPN	\$18,04
TIR	27%

Anexo I - Campaña de Medición



Anexo J - CÁLCULO DE LA DENSIDAD

Temperatura media anual del emplazamiento para determinar la densidad del aire.

Apliquemos la fórmula de la Ley de los Gases Ideales y sustituyamos la densidad

D (densidad) = m/V por lo tanto, $V = m/D$ así que sustituimos.

$$P \cdot m/D = n \cdot R \cdot T$$

$$D = P \cdot m/R \cdot T$$

D es la densidad, P la presión, R es la constante de gas y T es la temperatura.

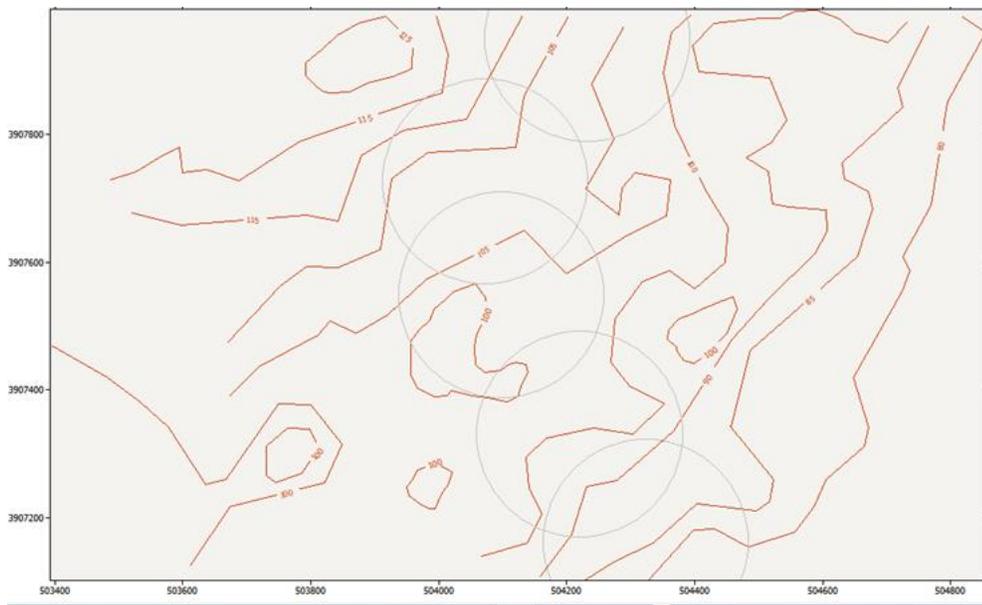


La masa molecular del aire es de 28,9645 g/mol, a 1 atm de presión a 303.15 grados Kelvin, resulta una densidad:

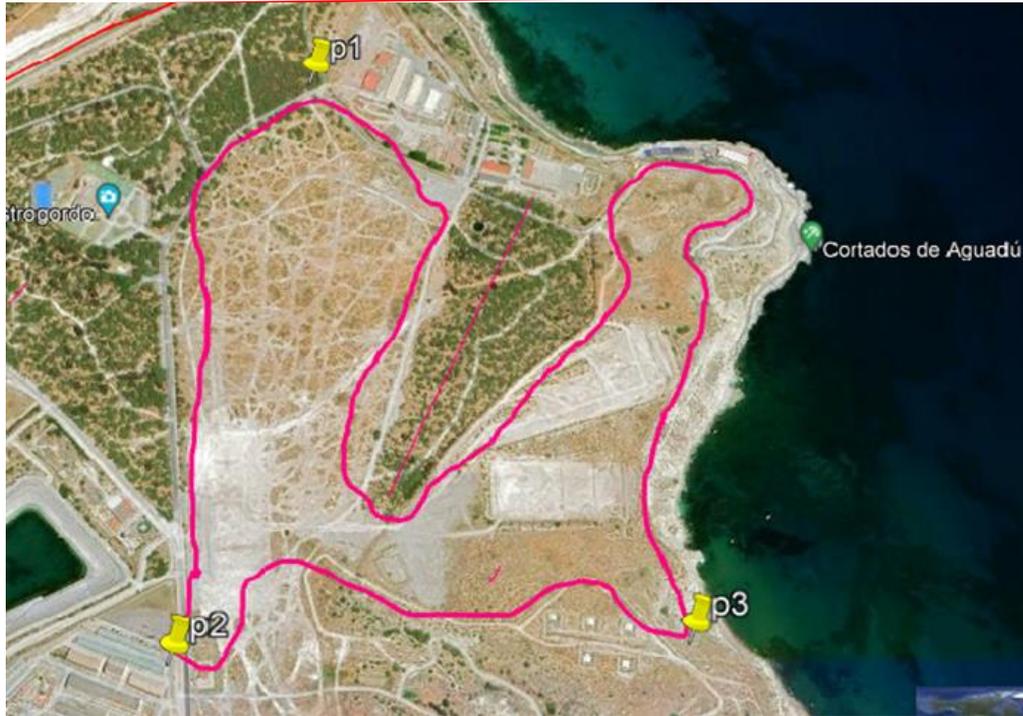
Considerando 25 grados centígrados la temperatura promedio reflejado en la gráfica 1.1 tenemos 298.15 grados kelvin por lo que:

$$D = (1 \text{ atm} * 28,9645 \text{ g/mol}) / (0,082 \text{ (atm} * \text{ L/K}\cdot\text{mol)} * 298.15 \text{ K}) = 1,18 \text{ g/L}$$

Anexo K - Mapa digitalizado Wasp



Mapa digitalizado WASP y calibrado en 3 puntos del Emplazamiento



Puntos de Calibración para la digitalización del Mapa Emplazamiento Eólico –
Google Earth

Anexo I - MEDIO AMBIENTE

La zona cuenta donde se colocan los aerogeneradores son espacios no protegidos, en el último informe de Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica de Melilla (2015-2021).



Zonas de protección de hábitats o especies ligados al medio acuático

La ciudad de Melilla cuenta con dos espacios protegidos como LICs (Lugares de Importancia Comunitaria) dentro de la Red Natura 2000:

El barranco del Nano: Preservado por su carácter de zona militar, destaca como hábitat del araar (*Tetraclinis articulata*), una conífera propia de los bosques del Atlas y la presencia de la jarilla cabeza de gato (*Helianthemum caput-felis*) o la jara de Cartagena (*Cistus heterophyllus*). Entre las especies animales, algunas veces es posible contar con la presencia del chacal dorado (*Canis aureus*) procedente del lado marroquí y es frecuente encontrar reptiles como la tortuga mora (*Testudo graeca*) y el camaleón común (*Chamaeleo chamaeleon*), 1920

Los cortados de Aguadú: Espacio marítimo terrestre en el que se incluyen tanto acantilados como las playas y fondos marinos, todos especialmente ricos en diversidad de especies de plantas y animales. Destacan las colonias de aves sobre los acantilados, como las de gaviota de Audouin (*Larus audouinii*). En los fondos marinos es muy notable la presencia de lapa herrumbrosa (*Patella ferruginea*), una especie de molusco declarado en peligro de extinción y que aquí se encuentra en abundancia. A

partir de los 15 o 20 m de profundidad se encuentran algunos de los mejores fondos coralinos m

mediterráneos de España. Y en la plataforma terrestre son abundantes varias especies de artrópodos y moluscos terrestres endémicos de la zona. En las siguientes imágenes podemos observar la flora protegida en la zona de Aguadú y Rostrogordo, estudio desarrollado con la Universidad de Granada (GUÍA DE CAMPO DE LA FLORA DE MELILLA).



. El litoral rocoso de Melilla resulta propicio para la formación de cornisas biogénicas sólo cuando aparece roca calcárea compacta, o sea las calizas arrecifales de la Ciudad Vieja, la Alcazaba y la Punta de Rostrogordo y sus alrededores. Estas formaciones geológicas y las ricas comunidades que acogen son importantes en diversas asignaturas de Ciencias de la Naturaleza.



Los jarales forman parte de la vegetación mediterránea natural, sin signos de degradación. Las hojas se usan como sucedáneo del té y del tabaco. En peligro de extinción.

Los cortados de Aguadú



Su alto contenido en vitamina C prevenía a los marineros del escorbuto, enfermedad muy extendida debida a una alimentación deficitaria.



Especie mediterránea de tendencias áridas (sudeste de España, norte de África, sur de Italia y Grecia) que vive sobre suelos terrosos y salinos.



Matorrales termo mediterráneos y pre desérticos”, muy bien desarrollado en Rostrogordo.

usadas tradicionalmente en la elaboración de sosa y potasa para fabricar jabón o simplemente usando sus cenizas como detergente para lavar la ropa

10.2 Anexo Energía Fotovoltaica

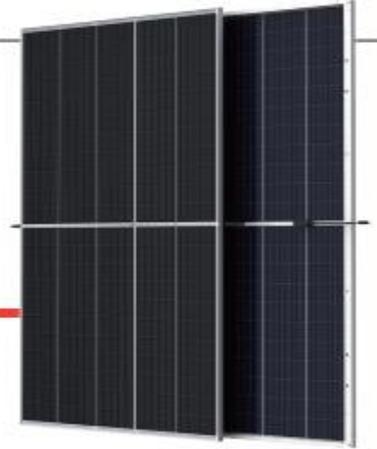
Anexo M - PANEL FOTOVOLTAICO



Mono Multi Soluciones

Vertex

MÓDULO MONOCRISTALINO BIFACIAL DE DOBLE VIDRIO



550W
POTENCIA MÁXIMA

PRODUCTO | POTENCIA
TSM-DEGL9C.20 | 530-550W

21.0%
MÁXIMA EFICIENCIA

0~+5W
TOLERANCIA POSITIVA

Fundado en 1997, Trina Solar es el proveedor líder en el mundo de soluciones de energía solar. Con presencia local alrededor del mundo, Trina Solar puede brindar un servicio excepcional a cada cliente en todos los mercados y proveer productos innovadores y confiables que cuenten con el respaldo de la marca Trina. Trina Solar distribuye actualmente sus productos a más de 100 países. Estamos comprometidos en establecer colaboraciones estratégicas y de beneficio mutuo con instaladores, desarrolladores, distribuidores y socios para promover la energía inteligente.

Productos Certificados y Estándares Internacionales
IEC61215/IEC61730/IEC61711/IEC62716

ISO 9001: Sistema de Gestión de Calidad
ISO 14001: Sistema de Gestión Medioambiental
ISO14064: Verificación Emisiones de Gases Invernadero
OHSAS 18001: Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional



Trinasolar



Alto Valor Añadido

- Menor LCOE (costo nivelado de la energía), costo reducido del CAPEX
- Baja degradación anual, garantía extendida de 30 años
- Compatible con los principales equipos de sistemas fotovoltaicos
- Mayor retorno de la inversión



Hasta 555W de Potencia

- Hasta 21,0% de eficiencia del módulo utilizando una tecnología de interconexión de alta densidad
- Tecnología multi-busbar para mejor efecto de captura de luz, menor resistencia en serie y mejor rendimiento del módulo



Alta Confiabilidad

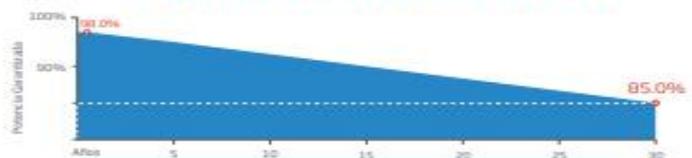
- Tecnología de corte NDC (*non destructive cutting*) para mitigar efectos de microcracks en celdas de grandes dimensiones
- Resistencia PID asegurada por un riguroso control de calidad Trina Solar
- Certificado para operar en ambientes adversos (alta temperatura y elevada humedad, ambientes salinos y de alta corrosión)
- Soporte a cargas mecánicas de +5400 Pa/-2400 Pa dependiendo del modo de instalación
- Certificado anti fuego clase A



Alto Rendimiento

- Excelente IAM (modificador de ángulo de incidencia) y óptimo performance en baja irradiación, asegurado por certificadores internacionales
- Diseño exclusivo que garantiza una producción optimizada de la energía en condiciones de sombra
- Bajo coeficiente de temperatura (-0,34%) y baja temperatura de operación
- Incremento de hasta 25% de energía por la cara posterior del módulo

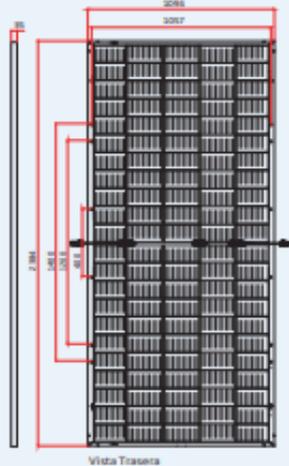
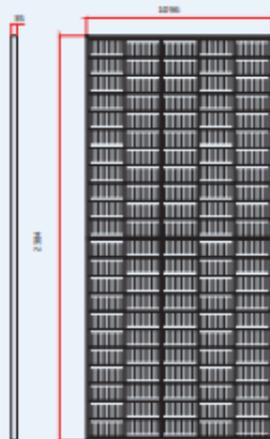
Garantía de Performance Vertex Bifacial



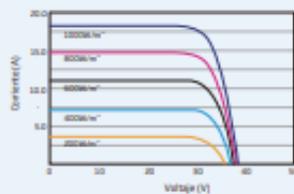


MÓDULO MONOCRISTALINO BIFACIAL DE DOBLE VIDRIO

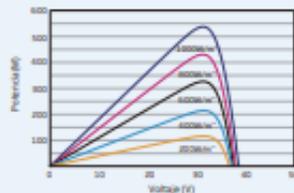
Dimensiones del Módulo (mm)



Curvas I-V del Módulo (540 W)



Curvas P-V del Módulo (540W)



DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia Nominal -P _{max} (W)*	530	535	540	545	550
Tolerancia de Potencia Nominal-P _{max} (W)	0 - +5				
Tensión en Máxima Potencia-V _{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Corriente en Máxima Potencia-I _{MPP} (A)	17.11	17.16	17.21	17.24	17.29
Tensión de Circuito Abierto-V _{OC} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Corriente de Corto Circuito-I _{SC} (A)	18.19	18.24	18.30	18.35	18.39
Eficiencia η (%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5
*Tolerancia de Medición: ±3%

Características eléctricas con diferentes power bin (referencia de relación de irradiancia 10%)

Potencia Total Equivalente -P _{TOT} (Wp)	567	573	578	583	589
Voltaje Máxima-V _{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Corriente Máxima-I _{MPP} (A)	18.31	18.36	18.41	18.45	18.50
Tensión Circuito Abierto-V _{OC} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Corriente de Corto Circuito-I _{SC} (A)	19.46	19.52	19.58	19.63	19.68
Relación de Irradiación (Posterior/Anterior)	10%				

Factor de Bifacialidad: 70 ± 5%

DATOS ELÉCTRICOS (NMOT)

Potencia Máxima -P _{max} (Wp)	401	405	409	413	416
Tensión en Máxima Potencia-V _{MPP} (V)	28.8	29.0	29.2	29.4	29.5
Corriente en Máxima Potencia-I _{MPP} (A)	13.93	13.97	14.02	14.08	14.10
Tensión en Circuito Abierto-V _{OC} (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Corriente de Corto Circuito-I _{SC} (A)	14.66	14.70	14.75	14.79	14.82

NMOT: Irradiación a 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del Viento 1m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células Solares	Monocristalinas
Orientación de Células	110 células (1/2x210mm)
Dimensiones de Módulos	2384 × 1096 × 35 mm (93.86 × 43.15 × 1.38 pulgadas)
Peso	32,6 kg (71,9 lb)
Vidrio Frontal	2,0 mm (0,08 pulgadas), alta transmisión, vidrio termoendurecido con recubrimiento AR
Material Encapsulante	POE / EVA
Vidrio Posterior	2,0 mm (0,08 pulgadas), alta transmisión, vidrio termoendurecido con recubrimiento AR
Marco	Aleación de aluminio anodizado de 35mm (1.38 pulgadas)
J-Box	IP 68
Cables	Cable Fotovoltaico 4.0mm ² (0.005 pulgadas ²), Retrato: 280/280 mm(11.02/11.02 pulgadas) Paisaje: 2050/2050 mm(80.70/80.70 pulgadas)
Conector	MC4 EV02 / TS4*

*Consulte el conector especificado en la hoja técnica regional.

TASAS DE TEMPERATURA

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

(No conectar fusibles en la caja de conexiones con doce más hilos en conexión paralela)

GARANTÍA

12 Años de Garantía del Producto
30 Años de Garantía de Potencia Lineal
2% Degradación Primer Año
0.45% Degradación Anual

(Consulte la garantía de producto para más información)

LÍMITES OPERACIONALES

Temperatura de operación	-40~+85°C
Tensión máxima del sistema	1500V DC (IEC)
Capacidad Máx del Fusible en Serie	35A

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja: 31 unidades
Módulos por contenedor de 40': 620 unidades

Anexo N- Inversor

SUNNY CENTRAL
 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

Eficiente

- Transporte de hasta 4 inversores en el contenedor de flete marítimo estándar
- Posibilidad de sobredimensionado de hasta 225 %
- Plena potencia a temperaturas ambiente de hasta 35 °C

Resistente

- Sistema de refrigeración de aire inteligente OptiCool para una refrigeración eficiente
- Apto para exteriores, para el uso en cualquier parte del mundo y para todas las condiciones ambientales y climáticas

Flexible

- Conformidad con todos los requisitos de red conocidos en todo el mundo
- Modo Statcom nocturno
- Disponible como equipo individual o solución llave en mano, incluido el bloque de media tensión

Cómodo

- Área de conexión de CC mejorada
- Área de conexión para los equipos del cliente
- Soporte de tensión integrado para equipos consumidores internos y externos

SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

El nuevo Sunny Central: más potencia por metro cúbico

Con una potencia de hasta 3000 kVA en tensiones de sistema de CC de 1100 V o 1500 V, el inversor central de SMA permite una planificación más eficiente de la planta y una reducción de los costes específicos en centrales fotovoltaicas. Dispone de un suministro de tensión separado y espacio adicional para instalar los equipos del cliente. Verdadera tecnología de 1500 V y el sistema de refrigeración inteligente OptiCool aseguran un funcionamiento libre de fallos incluso con temperaturas ambiente extremas y una larga vida útil de 25 años.



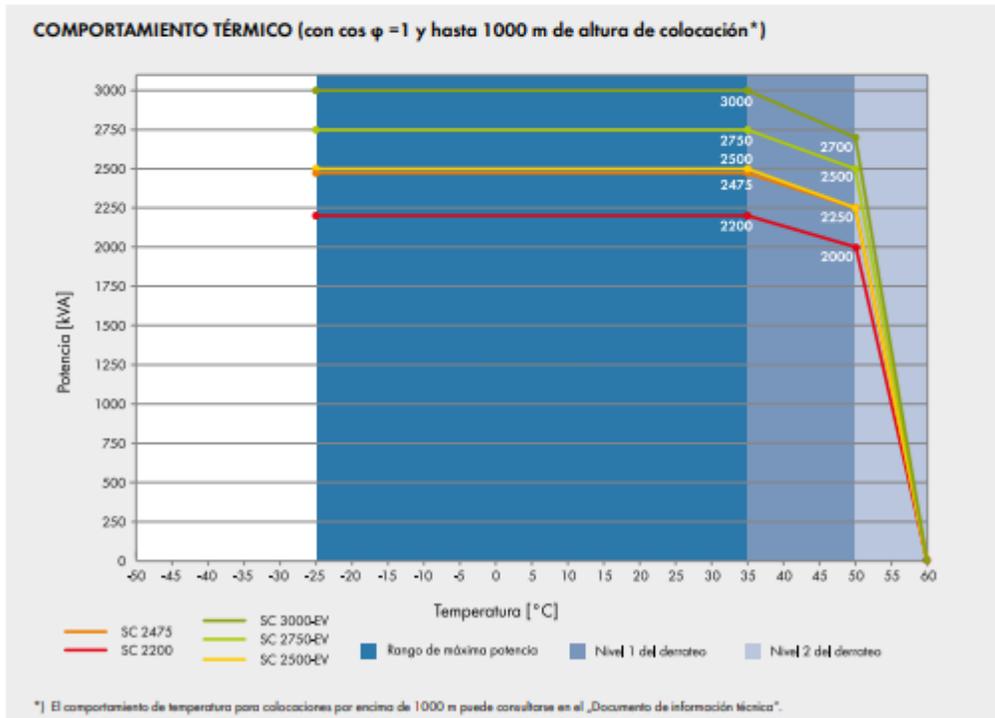
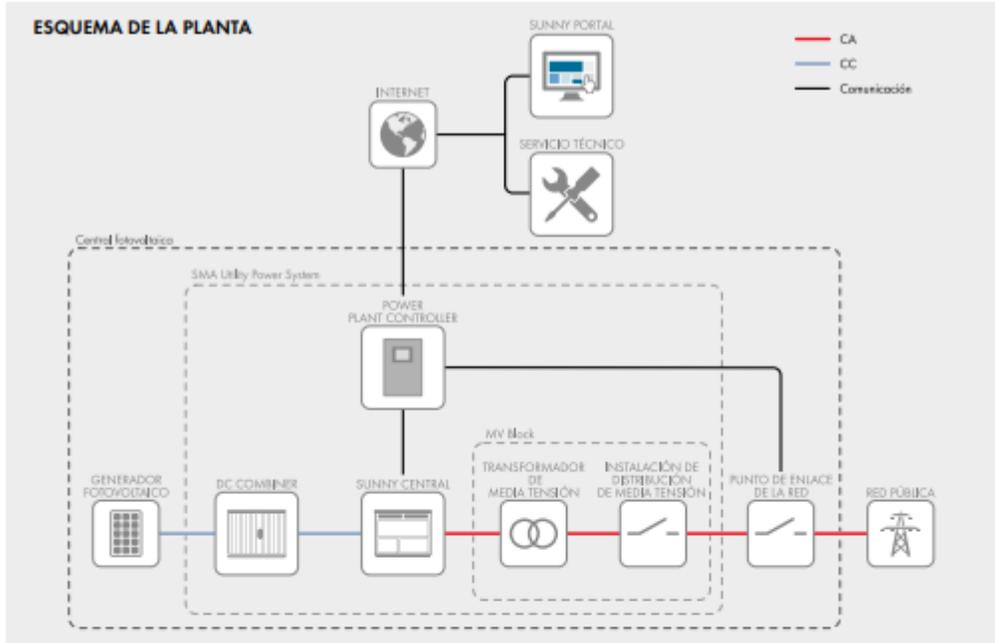
SUNNY CENTRAL 1000 V

Datos técnicos	Sunny Central 2200	Sunny Central 2475*
Entrada (CC)		
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	570 V a 950 V / 800 V / 800 V	638 V a 950 V / 800 V / 800 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, min}$ / tensión de arranque $V_{CC, arranque}$	545 V / 645 V	614 V / 714 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, máx}$	1100 V	1100 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, máx}$ (a 35 °C / 50 °C)	3960 A / 3600 A	3960 A / 3600 A
Corriente de cortocircuito máx. $I_{CC, SC}$	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo)	
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Monitorización de zona integrada	○	
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Salida (CA)		
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2200 kVA / 2000 kVA	2475 kVA / 2250 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	1760 kW / 1600 kW	1980 kW / 1800 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, nom}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, máx}$	3300 A	3300 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ⁽¹⁾⁽²⁾	385 V / 308 V a 462 V	434 V / 347 V a 521 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA	> 2	
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁽¹⁾⁽²⁾	● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo	
Rendimiento		
Rendimiento máx. ⁽²⁾ /rendimiento europeo ⁽²⁾ /rendimiento californiano ⁽²⁾	98,6 % / 98,4 % / 98,0 %	98,6 % / 98,4 % / 98,0 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I	
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto	○ / ○	
Monitorización de aislamiento	○	
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)	
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb	
Autoconsumo (máx. ⁽⁴⁾ / carga parcial ⁽⁵⁾ / promedio ⁽⁴⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (en espera)	< 300 W	
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA	
Rango de temperatura de servicio ⁽¹⁾	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Emisiones de ruido ⁽⁷⁾	64,7 dB(A)	
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C (-40 °F a 140 °F)	
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C (-40 °F a 158 °F)	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin condensación)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %	
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ⁽⁸⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹¹⁾ / 4000 m ⁽¹¹⁾	● / ○ / ○ / ○	
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h	
Equipamiento		
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)	
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)	
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus	
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)	
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004	
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)	
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
Normas CEM	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022, IEC 62920, FCC Parte 15 Clase A, Cispn 11, DIN EN55011:2017	
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001	
● De serie ○ Opcional * provisional		



SUNNY CENTRAL 1500 V

Datos técnicos	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Entrada (CC)			
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	850 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, \text{mín.}}$ / tensión de arranque $V_{CC, \text{arranque}}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, \text{máx.}}$	1500 V	1500 V	1500 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, \text{máx.}}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Corriente de cortocircuito máx.	6400 A	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidas por dos polos (32 protegidas por un polo) para entradas fotovoltaicas		
Número de entradas de CC con la opción de acoplamiento de CC para baterías	18 protegidas por dos polos (32 protegidas por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidas por dos polos para baterías		
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Monitorización de zona integrada	○		
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	2000 kW / 1880 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, \text{nom}}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, \text{máx.}}$	2624 A	2646 A	2646 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ⁽¹⁾	550 V / 440 V a 660 V	600 V / 480 V a 690 V	655 V / 524 V a 721 V ⁽⁹⁾
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz		
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA ⁽¹⁰⁾	> 2		
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁽¹¹⁾	● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo		
Rendimiento			
Rendimiento máx. ⁽²⁾ /rendimiento europeo ⁽²⁾ /rendimiento californiano ⁽²⁾	98,6 % / 98,3 % / 98,0 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %
Dispositivos de protección			
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC		
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA		
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I & II		
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I & II		
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III		
Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto	○ / ○		
Monitorización de aislamiento	○		
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)		
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb		
Autoconsumo (máx. ⁽⁴⁾ / carga parcial ⁽⁵⁾ / promedio ⁽⁴⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Autoconsumo (en espera)	< 370 W		
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA		
Rango de temperatura de servicio ⁽¹⁾	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F		
Emisiones de ruido ⁽⁷⁾	67,8 dB(A)		
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F		
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F		
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin cond.)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %		
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ⁽⁸⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹²⁾ / 3000 m ⁽¹²⁾	● / ○ / -		
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h		
Equipamiento			
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)		
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)		
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus		
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)		
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004		
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)		
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
Normas CEM	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Parte 15 Clase A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Parte 15 Clase A	





Anexo O - Cálculo PVSYS Estructura fija



Versión 7.2.14

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Melilla_TFM_V3

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 9625 kWp

Cabrerizas - España

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Cabrerizas

España

Situación

Latitud	35.31 °N
Longitud	-2.95 °W
Altitud	106 m
Zona horaria	UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Cabrerizas

Meteonorm 8.0 (1996-2010), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano fijo

Inclinación/Azimut 35 / 0 °

Sin escena 3D definida, sin sombras

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos 17500 unidades

Pnom total 9625 kWp

Inversores

Núm. de unidades 3 unidades

Pnom total 9000 kWca

Proporción Pnom 1.069

Resumen de resultados

Energía producida	16 GWh/año	Producción específica	1691 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.54 %
-------------------	------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Gráficos predefinidos	8



Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación Plano fijo	Sin escena 3D definida	Transposición Difuso Circunsolar
Inclinación/Azimut	35 / 0 °	Perez Perez, Meteonorm separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	TSM-DE19-550Wp	Modelo	Sunny Central 3000-EV
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	3000 kWca
Número de módulos FV	17500 unidades	Número de inversores	3 unidades
Nominal (STC)	9625 kWp	Potencia total	9000 kWca
Módulos	500 Cadenas x 35 En series	Voltaje de funcionamiento	956-1425 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.07
Pmpp	8806 kWp		
U mpp	1002 V		
I mpp	8787 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	9625 kWp	Potencia total	9000 kWca
Total	17500 módulos	Número de inversores	3 unidades
Área del módulo	45725 m ²	Proporción Pnom	1.07

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto	Factor de pérdida térmica	Pérdidas de cableado CC						
Frac. de pérdida	Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global						
3.0 %	Uc (const)	1.9 mΩ						
	29.0 W/m ² K	Frac. de pérdida						
	Uv (viento)	1.5 % en STC						
	0.0 W/m ² K/m/s							
LID - Degradación Inducida por Luz	Pérdida de calidad módulo	Pérdidas de desajuste de módulo						
Frac. de pérdida	Frac. de pérdida	Frac. de pérdida						
2.0 %	-0.4 %	2.0 % en MPP						
Pérdidas de desajuste de cadenas								
Frac. de pérdida								
0.1 %								
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000
Corrección espectral								
Modelo FirstSolar								
Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa								
Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		



Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

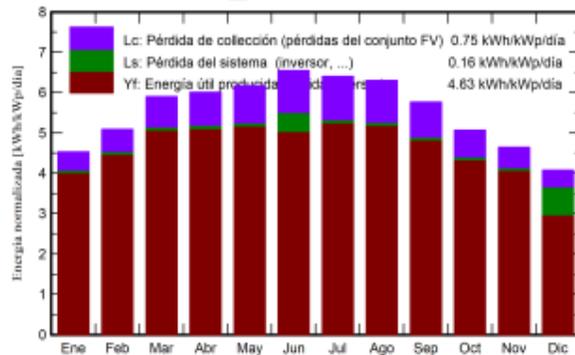
Frac. de tiempo 2.0 %
7.3 días,
3 periodos

Resultados principales

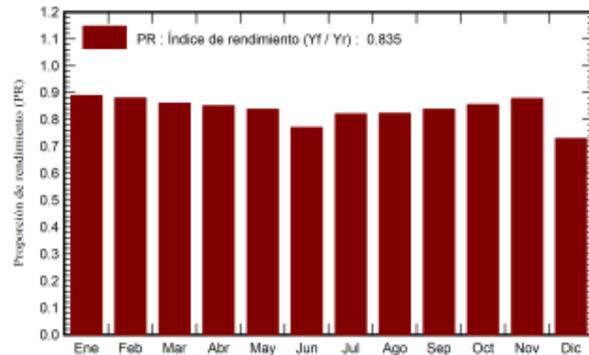
Producción del sistema

Energía producida 16 GWh/año Producción específica 1691 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento (PR) 83.54 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)

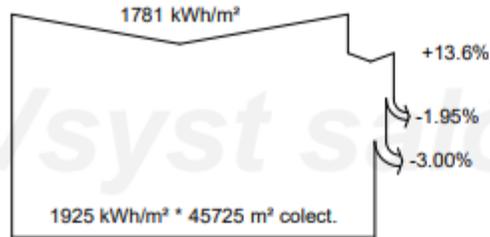


Balances y resultados principales

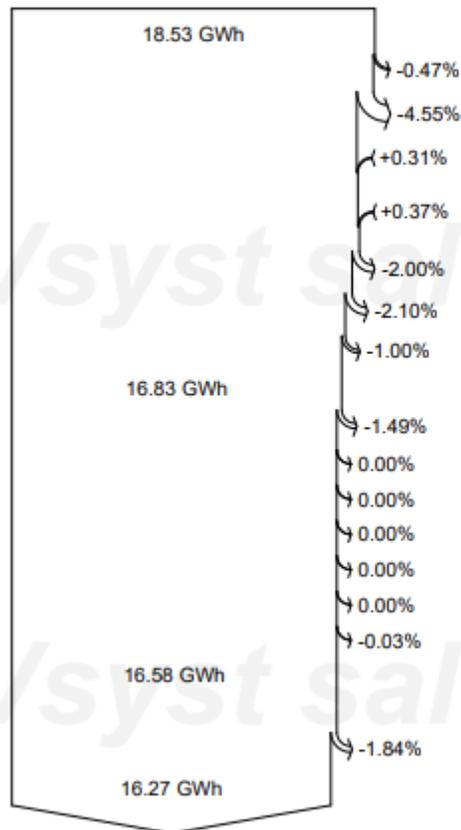
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR proporción
Enero	86.4	30.87	13.53	140.4	134.5	1.220	1.201	0.889
Febrero	101.5	41.73	13.87	142.5	136.3	1.226	1.207	0.880
Marzo	150.3	54.92	15.81	182.9	174.2	1.539	1.515	0.861
Abril	172.8	73.99	17.21	180.3	171.0	1.500	1.478	0.851
Mayo	203.8	82.31	20.25	191.5	181.0	1.569	1.545	0.838
Junio	217.5	87.35	23.39	196.4	185.6	1.593	1.456	0.770
Julio	215.9	89.10	26.83	198.5	187.7	1.591	1.568	0.820
Agosto	193.5	85.83	27.20	195.4	185.4	1.572	1.549	0.824
Septiembre	152.0	68.13	24.03	173.0	164.4	1.417	1.396	0.838
Octubre	121.3	52.88	21.21	157.3	150.2	1.315	1.295	0.856
Noviembre	89.2	34.09	16.68	139.4	133.4	1.196	1.178	0.878
Diciembre	76.6	29.70	14.51	126.4	121.2	1.096	0.887	0.729
Año	1780.9	730.89	19.58	2023.9	1924.9	16.833	16.273	0.835

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 DiffHor Irradiación difusa horizontal E_Grid Energía inyectada en la red
 T_Amb Temperatura ambiente PR Proporción de rendimiento
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

Diagrama de pérdida


eficiencia en STC = 21.05%


Irradiación horizontal global
Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

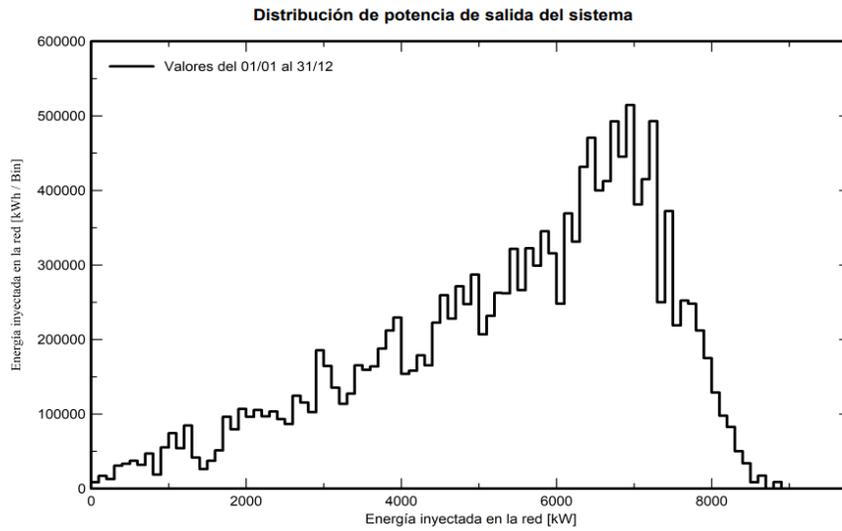
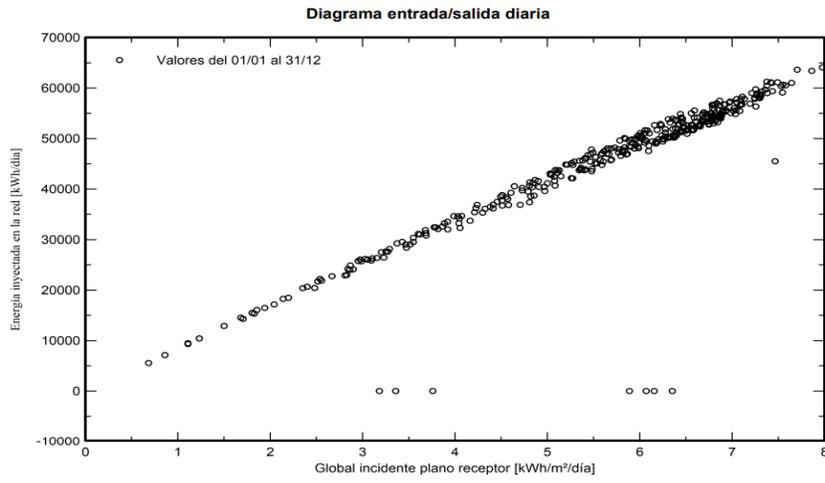
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

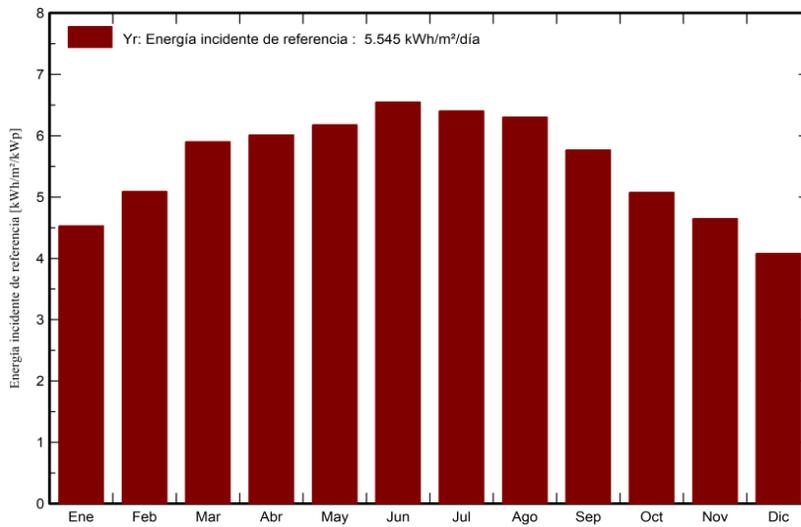
Disponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red

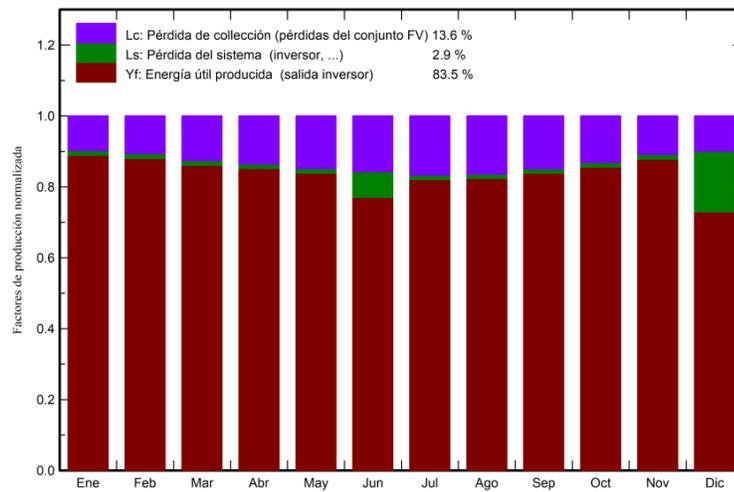




Energía incidente de referencia en el plano colector

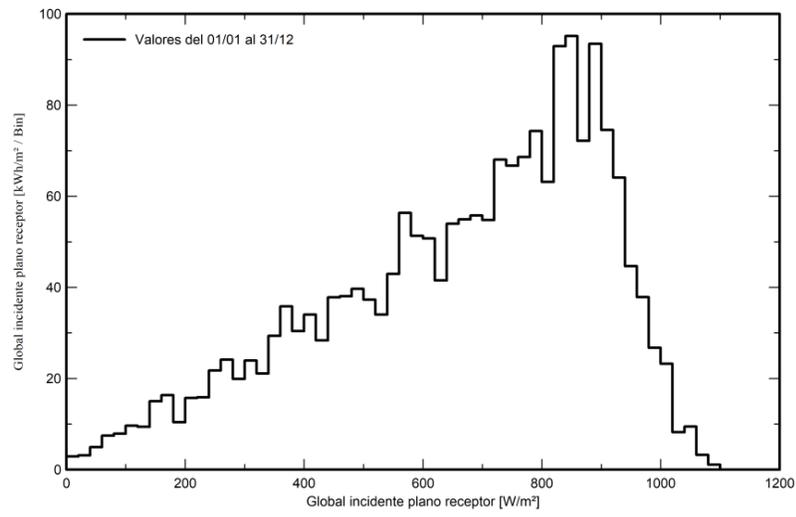


Producción normalizada y factores de pérdida

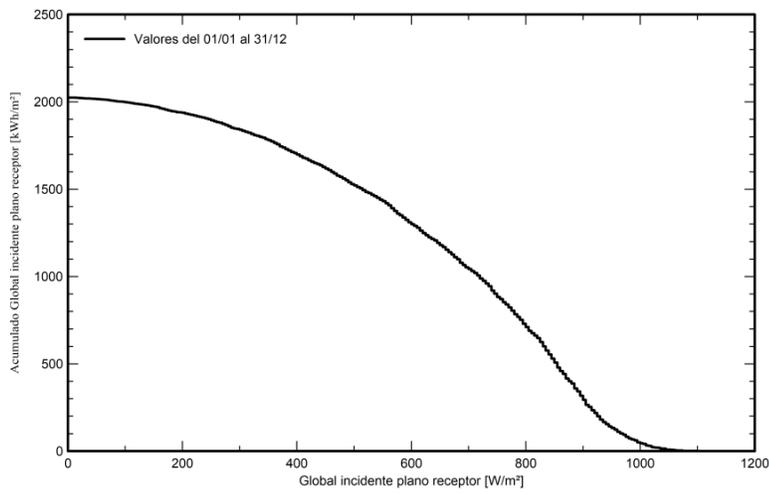




Distribución de irradiación incidente

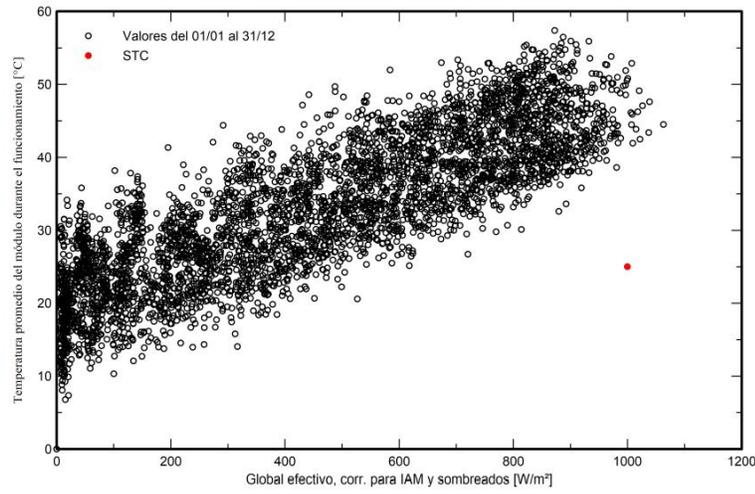


Cola de distribución de irradiación incidente

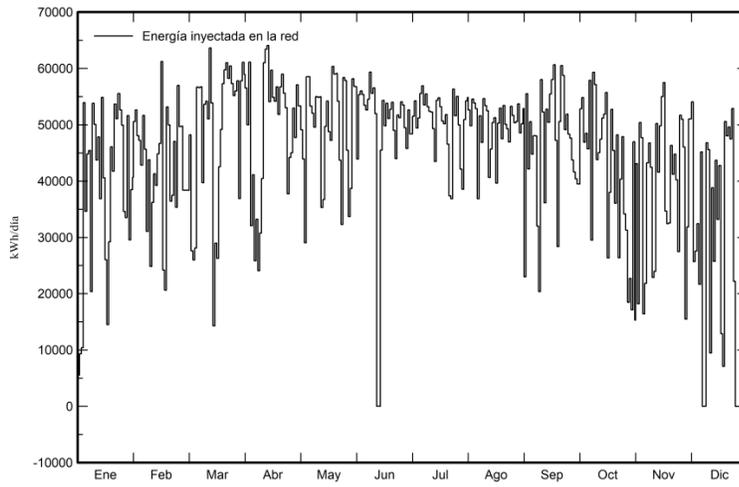




Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

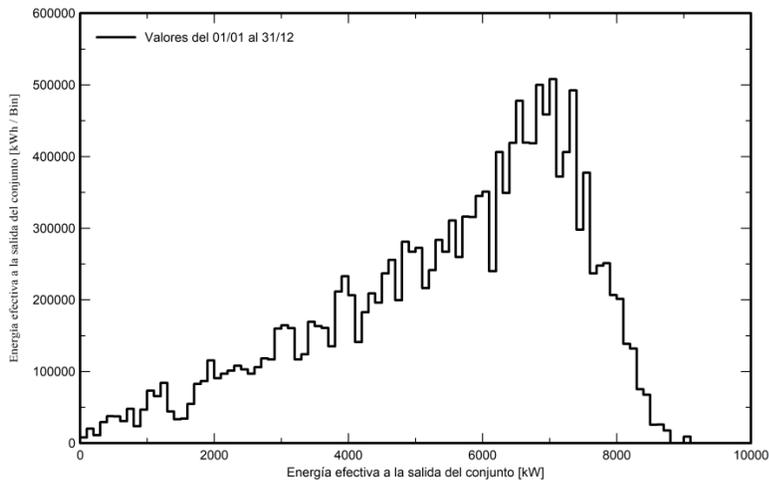


Energía diaria a la salida del sistema

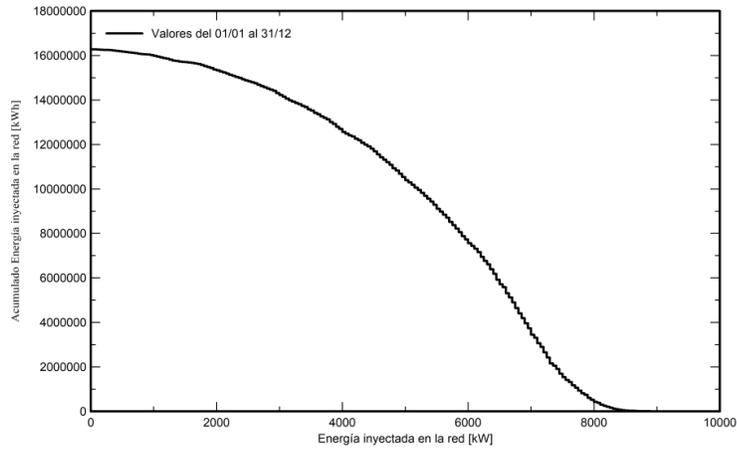




Distribución de la potencia del conjunto

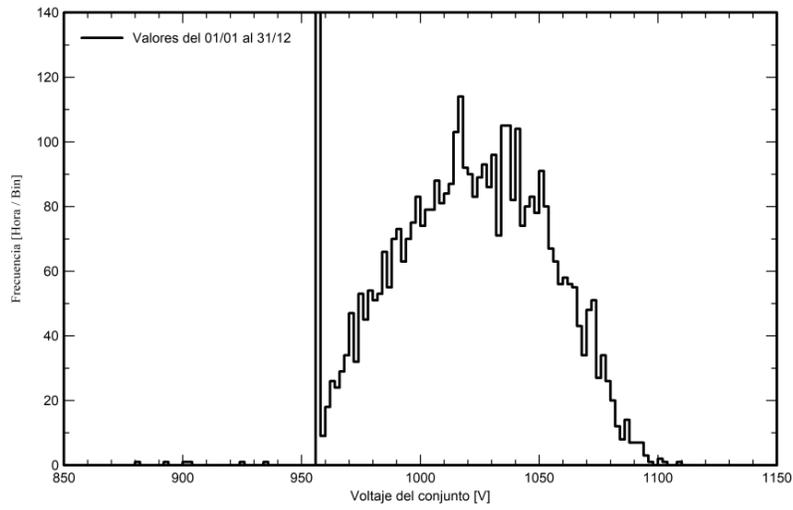


Distribución de cola de potencia de salida del sistema

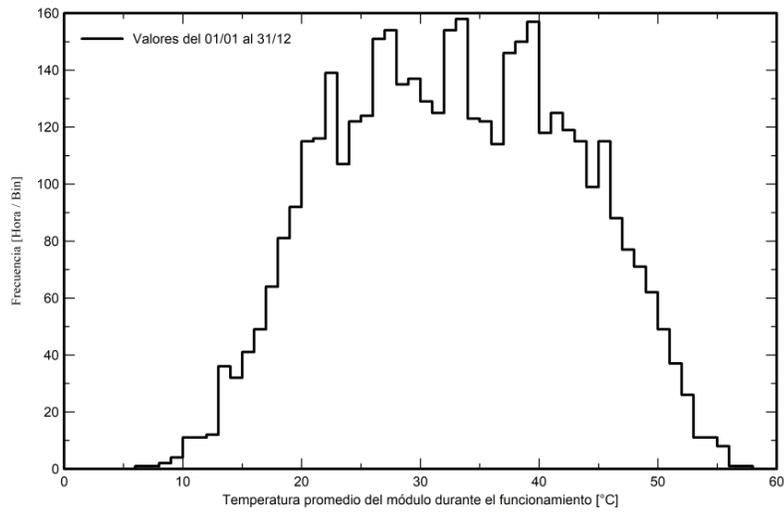




Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución





Anexo P - Cálculo PVSYS con Seguidor Solar



Versión 7.2.14

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Melilla_TFM_V3

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 5422 kWp

Cabrerizas - España

Resumen del proyecto

Sitio geográfico	Situación	Configuración del proyecto
Cabrerizas	Latitud 35.31 °N	Albedo 0.20
España	Longitud -2.95 °W	
	Altitud 106 m	
	Zona horaria UTC+1	
Datos meteo		
Cabrerizas		
Meteonorm 8.0 (1996-2010), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Algoritmo de rastreo	Sombreados cercanos
Orientación	Optimización de irradiancia	Sin sombreados
Plano de rastreo, eje horizontal N-S		
Azimut del eje -180 °		
Información del sistema		
Conjunto FV	Inversores	
Núm. de módulos 9858 unidades	Núm. de unidades 2 unidades	
Pnom total 5422 kWp	Pnom total 5000 kWca	
	Proporción Pnom 1.084	
Necesidades del usuario		
Carga ilimitada (red)		

Resumen de resultados

Energía producida	11 GWh/año	Producción específica	2027 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	84.52 %
-------------------	------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Gráficos predefinidos	8

**Parámetros generales****Sistema conectado a la red****Orientación campo FV****Orientación**

Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje -180 °

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteororm
Circunsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Sin escena 3D definida, sin sombras**Algoritmo de rastreo**

Optimización de irradiancia

Configuración de rastreadores

Sin escena 3D definida

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV**Módulo FV**

Fabricante Generic
Modelo TSM-DE19-550Wp
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 550 Wp
Número de módulos FV 9858 unidades
Nominal (STC) 5422 kWp
Módulos 318 Cadenas x 31 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 4960 kWp
U mpp 888 V
I mpp 5589 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 5422 kWp
Total 9858 módulos
Área del módulo 25758 m²

Inversor

Fabricante Generic
Modelo Sunny Central 2500-EV
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 2500 kWca
Número de inversores 2 unidades
Potencia total 5000 kWca
Voltaje de funcionamiento 850-1425 V
Proporción Pnom (CC:CA) 1.08

Potencia total del inversor

Potencia total 5000 kWca
Número de inversores 2 unidades
Proporción Pnom 1.08

Pérdidas del conjunto**Pérdidas de suciedad del conjunto**

Frac. de pérdida 3.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 2.6 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Pérdidas del conjunto

Corrección espectral

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 2.0 %
7.3 días,
3 periodos

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

11 GWh/año

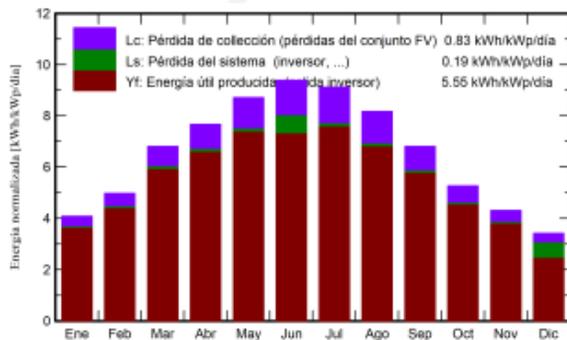
Producción específica

2027 kWh/kWp/año

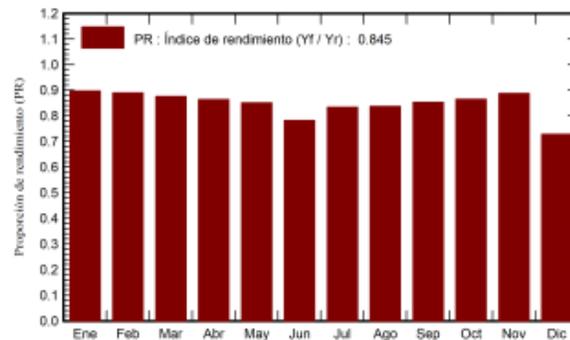
Proporción de rendimiento (PR)

84.52 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)

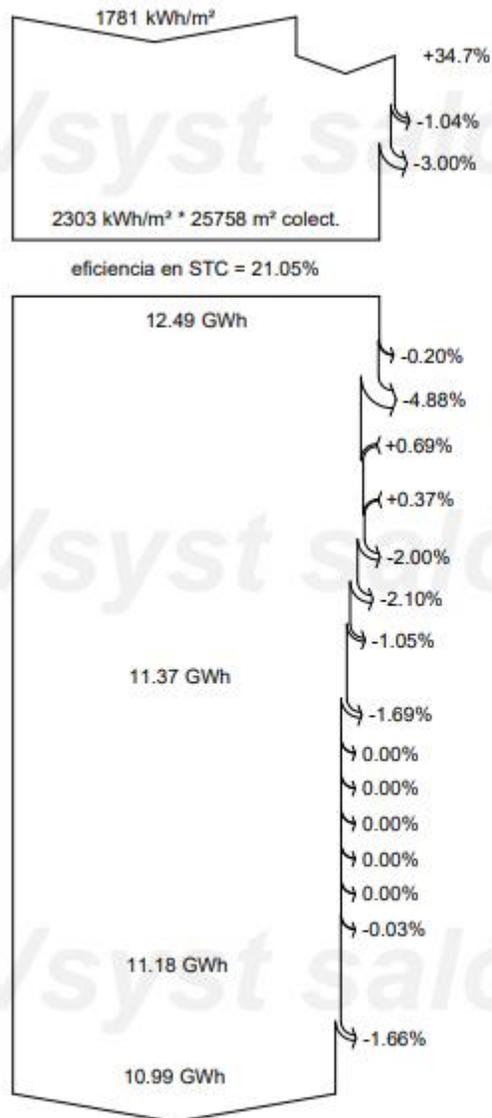


Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR proporción
Enero	86.4	30.87	13.53	126.5	120.5	0.626	0.615	0.897
Febrero	101.5	41.73	13.87	139.4	133.4	0.684	0.672	0.889
Marzo	150.3	54.92	15.81	211.1	202.9	1.019	1.002	0.875
Abril	172.8	73.99	17.21	230.1	221.2	1.098	1.078	0.864
Mayo	203.8	82.31	20.25	270.2	260.1	1.268	1.246	0.851
Junio	217.5	87.35	23.39	281.9	271.6	1.311	1.195	0.782
Julio	215.9	89.10	26.83	282.9	272.5	1.301	1.279	0.834
Agosto	193.5	85.83	27.20	253.3	243.7	1.169	1.150	0.837
Septiembre	152.0	68.13	24.03	204.3	196.2	0.961	0.945	0.853
Octubre	121.3	52.88	21.21	163.5	156.6	0.780	0.767	0.865
Noviembre	89.2	34.09	16.68	129.4	123.4	0.634	0.623	0.888
Diciembre	76.6	29.70	14.51	106.1	100.6	0.521	0.419	0.729
Año	1780.9	730.89	19.58	2398.8	2302.7	11.373	10.992	0.845

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Diagrama de pérdida

Irradiación horizontal global
Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Corrección espectral

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

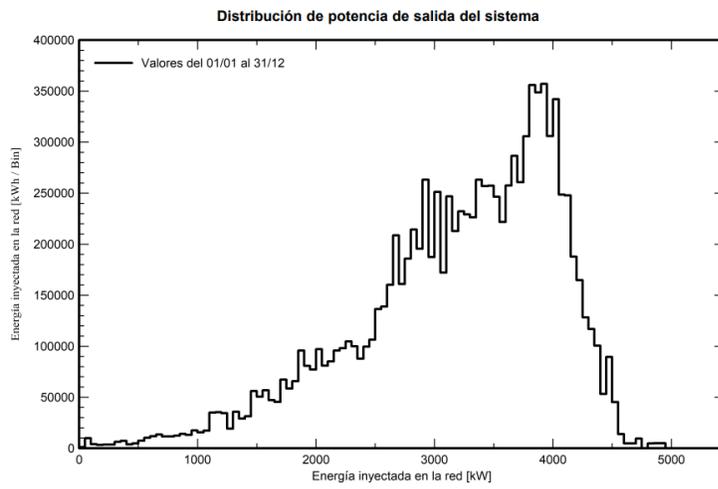
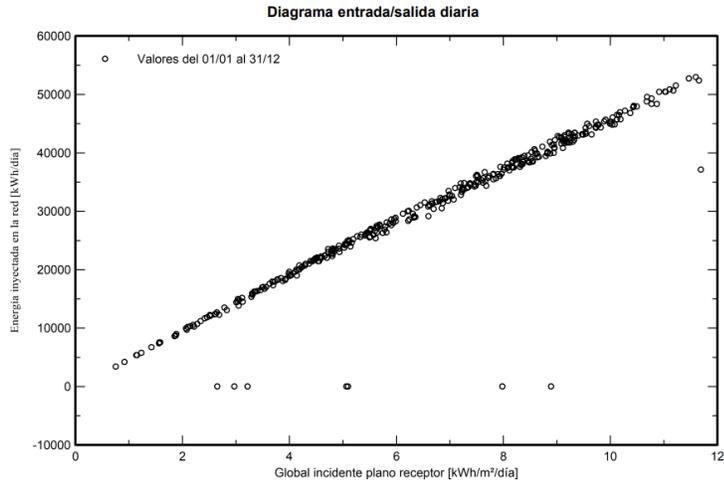
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

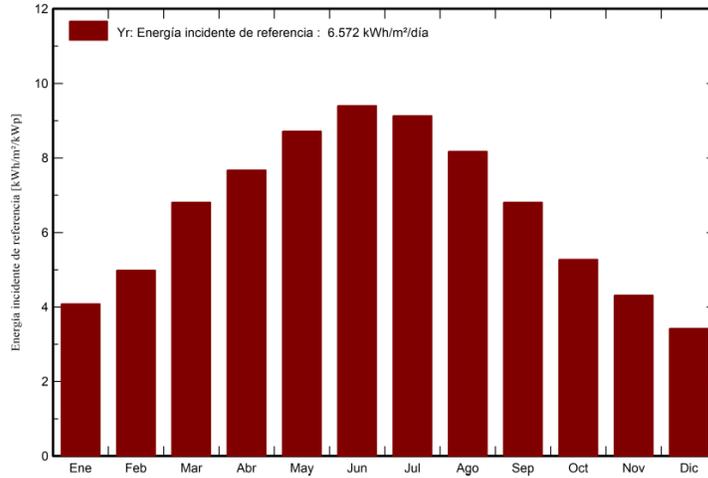
Indisponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red

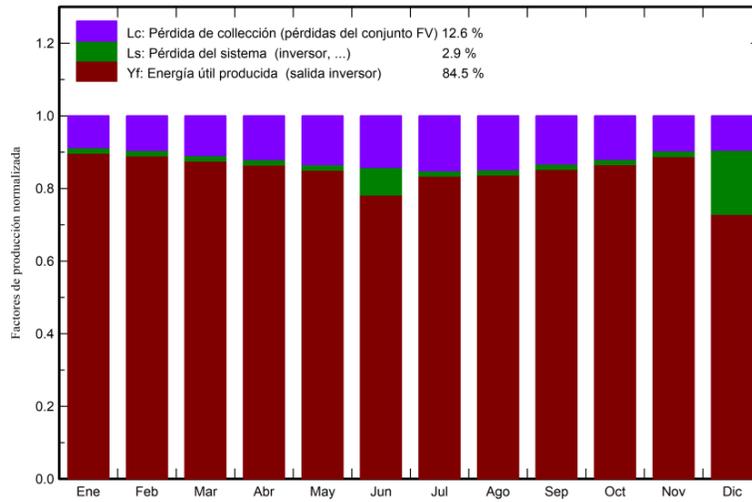




Energía incidente de referencia en el plano colector

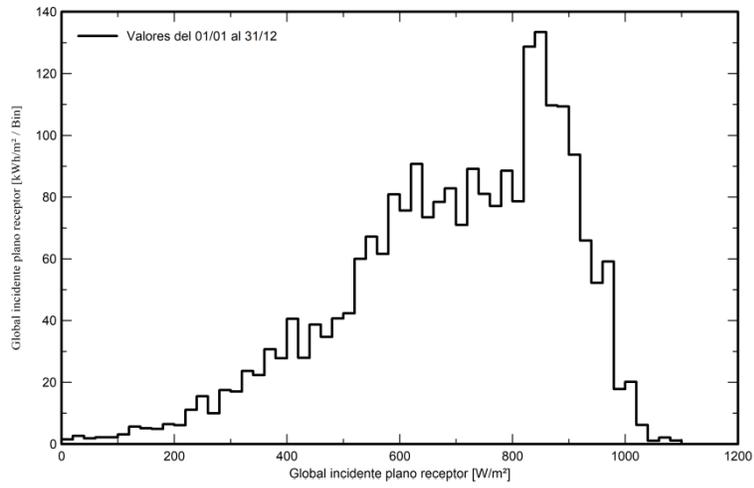


Producción normalizada y factores de pérdida

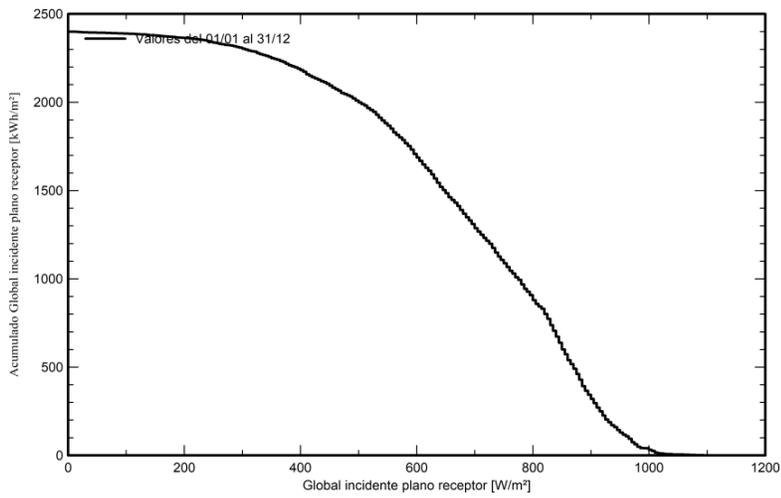


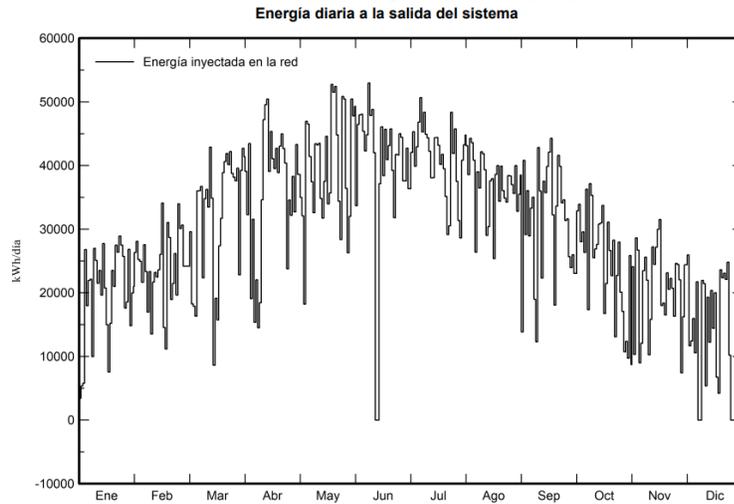
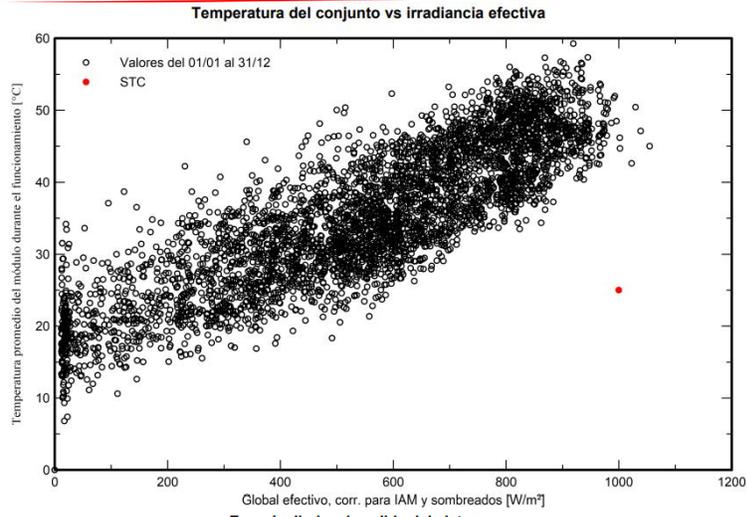


Distribución de irradiación incidente



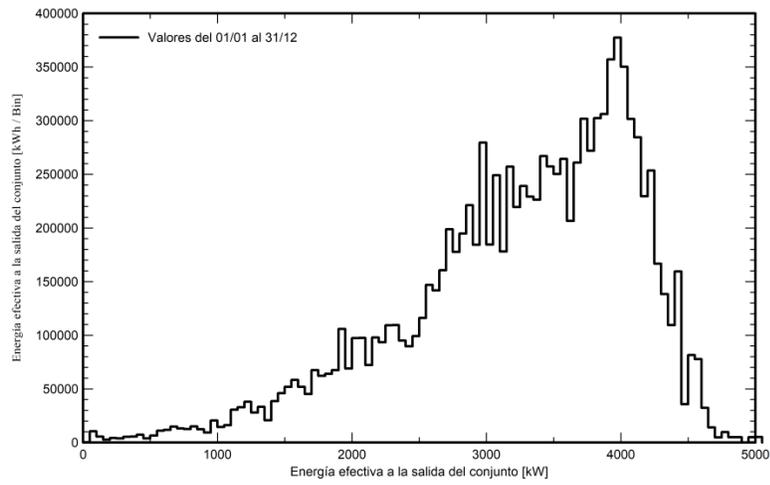
Cola de distribución de irradiación incidente



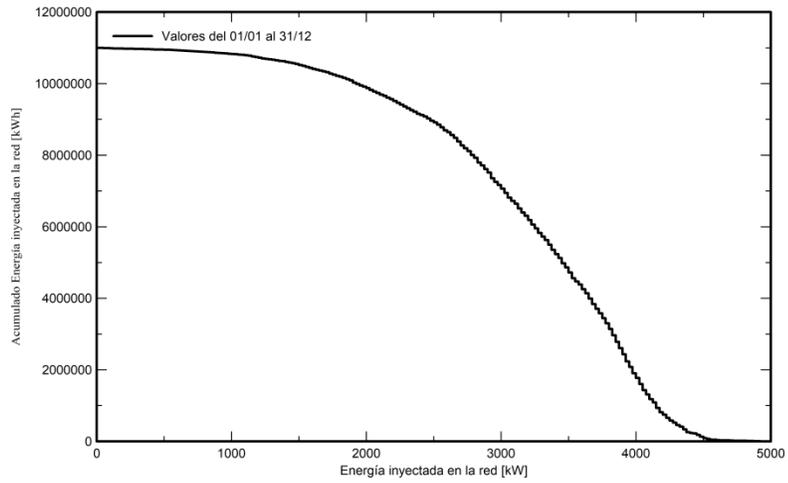




Distribución de la potencia del conjunto

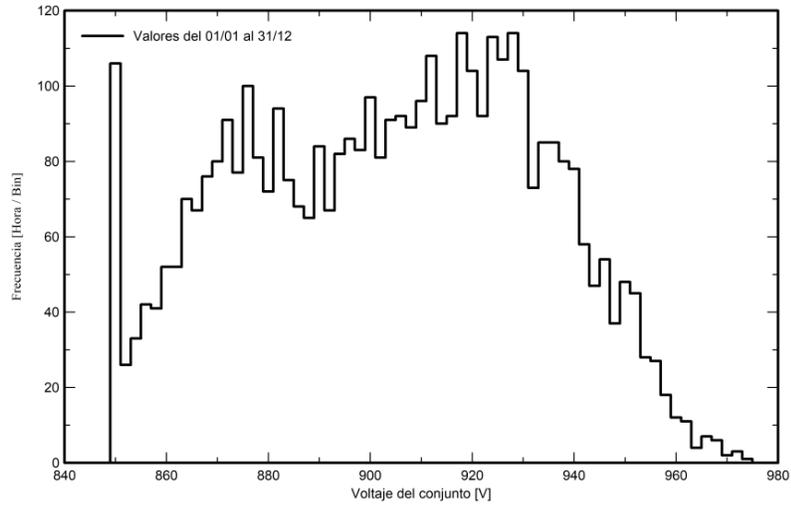


Distribución de cola de potencia de salida del sistema

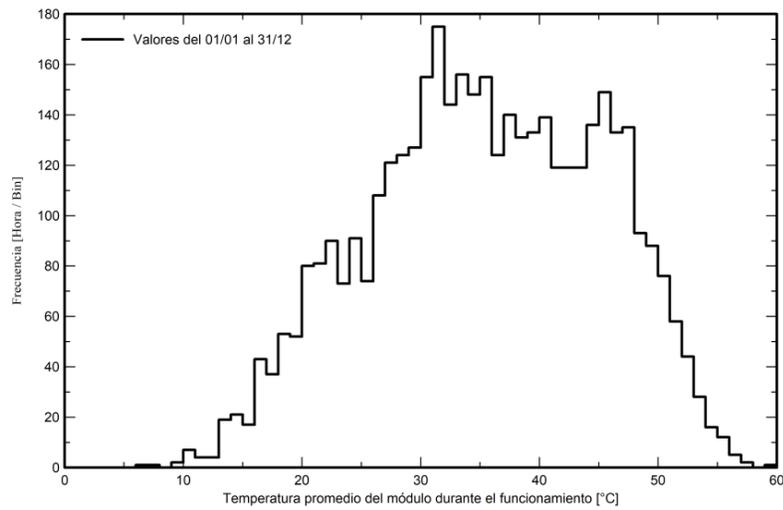




Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución



Anexo Q - Matriz DAFO

