

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería en Tecnologías Industriales

Diseño y análisis de una planta fotovoltaica de 30 MW en el municipio de Jerez de la Frontera

Autor: Pablo Nogales Doña

Tutor: Miguel Ángel González Cagigal

Dpto. Ingeniería eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería en Tecnologías Industriales

Diseño y análisis de una planta fotovoltaica de 30 MW en el municipio de Jerez de la Frontera

Autor:

Pablo Nogales Doña

Tutor:

Miguel Ángel González Cagigal

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Carrera: Diseño y análisis de una planta fotovoltaica de 30 MW en el municipio de Jerez de la
Frontera

Autor: Pablo Nogales Doña

Tutor: Miguel Ángel González Cagigal

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2013

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

A Miguel Ángel, por aconsejarme y guiarme durante todo este proceso. Gracias por ser tan flexible durante todas las idas y venidas.

A mis padres y familia, por confiar y apoyar cuando no era tan sencillo.

A mis amigos, por hacerme disfrutar del proceso. Sin vuestras risas y momentos de felicidad no hubiera sido lo mismo.

A mis profesores, por darme las herramientas con las que poder enfrentarme al mundo laboral.

A todas las personas que me han marcado durante mi tiempo universitario. Este trabajo pone punto final a una etapa dura y bonita. Se va una persona distinta a la que entró, creo que en eso consiste. Emocionado por lo que viene. Lo mejor estar por llegar.

Resumen

En la actualidad, uno de los mayores retos que se le presenta a la sociedad es la búsqueda de generación de energía de forma sostenible y limpia para hacer frente a la extinción de los combustibles fósiles.

Una de las principales opciones que se oponen a este problema son las energías renovables.

En los últimos años están creciendo de manera exponencial, colocándose como una de las fuentes de energía que más aporta a la red española. Dentro de las energías renovables, la energía fotovoltaica es una de las que mayor potencial tiene.

El proyecto por acometer intentará ayudar a solventar estos problemas. Nuestro proyecto consiste en el diseño de una planta fotovoltaica de 30 MW en el municipio de Jerez de la Frontera, al sur de España.

El proyecto abarcará el diseño, cálculo y análisis de diferentes aspectos relacionados con instalaciones de este tipo, sin perder de vista el marco económico y medioambiental en el que nos encontramos actualmente.

Abstract

Nowadays, one of the biggest challenges facing society is the search for sustainable and clean energy generation to cope with the extinction of fossil fuels.

One of the main options to counter this problem is renewable energies.

In recent years they have been growing exponentially, becoming one of the energy sources that contributes most to the Spanish grid. Within renewable energies, photovoltaic energy is one of those with the greatest potential.

The project to be undertaken will try to help solve these problems. The project consists of the design of a 30 MW photovoltaic plant in Jerez de la Frontera, in southern Spain.

The project will cover the design, calculation and analysis of different aspects related to installations of this type, without losing sight of the economic and environmental framework in which we currently find ourselves.

Índice

Agradecimientos	vi
Resumen	viii
Abstract	x
Índice	xii
Índice de Figuras	xv
Índice de Tablas	xix
1. Introducción	1
1.1. <i>Motivación</i>	1
1.2. <i>Estado de las energías renovables</i>	3
1.2.1 Estado a nivel mundial	3
1.2.2 Estado a nivel nacional	3
1.2.3 Comparación a nivel mundial	5
1.3. <i>Funcionamiento energía fotovoltaica</i>	7
1.4. <i>Ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica</i>	9
1.5. <i>Análisis de costes y mercado</i>	13
1.6. <i>Plan de proyecto</i>	15
2. Planta fotovoltaica	17
2.1. <i>Localización</i>	17
2.2. <i>Elementos del sistema</i>	18
2.2.1 Panel fotovoltaico	18
2.2.2 Inversor fotovoltaico	20
2.2.3 Soportes para los paneles solares	22
2.2.4 Cajas de agrupación	22

2.2.5	Transformador	23
2.2.6	Centro de seccionamiento	25
2.2.7	Conexión entre módulos	26
2.3	<i>Tipo de cableado</i>	27
3	Cálculos	30
3.1	<i>Cálculos generales de la instalación</i>	30
3.2	<i>Tramos y criterios para el cálculo del cableado</i>	32
3.3	<i>Cálculo del cableado</i>	37
3.4	<i>Cálculo puesta a tierra</i>	57
4	Simulación en Pvsyst	61
4.1	<i>Introducción de datos en PVsyst</i>	61
4.2	<i>Análisis de los resultados</i>	64
4.2.1	Simulación anual	64
4.2.2	Simulación a 25 años	68
4.2.3	Análisis emisiones CO2	70
5	Estudio de la inclinación	72
5.1	<i>Paneles a 20º de inclinación</i>	73
5.2	<i>Paneles a 50º de inclinación</i>	78
5.3	<i>Conclusiones del estudio</i>	83
6	Estudio económico	85
6.1	<i>Introducción</i>	85
6.2	<i>Presupuesto</i>	85
6.2.1	Equipos de la planta	86
6.2.2	Obra civil	87
6.2.3	Obra eléctrica	88
6.2.4	Vallado	89
6.2.5	Gastos anuales	89
6.2.6	Resumen	90
6.3	<i>Ingresos</i>	91
6.4	<i>Análisis anual</i>	94
6.5	<i>VAN</i>	96
6.6	<i>TIR</i>	97
7	Conclusiones	99
	Planos	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Evolución de la energía consumida por sectores, [1].....	1
Figura 1.2 Evolución generación por renovables vs por combustibles fósiles, [2]	2
Figura 1.3 Evolución de la potencia instalada renovable en España, [3]	4
Figura 1.4 Distribución de la potencia instalada en España, [3]	5
Figura 1.5 Energía renovables sobre la generación total en Europa, [3]	6
Figura 1.6 Previsión porcentaje de energía renovable frente al total, [4]	7
Figura 1.7 Ejemplo funcionamiento de un panel fotovoltaico, [5]	8
Figura 1.8 Toneladas de CO2 frente a GWh producido por tipo de generación, [6] 10	
Figura 1.9 Evolución energías renovables y no renovables vs emisiones de CO2, [3]	11
Figura 1.10 Muertes por TWh por tipo de energía, [6]	12
Figura 1.11 Evolución de precio de precio de la celda (dollar) por vatio generado, [7]	14
Figura 1.12 Localización planta fotovoltaica [8]	15
Figura 2.1 Emplazamiento del terreno de la planta fotovoltaica.....	17
Figura 2.2 Modelo panel fotovoltaico, [9]	18
Figura 2.3 Modelo inversor fotovoltaico, [10]	20
Figura 2.4 Modelo soportes paneles solares, [11]	22
Figura 2.5 Modelo cajas de agrupación, [12]	23
Figura 2.6 Modelo transformadores.....	24
Figura 2.7 Tipos de conexión entre módulos fotovoltaicos, [13]	27

Figura 3.1 Catálogo cable H1Z2Z2-K, [14]	39
Figura 3.2 Catálogo cable AL XZ1 (S) HARMONY CLASS, [14]	42
Figura 3.3 Catálogo cable AL XZ1 (S) HARMONY CLASS ALL GROUND, [14] ...	46
Figura 3.4 Catálogo cable AL XZ1 (S) HARMONY CLASS ALL GROUND, [14] ...	50
Figura 3.5 Catálogo cable AL HEPRZ1 VULPREN CLASS, [14].....	54
Figura 4.1 Elección meteorología PVsyst	62
Figura 4.2 Elección inclinación ideal PVsyst	63
Figura 4.3 Selección modelo módulo PV e inversor	64
Figura 4.4 Producción de energía y rendimiento de la planta fotovoltaica.....	65
Figura 4.5 Generación mensual de la instalación	66
Figura 4.6 Gráfico desglose perdidas de la instalación	67
Figura 4.7 Evolución energía generada durante 25 años.....	68
Figura 4.8 Evolución PR durante 25 años	69
Figura 4.9 Evolución energía generada con el porcentaje de perdida de rendimiento durante 25 años	70
Figura 4.10 Impacto medio ambiental de la instalación	71
Figura 5.1 Selección inclinación optima rendimiento anual	72
Figura 5.2 Producción anual para inclinación ideal.....	73
Figura 5.3 Selección inclinación 20°	74
Figura 5.4 Producción anual inclinación 20°.....	75
Figura 5.5 Desglose pérdidas para una inclinación de 20°	76
Figura 5.6 Rendimiento meses de invierno inclinación 20°.....	77
Figura 5.7 Rendimiento meses de verano inclinación 20°	77
Figura 5.8 Producción mensual para una inclinación 20°.....	78
Figura 5.9 Selección inclinación 50°	79
Figura 5.10 Producción anual inclinación 50°.....	80

Figura 5.11 Desglose pérdidas para una inclinación de 50°	81
Figura 5.12 Rendimiento meses de invierno inclinación 50°	82
Figura 5.13 Rendimiento meses de verano inclinación 50°	82
Figura 5.14 Producción mensual para una inclinación de 50°	83
Figura 6.1 Flujo de caja del proyecto durante 25 años	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características paneles fotovoltaicos, [9]	19
Tabla 2 Características del inversor, [10].....	21
Tabla 3 Características del transformador	25
Tabla 4 Valores principales de la planta.....	32
Tabla 5 Resumen secciones de tramos.....	57
Tabla 6 Gastos equipos principales de la instalación	86
Tabla 7 Gastos obra civil de la planta	87
Tabla 8 Gastos obra eléctrica de la planta	88
Tabla 9 Gastos vallado de la planta	89
Tabla 10 Gastos anuales de la planta	89
Tabla 11 Resumen gastos totales de la planta por categorías.....	90
Tabla 12 Resumen de la generación de la planta	92
Tabla 13 Energía generada e ingresos anuales de nuestra instalación.....	92
Tabla 14 Balance anual y flujo de carga por años.....	94

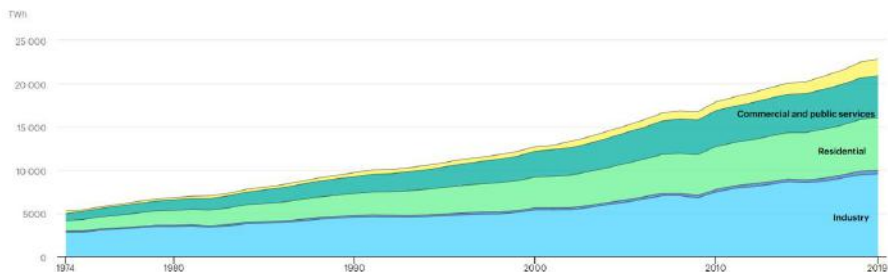
1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

La energía está presente constantemente en nuestras vidas. Esencial en el funcionamiento de sistemas que ayudan a cubrir nuestras necesidades, en campos tan diferentes como pueden ser el transporte, el trabajo o la vivienda.

La evolución tecnológica y social de las últimas décadas ha producido un incremento exponencial en el consumo y generación de energía. Poniendo el consumo de electricidad mundial como ejemplo, en 2019 llegó a 22848 TWh, [1]. Esto supone un crecimiento del 325% en los últimos 45 años. Habiendo crecimiento en todos los sectores, como se observa en la figura 1.1.

World electricity final consumption by sector, 1974-2019



IEA. All Rights Reserved

Figura 1.1 Evolución de la energía consumida por sectores, [1]

La gran parte de la generación energética mundial en las últimas décadas ha estado basada en combustibles fósiles (petróleo, gas o carbón). Estas fuentes de energía tienen dos grandes inconvenientes:

1-Son recursos agotables.

2- Son muy perjudiciales para el medio ambiente

Es una urgencia mundial poder encontrar una alternativa a esta forma de generación. Esta situación ha impulsado el uso de energías renovables, mejores a nivel medio ambiental y inagotables.

Las energías renovables están llamadas a jugar un papel clave en inicialmente, la reducción de los combustibles fósiles como medio de generación energética hasta llegar a su desaparición como medio de generación energética.

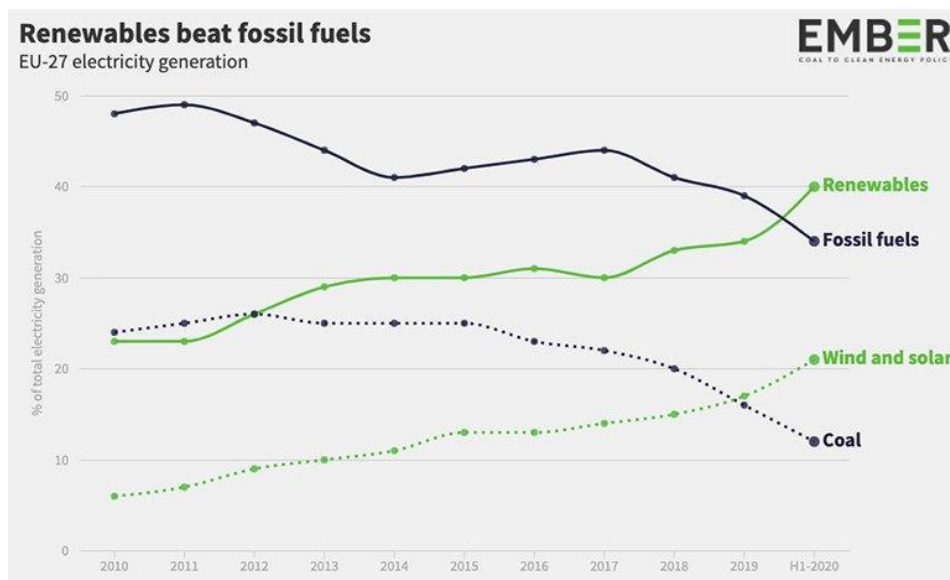


Figura 1.2 Evolución generación por renovables vs por combustibles fósiles, [2]

La reducción de combustibles fósiles está claramente ligado al crecimiento de las renovables. Como se puede observar en el gráfico de la figura 1.2, cuando crece el porcentaje de generación por medio de las renovables respecto al total cae el porcentaje de combustibles fósiles.

En las líneas discontinuas podemos apreciar un efecto similar, ejemplificando con las principales fuentes renovables, eólica y fotovoltaica, y de combustibles fósiles, el carbón.

En el año 2019 se produjo un importante hito. El porcentaje de la producción total por medio de renovables superó por primera vez en la historia al porcentaje de producción por medio de renovables.

1.2. Estado de las energías renovables

1.2.1 Estado a nivel mundial

La adición de capacidad energética mundial por medio de renovables está en camino de marcar un nuevo record anual en 2021, impulsado principalmente por la energía fotovoltaica. Se llegarán a casi 290GW de capacidad energética nueva, que es un 3% más de lo esperado un año atrás, [15].

Y este aumento tiene previsión de continuar aumentando en el próximo lustro, siendo el 95% del crecimiento de la capacidad energética por parte de energías renovables. China y la Unión Europea están en disposición de superar sus previsiones actuales.

1.2.2 Estado a nivel nacional

En España, observamos un fenómeno similar. En la actualidad, más del 50% de la potencia instalada del sistema eléctrico español es de fuentes renovables. Esto era inimaginable unas décadas atrás.

La energía renovable en 2020

Evolución de la potencia instalada renovable. Sistema eléctrico nacional (MW)



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

Figura 1.3 Evolución de la potencia instalada renovable en España, [3]

Podemos ver en la figura 1.3, cómo casi todo el porcentaje de renovables se basa en tres tecnologías: energía hidráulica, eólica y fotovoltaica. En el siguiente gráfico podemos ver como se han evolucionado estas tecnologías en la última década. En general, observamos que la potencia instalada proveniente de fuentes renovables en España ha aumentado en 15000 MW desde el 2010.

Vamos a analizar las tres energías mencionadas anteriormente. La energía hidráulica (barra azul) apenas ha variado su potencia instalada durante la última década. Esto tiene sentido, ya que apenas se ha construido nuevas centrales hidráulicas.

Por otra parte, tenemos la eólica y la fotovoltaica. Al ser tecnologías más recientes es lógico que hayan crecido más durante los últimos años. Ya que al ser más “nuevas” tienen mayor margen de mejora y posibilidades de innovación tecnológica.

Se aprecia que desde el 2019 se ha producido un incremento importante de la potencia instalada de la energía fotovoltaica. Esto se debe a un acontecimiento que se produjo el 5 de octubre de 2018, en la que se derogó el RD 900/2015, conocido como el “impuesto al sol”, [16]. Esto supuso un claro impulso a la energía fotovoltaica, que se prevé que continúe en los próximos años.

Y las previsiones a futuro son halagüeñas. Según la International Energy Agency (IEA) se espera que la capacidad eléctrica por medio de renovables aumente en un

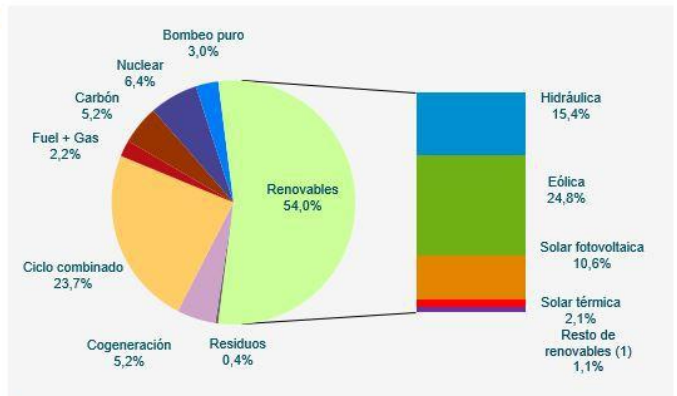
52% entre 2021 y 2026. Se expandirá la capacidad en 34 GW, siendo en casi su totalidad de energía fotovoltaica y eólica. Esta previsión es tan positiva, debido a las asignaciones de un incentivo por parte de la Unión Europea para incentivar las renovables en octubre de 2021.

El crecimiento de las energías renovables es innegable, aunque no la hemos comparado con respecto otros métodos de generación de energía.

La energía renovable en 2020

Estructura de potencia instalada a 31.12.2020. Sistema eléctrico nacional

(%)



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 1.4 Distribución de la potencia instalada en España, [3]

Como se aprecia en la figura 1.4, en el año 2020 en España había más potencia instalada por medio de recursos renovables que de métodos de generación de energía convencionales.

1.2.3 Comparación a nivel mundial

Para dar una visión más global del estado de las renovables en España vamos a compararla con algunos países de Europa.

La energía renovable en 2020

Energía renovable y energía renovable sobre generación total en los países miembros de ENTSO-E en 2020	Generación renovable (GWh)	Generación renovable sobre generación total (%)
Alemania	233.267	47,4
Austria	43.465	73,4
Bélgica	17.737	21,4
Bosnia-Herzegovina	4.323	29,3
Bulgaria	6.008	15,0
Croacia	7.569	62,6
Dinamarca	20.709	74,2
Eslovaquia	6.401	20,7
Eslovenia	5.153	32,4
España	111.598	46,8
Estonia	1.527	35,0
Finlandia	27.803	45,7
Francia	112.582	22,9
Gran Bretaña ⁽²⁾	89.623	37,5
Grecia	11.434	31,6
Holanda	7.728	7,6
Hungría	3.685	11,5
Irlanda	11.767	47,9
Italia	94.033	38,4
Letonia	3.193	58,6
Lituania	2.242	46,4
Montenegro	1.618	52,2
Noruega	147.606	96,7
Polonia	20.685	14,7
Portugal	27.138	54,8
República Checa	9.654	12,7
Rumania	24.120	43,5
Serbia	9.224	25,5
Suecia	99.991	64,8
Suiza	16.429	35,2

Fuente: datos procedentes de ENTSO-E Transparency Platform con fecha 26/2/2021. Estos datos se amparan bajo los criterios del Reglamento (UE) n°543/2013, procediendo de los sistemas de tiempo real y por tanto difieren de los datos consolidados usados para el caso concreto de España

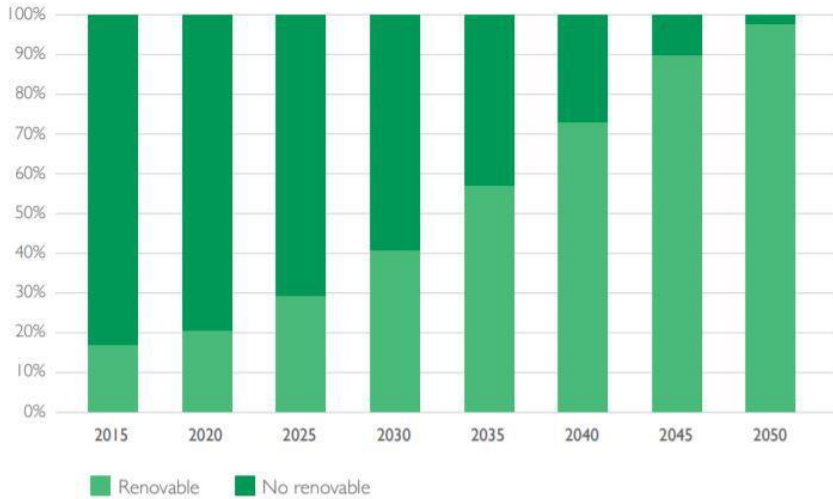
Figura 1.5 Energía renovables sobre la generación total en Europa, [3]

Como vemos en la figura 1.5, somos el cuarto país en cuanto a generación total de energía de forma renovable. Aún no llegamos al nivel de los países nórdicos, aunque ni mucho menos es un mal porcentaje comparándonos con países con situaciones similares como pueden ser Italia o Francia.

Todos estos avances en las energías no son casualidad, forman parte de un marco mayor. En 2013, la Unión Europea aprobó el plan 2050. Este plan tiene como objetivo que la UE reduzca sus emisiones un 80% por debajo de los niveles de 1990, teniendo como hitos intermedios el llegar al orden del 40% en 2030 y 60% en 2040, [19].

El plan es bastante extenso, y por supuesto se tiene en cuenta el desarrollo de las renovables para cumplir con los objetivos. Se espera que para el año 2050 casi el 100% de la energía consumida final provenga de renovables. En la figura 1.6, tenemos la

previsión por décadas del porcentaje de energía generada por medio de renovables con respecto a la generada final.



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020

Figura 1.6 Previsión porcentaje de energía renovable frente al total, [4]

Este objetivo es clave ya que la descarbonización no obliga a la reducción casi total de combustibles fósiles, que sustituiremos por fuentes renovables y eficiencia energética.

1.3. Funcionamiento energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es una energía limpia que produce electricidad por medio de la radiación solar. Toda la tecnología se basa en un concepto llamado efecto fotoeléctrico, por el cual algunos materiales absorben fotones y liberan electrones, generando así corriente eléctrica.

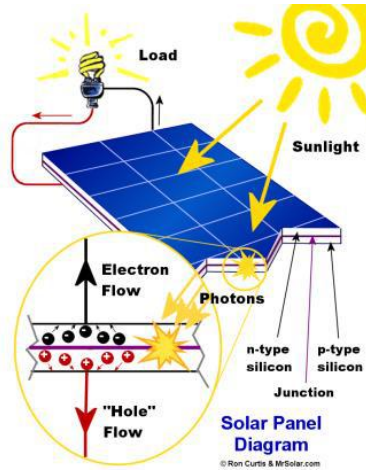


Figura 1.7 Ejemplo funcionamiento de un panel fotovoltaico, [5]

El desarrollo de esta tecnología busca mejorar el rendimiento de cada uno de los componentes de las mismas y así maximizar el beneficio de la misma.

Para este proceso es indispensable un dispositivo semiconductor llamado celda fotovoltaica. En la actualidad hay las celdas de tres tipos diferentes:

- Silicio monocristalino: Se obtiene a partir de un único cristal de silicio puro. Tienen apariencia negra. Destacan por su eficiencia y rendimiento (entre el 18 y el 20%). Son los mejores del mercado, aunque también los más caros.

- Silicio policristalino: Se elaboran a partir de varios cristales. Tienen un característico color azul. Tienen unas prestaciones menores que la de los monocristalinos (del 16 al 17,5%) aunque también son más económicos.

- Silicio amorfo: Tienen una red cristalina desordenada. Esto hace que tenga una eficiencia peor (entre un 8 y un 9%) y su precio es menor con respecto a los casos anteriores.

Estos módulos han sufrido mucho desarrollo en las últimas décadas. Hoy en día los fabricantes garantizan sus productos por unos 20 años, sufriendo durante este periodo un desgaste del 20% durante la vida útil de los mismos.

Las celdas se conectan en serie, formando hileras, para llegar a la tensión deseada. Las hileras se asocian en paralelo para llegar a la potencia requerida, formando un generador eléctrico fotovoltaico que nos da una corriente proporcional a la radiación solar que recibe el conjunto de módulos.

De ahí la energía generada llega a los inversores. Estos son equipos eléctricos que se encargan de transformar la corriente proveniente de los módulos (continua) a corriente alterna.

Tras esto llegaría a las subestaciones o centros de transformación para elevar el nivel de tensión y que de ahí pase a la red eléctrica para alimentar a las diferentes cargas del sistema eléctrico español.

1.4. Ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica

1.4.1 Ventajas

Las energías renovables tienen un claro impacto positivo en nuestras vidas. Probablemente cuando pensamos en los beneficios de las energías renovables, lo primero que se nos viene a la cabeza es el menor impacto medioambiental que este tipo de tecnologías tienen. Siendo esto cierto, hay muchos más beneficios que no tenemos tan presentes.

Vamos a ver algunas ventajas que nos aportan las renovables, tomando como ejemplo la energía fotovoltaica (la energía que vamos a tratar en este proyecto):

- Emisiones CO₂: Un sistema fotovoltaico no produce CO₂ al generar energía, por lo tanto, no contribuye al efecto invernadero. Principal ventaja a nivel medioambiental comparándola con vías de generación energética. El siguiente gráfico pone esto de manifiesto.

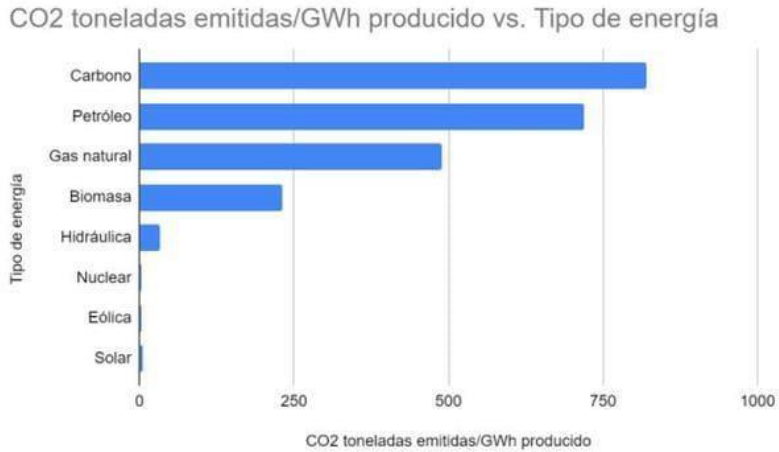


Figura 1.8 Toneladas de CO2 frente a GWh producido por tipo de generación, [6]

Ejemplificando con España, en la figura 1.8 podemos apreciar esto que estamos comentando. El aumento del peso de la generación por medio de las renovables implica un decremento de las emisiones de CO2.

La energía renovable en 2020

Evolución generación renovable/no renovable y emisiones CO₂ eq. asociadas a la generación eléctrica. Sistema eléctrico nacional

(%) (MtCO₂ eq.)

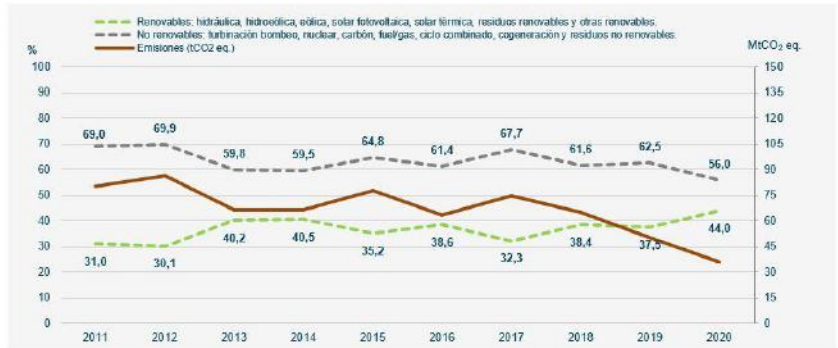


Figura 1.9 Evolución energías renovables y no renovables vs emisiones de CO₂, [3]

·Ruido y paisaje: Otra forma de contaminación es la acústica y la visual. Este tipo de instalaciones no contribuyen demasiado a este tipo de contaminación, ya que son silenciosas y no son especialmente voluminosas (especialmente las de autoconsumo).

·Residuos: Aproximadamente el 89% del material que conforma una placa solar son reciclados. Esto es un porcentaje muy alto en comparación con otras tecnologías.

·Mantenimiento: Por lo general, las instalaciones y plantas fotovoltaicas tienen poco mantenimiento. Limpieza de los paneles y revisión periódicas de los elementos que componen la instalación.

·Seguridad: Es una tecnología bastante segura en contraposición con energías. En el siguiente gráfico podemos observar esto, viendo el número de muertes anuales que suponen cada tecnología.

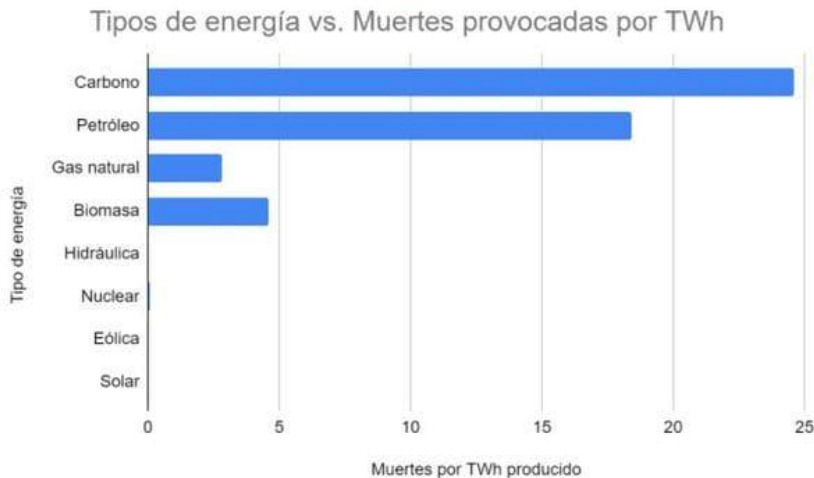


Figura 1.10 Muertes por TWh por tipo de energía, [6]

El crecimiento de las energías renovables ha provocado la sofisticación de las mismas. Mejorando los rendimientos de cada uno de los componentes de estas instalaciones y por lo tanto mejorando la rentabilidad a la hora de acometer proyectos.

1.4.2 Desventajas

Aunque también tenemos que ser conscientes que esta tecnología también tiene algunas desventajas:

- Alta inversión inicial: El alto coste inicial que tienen este tipo de instalaciones hacen que no sean accesible para todo el mundo a pesar de la rentabilidad que se obtiene con el paso de los años.

- Variabilidad climática y de radiación: Al depender de la radiación solar hace que no podamos generar electricidad cuando queremos. Este tipo de

tecnologías no aportan tanta inercia al sistema como la generación por medio de combustibles fósiles.

·Generación alejada del consumo: Las plantas fotovoltaicas suelen estar alejadas de los principales centros de consumo. Esto hace que tengan un coste en la creación de infraestructuras de transporte eléctrico. A su vez, cuanto más lejos tengamos que transportar la electricidad generada en nuestra planta vamos a encontrar mayores pérdidas asociadas a la red de transporte.

Habiendo estudiado los pros y contras que tienen este tipo de instalaciones podemos afirmar que nuestro proyecto proporcionará numerosos beneficios a toda la sociedad.

1.5. Análisis de costes y mercado

La energía fotovoltaica ha sufrido un gran desarrollo a lo largo de las últimas décadas. La mejora en el rendimiento de cada uno de los elementos del sistema, la reducción de los costes de fabricación e instalación o el uso extracción de distintas materias primas son alguno de los factores que han influido en este crecimiento.

Este cúmulo de acontecimientos ha provocado que esta tecnología se haya convertido en más barata, fiable y accesible para el gran público.

Este desarrollo a nivel mundial se puede explicar desde algunos factores que sin duda han sido claves para explicar esto. La mejora en los sistemas de almacenamiento energético ha tenido que ver, y puede jugar un rol mucho más importante si se sigue mejorando ya que corregiría uno de los mayores problemas que tienen hoy en día las renovables: que no aportan inercia al sistema eléctrico. Otro factor importante, ha sido la apuesta por las energías renovables por parte de China, Estados Unidos o la Unión Europea. Impulsando numerosas políticas energéticas.

Un ejemplo de cómo han afectado estos acontecimientos lo podemos ver en el precio de los módulos fotovoltaicos. En el gráfico de la figura 1.11, podemos ver la evolución del precio de la celda fotovoltaica, en dólares americanos USD, por vatio

generado. Diferenciando diferentes tipos de módulos fotovoltaicos.

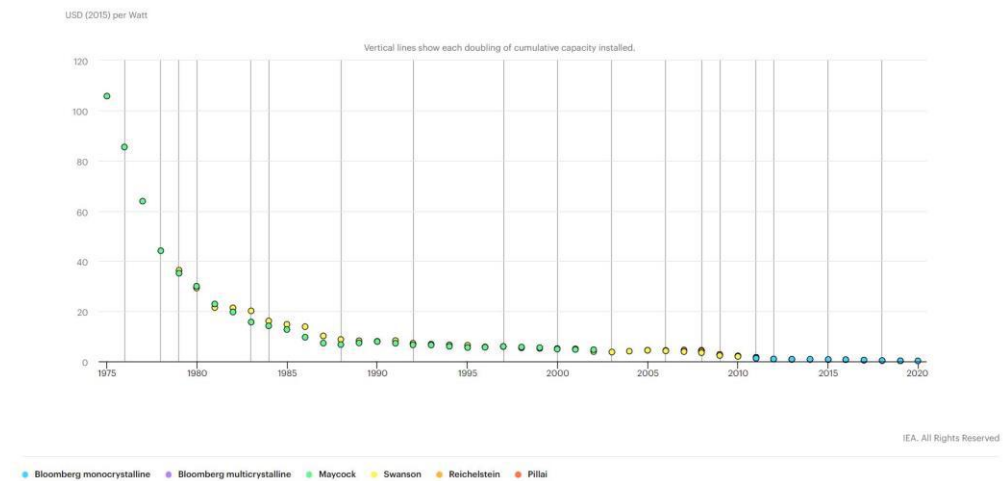


Figura 1.11 Evolución de precio de la celda (dólar) por vatio generado, [7]

En 1975, la ratio estaba en 105,7 dólares por vatio generado, un precio muy elevado. Los primeros años vemos como baja exponencialmente en ratio. Lógico cuando hablamos de una tecnología nueva, se produce un desarrollo rápido. En el año 2000 nos encontramos que las células del mercado se encuentran en torno a 5 dólares por vatio. En la actualidad, con la llegada de las células monocristalinas la ratio se encuentra en 0,2 dólares por vatio generado. Se puede apreciar un gran desarrollo en el precio en los últimos 45 años.

A todo esto, hay que sumarle que el resto de componentes de la instalación (inversores, transformadores, construcción, etc) han tenido desarrollo también de manera que los precios de los mismos han bajado también.

Para concluir, se calcula que los beneficios de generar energía por medio de instalaciones fotovoltaicas supera claramente a los costos de las mismas, tendiendo en consideración la reducción de quema de combustibles fósiles, emisiones de CO₂ y la mejora en la salud mundial asociada.

1.6. Plan de proyecto

Nuestro proyecto tiene pensado la acometer la construcción de una planta fotovoltaica de 30 MW en Jerez de la Frontera, Cádiz. Una localización ideal por su alta irradiancia y horas de luz solar a lo largo del año. En la figura 1.12 se puede ver la localización del municipio donde se realizará la planta dentro del mapa del territorio español.



Figura 1.12 Localización planta fotovoltaica, [8]

Se estima que en la provincia de Cádiz incide una irradiancia superior a los 5 kWh/m².

Este proyecto tiene como objetivo generar energía de “limpia” con la intención de reducir las emisiones de CO₂ propias de la generación convencional (combustibles fósiles) dentro del marco de apoyo a la renovables a nivel nacional y europeo.

Se abordará el análisis y diseño de la planta mediante la herramienta PVSyst. Gracias a este software podremos calcular el número de paneles e inversores necesarios a partir de algunos datos de partida como pueden ser la localización, la potencia total de la planta o el tipo de panel e inversor. Tras esto el programa nos proporcionará diferentes valores como la generación de energía y pérdidas de manera anual o a lo largo de un periodo de tiempo.

El proyecto aportará numerosos beneficios sin dejar de lado la rentabilidad

económica que tendrá nuestro proyecto.

2. PLANTA FOTOVOLTAICA

2.1. Localización

Se ha decidido acometer el proyecto en la localidad de Jerez de la Frontera. Este municipio se encuentra en la provincia andaluza de Cádiz. Se realizará en un terreno situado en las coordenadas 36.685123, -6.192380. El terreno tiene acceso a la carretera nacional Jerez-Sanlúcar, permitiendo tener acceso para la entrada de camiones o vehículos en la construcción o de los encargados de la seguridad y mantenimiento de nuestra planta.



Figura 2.1 Emplazamiento del terreno de la planta fotovoltaica

En la figura 2.1, podemos observar la localización del terreno mencionada anteriormente. El terreno dispone de aproximadamente de unas 17 hectáreas, teniendo en cuenta posibles ampliaciones o circunstancias inesperadas en el futuro.

2.2. Elementos del sistema

A continuación, vamos a definir los principales elementos que conformarán nuestra planta fotovoltaica.

2.2.1 Panel fotovoltaico

El modelo elegido ha sido el 455W JA Solar Mono PERC. La empresa proveedora es JA Solar, empresa china que lleva en el sector de las renovables desde el 2005.

En la figura tenemos una imagen del modelo de panel fotovoltaico elegido para la instalación.

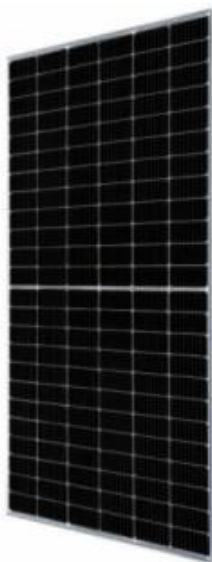


Figura 2.2 Modelo panel fotovoltaico, [9]

JA Solar es una referente en el sector fotovoltaico. Es el primer fabricante a nivel mundial y aparece en los informes Tier 1 debido a su capacidad de producción y un gran reconocimiento y asentamiento dentro del sector.

Esta empresa cuenta con la tecnología PERC (Passivated Emmitter Rear Contact), capaz de aumentar la producción fotovoltaica de los paneles fotovoltaicos. Las células con esta tecnología disponen de una capa posterior que ayuda a captar mas radiación solar y una lámina que reflecta la luz solar sobrante al módulo fotovoltaico. Esto hace que se aproveche al máximo la radiación solar.

El panel consta de 156 células fotovoltaicas monocristalinas, que proporcionan una eficiencia del 21% (una de las mejores en el mercado en la actualidad), [9].

Se ha decidido elegir este modelo debido a su alta potencia pico (455Wp), reduciendo así el número totales de paneles que se utilizaran en nuestra planta. Esto supondrá una reducción en los costes asociados a los paneles.

A su vez, hemos desechado la opción de paneles policristalinos y amorfos ya que tienen un peor rendimiento y a la larga nos saldrían menos rentables.

En la tabla 1 podemos ver las características más destacadas de los módulos fotovoltaicos.

Tabla 1 Características paneles fotovoltaicos, [9]

Característica	Valor
Rated Maximum Power (Pmax)	455W
Open Circuit Voltage (Voc)	53,87V
Short Circuit Voltage (Vmp)	45,83V
Maximum Power Current (Isc)	10,56A
Maximum Power Current (Imp)	9,93A
Efficiency	21%

2.2.2 Inversor fotovoltaico

Son los equipos encargados de transformar la electricidad (corriente continua) de nuestra instalación fotovoltaica a corriente alterna. Esto se hace debido a que las redes de distribución convencionales son de corriente alterna.

Este equipo será muy importante en nuestra instalación, ya que se eligen con la expectativa de que duren toda la vida útil del Proyecto. Por lo tanto, jugará un papel clave en abaratamiento en los costes de operación de nuestra planta

Hemos elegido el inversor central SG1250UD de la empresa Sungrow. Sungrow es una empresa puntera en el sector de la energía fotovoltaica. Especializada en inversores es la más importante a nivel mundial, con una cuota de mercado del 27%.

En la figura 2.3 podemos ver una imagen del inversor central que se ha seleccionado.



Figura 2.3 Modelo inversor fotovoltaico, [10]

En este Proyecto se ha decidido usar inversores centrales. Se conectan a un mismo inversor un gran número de paneles. El objetivo es reducir mucho el número total

de inversores. Estos inversores cuentan con varias entradas o seguidores de punto de máxima potencia MPPT (*maximum power point tracking*), en nuestro caso 2. Permite un mantenimiento sencillo, ya que habrá un número reducido de inversores en nuestra planta. Su principal ventaja es que si decae la producción de un MPPT los demás podrán seguir produciendo. En contraposición, si un panel tiene problemas, la cadena entera de paneles los tendrá perdiendo parte de la producción. Es el tipo de inversor más común y utilizado en plantas como la nuestra.

Había otro tipo de opciones para elegir como pueden ser los inversores en cadena o los microinversores.

En la tabla 2 podemos ver las características más destacadas de los inversores fotovoltaicos que hemos elegido.

Tabla 2 Características del inversor, [10]

Característica	Valor
<i>INPUT (DC)</i>	
Max. PV input voltage	1000V
Min. PV input Voltage	520/540V
MPP Voltage range for nominal power	2
Max. PV input current	2712A
Nº of inputs	8-16
<i>OUTPUT (AC)</i>	
Nominal AC power	1260 kW (50°C)
AC output power	1386 kVA (45°C)
Max AC output current	2300A
AC Voltage Range	288-414V
<i>EFFICIENCY</i>	
Max efficiency	98,7%

GENERAL DATA

Dimensions	2991x2591x2438mm
Weight	4300 Kg
Degree of protection	IP54
Max. Operating altitude	5000m

2.2.3 Soportes para los paneles solares

Los paneles solares se instalarán sobre una estructura para paneles solares llamadas soportes. Se ha elegido unos soportes solares con capacidad para 72 paneles. Son ideales para nuestra planta, ya que estarán colocados con una inclinación de 35 grados para sacar el máximo rendimiento de la planta según las características de la misma. En la figura 2.4, podemos ver cómo serán estos soportes para los paneles solares.



Figura 2.4 Modelo soportes paneles solares, [11]

2.2.4 Cajas de agrupación

Las cajas de agrupación son cuadros eléctricos que se distribuirán en la instalación para agrupar en paralelo las diferentes cadenas (paneles conectados en serie) la

instalación. Con esto formaremos un circuito de salida que se dirigirán hacia el inversor. En la figura 2.5 podemos ver como serán las cajas de conexión.

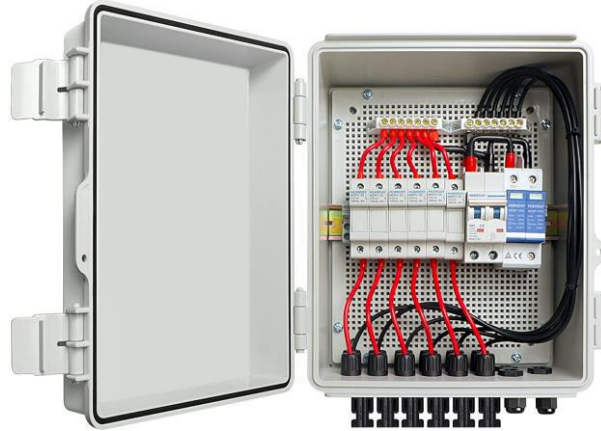


Figura 2.5 Modelo cajas de agrupación, [12]

Las cajas de conexión tendrán un máximo de 32 entradas, no podremos conectar más de 32 cables a ella. Tendrán las protecciones requeridas por la normativa. Será un cuadro IP65, ya que los cuadros repartidos por la planta se encontrarán a la intemperie. Llevarán protección en forma de fusibles para proteger las cadenas en caso de cortocircuitos. A su vez, tendrán descargadores conectados a tierra para proteger las instalaciones contra las sobretensiones.

2.2.5 Transformador

Nuestra planta fotovoltaica requerirá de la presencia de transformadores. Estos serán los encargados de elevar de baja tensión, que es como se genera la electricidad en los paneles, a alta tensión, que es a la tensión que se transportará la energía eléctrica a los puntos de consumo.

Una de las consecuencias asociadas la subida de tensión será una bajada de la corriente, esto implicará a su vez la reducción de la sección de los conductores. Por lo tanto, se conseguirá abaratar el coste asociado al transporte, esta es una de las razones por la que se transporta en alta tensión.

En la figura 2.6 tenemos el modelo de transformador elegido:



Figura 2.6 Modelo transformadores

En nuestra planta vamos a optar por colocar 10 transformadores. Al tener 20 inversores en nuestra planta, cada transformador tendrá conectados 2 inversores. El transformador elegido será un transformador trifásico de 0,360/33 kV, 3MVA, conexión Dyn11 (no conectado a tierra). Por lo tanto, a la salida de los transformadores irán conectados cables de 33 kV que llegarán al centro de seccionamiento.

En la tabla 3 podremos ver las principales características que tendrá los transformadores de la planta.

Tabla 3 Características del transformador

Característica	Valor
Relación de transformación	0,360/30 kV
Potencia nominal	3 MVA
Conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Tipo	Intemperie
Rendimiento	95%

2.2.6 Centro de seccionamiento

El centro de seccionamiento está compuesto principalmente por una serie de celdas y aparamenta eléctrica de protección y corte. Se utilizan para conectar la instalación, en nuestro caso la planta fotovoltaica, con la eléctrica.

Nuestro centro de seccionamiento contará con numerosos elementos de conexión, protección y corte. El centro de seccionamiento será encargado de garantizar la seguridad de la planta. Para el diseño del mismo se seguirá el artículo 11 del RD 1663/2000 del 29 de septiembre.

El centro de seccionamiento contará con las siguientes protecciones:

- Interruptor general manual. La empresa distribuidora a la que se conectará nuestra planta deberá proveer una intensidad de cortocircuito, que será la corriente que deberá soportar este interruptor magnetotérmico. Dicho interruptor será accesible por la empresa distribuidora para el corte de la planta en caso que fuera requerido.

- Interruptor automático diferencial, destinado para la protección del personal en caso de maniobra.

- Interruptor automático de interconexión. Este interruptor se encargará de conectar o desconectar de manera automática la planta en caso de que se produzca una pérdida de tensión.

·Protecciones de máxima y mínima frecuencia y tensión. En caso de la frecuencia el rango irá desde los 49 a los 51 Hz y para la tensión ira del 110% al 85% de la tensión nominal.

Habrà más protecciones adicionales especializados para garantizar la seguridad de los equipos en los que se instalen.

Este será el último punto de nuestra planta que se tratará en nuestro Proyecto, el punto de conexión con la red.

2.2.7 Conexión entre módulos

Otro tema por estudiar es como vamos a conectar nuestros módulos fotovoltaicos. Existen dos principales métodos de conexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas:

·Conexión estándar (en cadena): Los módulos se conectan desde el terminal positivo del panel con el negativo del siguiente panel, así hasta llegar al último panel donde el terminal positivo de este se une al se conecta al cable de retorno al inicio. Esta configuración hace que se use muchos metros de cable, conllevando unas mayores pérdidas y costes asociados.

·Conexión salto de rana: En esta configuración los paneles están conectados a tresbolillo. El terminal positivo del panel se conecta con el negativo del contiguo en todos los casos. Con esto nos ahorraremos metros de cable y por lo tanto abarataremos costes.

Podemos ver visualmente lo explicado anteriormente en la figura 2.7:

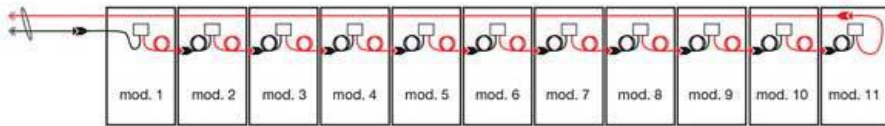


Fig.1 Conexión estandar de módulos solares en cadena (daisy chain)

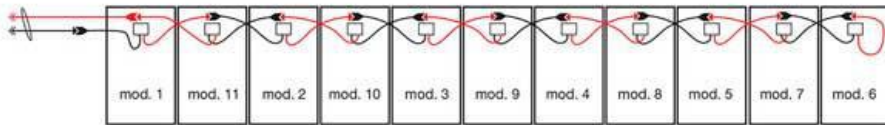


Fig.2 Conexión de módulos solares con técnica de salto de rana (leapfrog wiring)

Figura 2.7 Tipos de conexión entre módulos fotovoltaicos, [13]

Con lo explicado anteriormente, nuestra planta fotovoltaica tendrá la configuración del salto de rana para la conexión entre módulos fotovoltaicos.

2.3. Tipo de cableado

En este apartado, vamos a explicar el tipo de cableado que vamos a utilizar y las condiciones a tener en cuenta en los diferentes tramos.

La sección de cable a seleccionar deberá ser suficiente para conseguir que la caída de tensión en cables y cajas de conexión serán menor de un 1,5%.

Se tendrán en cuenta los siguientes aspectos con tal de la optimización de nuestra instalación y garantizar la seguridad de la misma:

- Los cables tendrán la sección necesaria para conseguir que las pérdidas de tensión sean las mínimas posibles.
- Nuestros cables podrán ser usados en intemperie, al aire o enterrados según la norma UNE 21123, [18].
- El dimensionamiento de los cables será realizado teniendo en cuenta que nuestros conductores tendrán que soportar el 125% (sobredimensionamiento) de la máxima

intensidad del generador.

·Nuestros conductores tendrán una longitud suficiente para no generar esfuerzos en los diferentes componentes de la instalación.

TRAMOS BT

Para la unión entre las hileras y las cajas de conexión (tramo 1, CC) se emplearán cables de cobre con aislamiento de XLPE de la compañía PRYSMIAN modelo H1Z2Z2-K. Estos cables son específicos para instalaciones fotovoltaicas y en concreto para la conexión entre las hileras a las cajas de conexión.

Para la unión entre las cajas de conexión y el inversor (tramo 2) se utilizarán cables de aluminio clase 2 con aislamiento de XLPE de la compañía PRYSMIAN modelo AL XZ1 (S) HARMONY CLASS. Estos cables están diseñados específicamente para conexión de las cajas de conexión con los inversores.

Para todos los tramos que unen el inversor con los CTs (tramos 3 y 4) se utilizarán de aluminio clase 2 con aislamiento de XLPE de la compañía PRYSMIAN modelo AL XZ1 (S) HARMONY CLASS ALL GROUND. Son cables específicos para la conexión entre los inversores y los transformadores.

TRAMOS MT

Para la conexión de los transformadores con el centro de seccionamiento utilizaremos cables AL HEPRZ1 VULPREN CLASS de la compañía PRYSMIAN. Son cables específicos para la evacuación desde los transformadores.

Se adjuntará el catálogo de estos cables necesarios para poder llevar a cabo el cálculo de las secciones.

Un aspecto para tener en cuenta para posteriores apartados será la unicidad de secciones. A la hora de la compra de cableado cuando contactamos con un fabricante suele ser beneficioso y más económico tener la mayor cantidad de cable de la misma sección.

Por lo tanto, los posteriores cálculos se realizarán teniendo en cuenta teniendo en cuenta el caso desfavorable (mayor sección), esto no es perjudicial ya que es beneficioso a la hora de comprar y no se produce un gran sobredimensionamiento.

Con esto, los tramos quedarían definidos de esta manera:

TRAMOS BAJA TENSIÓN

- Tramo 1: Desde las hileras hasta las cajas de conexión.
- Tramo 2: Desde las cajas de conexión a los inversores.
- Tramo 3: Desde los inversores hasta las cajas de conexión.
- Tramo 4: Desde las cajas de conexión hasta los transformadores.

TRAMOS MEDIA TENSIÓN

- Tramo 5: Desde los CTS al CS

3 CÁLCULOS

En este apartado se explicarán y respaldarán detalladamente algunos de los principales parámetros y datos de nuestra planta fotovoltaica.

3.1 Cálculos generales de la instalación

Vamos a explicar cómo se han obtenido algunos de los valores básicos de nuestra planta.

En primer lugar, vamos a haber el número de paneles necesarios en nuestra planta. La potencia nominal de nuestra planta esta fijada en 30MW. Habiendo elegido unos paneles de una potencia de 455Wp, el número se obtiene con una simple cuenta.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{\text{Potencia nominal planta}}{\text{Potencia pico panel}} = \frac{30MW}{455W} = 65934,07 \text{ paneles}$$

Necesitaríamos un mínimo de 65935 paneles en nuestra instalación. Nos sale algo diferente a la que veremos en la simulación de PVsyst más adelante, ya que en la base de datos del programa no aparece el mismo panel. Como esta cantidad no es divisible en por el nuestro número máximo de paneles en serie por hilera (16) con el objetivo de no dejar ninguna hilera incompleta. Para tener todas las hileras completas nuestro número total de paneles deberá ser de 65936.

Por lo tanto, nuestra planta tendrá 65936 paneles, repartidos en 4121 hileras de 16 placas por hilera.

Nuestra planta contará con 20 inversores centrales cuyas características principales ya han sido explicadas anteriormente.

Una vez que hemos elegido el número de inversores tendremos que comprobar si la corriente que llega a los inversores es menor que la que es capaz de soportar nuestro inversor.

En primer lugar, veremos cuantas hileras podemos conectar a un solo inversor.

$$N^{\circ} \text{ hileras por inversor} = \frac{N^{\circ} \text{ totales hileras}}{N^{\circ} \text{ inversores}} = \frac{4121 \text{ hileras}}{20} = 206,05$$

En el caso más desfavorable nuestro inversor tendrá que soportar 207 hileras de paneles.

A continuación, estudiaremos el número máximo de hileras que podrán soportar nuestro inversor. Se rige por la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ max hileras por inversor} = \frac{I_{\text{max, inversor}}}{I_{\text{sc, max}}}$$

Para nuestra planta tenemos:

$$N^{\circ} \text{ max hileras por inversor} = \frac{2712 \text{ A}}{11,41 \text{ A}} = 237,69 \text{ hileras}$$

Como nuestro número de hileras por inversor es menor que el máximo, el número de inversores seleccionado es correcto.

Para terminar, vamos a ver cómo quedaría la disposición general de nuestra planta. Hemos visto anteriormente que tendremos 65936 paneles divididos en 4121 hileras y 20 inversores. Nuestros inversores tienen un rango de 8 a 16 entradas, el código español de red nos recomienda no ocupar todas las entradas para tener la capacidad de entregar reactiva en caso de que fuera necesario. Usaremos 10 de las 16 entradas disponibles del inversor. También hemos visto que las cajas de agrupación tienen un máximo de 32 entradas.

Sabiendo que vamos a conectar un máximo de 207 hileras a un inversor tendremos que utilizar cajas de agrupación para poder conectarlos con el inversor.

Partiendo de un solo inversor, a modo de ejemplo, de este colgarán aguas abajo 10

cajas de conexión. De estas cajas de conexión se conectarán las 207 hileras de paneles usándose un máximo de 21 entradas por caja.

Tras esto, se conectarán las 20 salidas de los inversores se conectarán a 2 cajas de conexión cuyas propias salidas irán a los 10 transformadores de 3 MVA que tiene nuestra planta. A su vez, los transformadores irán conectado al centro de seccionamiento.

En la tabla 4 podemos ver un resumen con los principales datos de nuestra instalación.

Tabla 4 Valores principales de la planta

Parámetro	Valor
Potencia en CC	30 MW
Sobredimensionamiento	25%
Nº paneles	65936
Nº paneles por string	16
Nº de strings	4121
Nº inversores	20

3.2 Tramos y criterios para el cálculo del cableado

Vamos a explicar el cálculo de los diferentes tramos de conductores de corriente continua. Como se explicó con anterioridad, se van a estudiar los siguientes tramos:

TRAMOS BAJA TENSIÓN

- Tramo 1: Desde las hileras hasta las cajas de conexión.
- Tramo 2: Desde las cajas de conexión a los inversores.

·Tramo 3: Desde los inversores hasta las cajas de conexión.

·Tramo 4: Desde las cajas de conexión hasta los transformadores.

TRAMOS MEDIA TENSIÓN

·Tramo 5: Desde los CTS al CS

A la hora del cálculo de cables es de obligado cumplimiento mirar diferentes criterios para comprobar que los cables que vamos a utilizar en los diferentes tramos de nuestra instalación son los adecuados.

Los tres criterios que vamos a considerar son los siguientes: Criterio de intensidad máxima, criterio por cortocircuito y criterio por caída de tensión. También es común tener en cuenta el criterio de protección, pero nosotros no lo vamos a tener en cuenta para nuestra instalación.

A continuación, vamos a explicar los criterios anteriormente nombrados y como es el proceso que vamos a seguir a la hora de calcular los cables.

·Criterio máxima intensidad admisible

En este criterio tiene se tiene en cuenta el efecto Joule. Se busca que el calor transmitido por el cable quede por debajo de los límites térmicos del mismo. Vamos a tomar dos caminos diferentes dependiendo si nos encontramos en baja o en media tensión.

Para la baja tensión, tenemos directamente de la intensidad que saldrán de nuestros paneles o equipos posteriores, o bien por las especificaciones del vendedor o con un simple cálculo. Tras esto debemos tener en cuenta los "derating factors". Son factores propios de la instalación y la condiciones a las que estarán sometidos nuestros cables. Variará en función de los tramos y disposición de estos. Estos factores (menores que la unidad) hará que nuestra intensidad sea menor al valor designado. Se calcularán según la ITC BT-007, [17].

$$I_o = I_{max \text{ admisible}} \cdot K \Rightarrow I_z = \frac{I_o}{K}$$

A continuación, aplicaremos un sobredimensionamiento de seguridad de un 25%, bastante común para el tipo de instalación en la que estamos trabajando.

$$I_{\text{max admisible}} = 1,25 * I_z$$

Una vez ya tenemos la intensidad, simplemente nos valdrá sacar la intensidad de nuestro catálogo en función de la intensidad obtenida.

Para la media tensión, para poder calcular la intensidad que debe soportar nuestro cable tenemos que saber los datos del equipo del que se alimenta. Habitualmente necesitamos potencia nominal (P), o en su defecto la potencia aparente (S), tensión (U), factor de potencia (f.p.) y eficiencia. Con la siguiente formula podremos obtener la intensidad:

$$I_o = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \text{Cos}(\varphi) \cdot \eta} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \eta}$$

Volveremos a tener en cuenta los "derating factors"

$$I_o = I_{\text{max admisible}} \cdot K \Rightarrow I_{\text{max admisible}} = \frac{I_o}{K}$$

Una vez ya tenemos la corriente máxima admisible tendríamos que elegir una sección cuya intensidad sea igual o mayor a esta intensidad.

$$\text{Sección cable} \Rightarrow \text{Intensidad designada cable} \geq I_{\text{max admisible}}$$

Una vez elegida una sección a partir de la máxima corriente admisible tenemos que ver si cumple el resto de los criterios para el cálculo de cables.

·Criterio intensidad de cortocircuito

El criterio de intensidad de cortocircuito se rige por la siguiente fórmula:

$$I_{sc}^2 = \frac{K^2 \cdot S_{cc}^2}{T} \cdot \ln \left(\frac{\varphi_1 + \beta}{\varphi + \beta} \right)$$

Siendo:

·Isc: Intensidad de cortocircuito

·K: Constante del conductor. Para conductores de cobre tendremos que $K = 143 \frac{A \cdot S^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$
y $K = 94 \frac{A \cdot S^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$ para conductores de aluminio

·T: Duración del cortocircuito en segundos.

·Scc: Sección del conductor en mm^2

· φ : Temperatura inicial del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi = 90$ °C.

· φ_1 : Temperatura final del conductor en el cortocircuito, en C. En nuestra instalación, $\varphi_1 = 250$ °C

· β : Inversa del coeficiente de temperatura de la resistividad a 0 C del conductor. Para el cobre $\beta = 235$ °C.

La única incógnita que vamos a tener en la ecuación será la sección del conductor. Esta será la mínima sección que deberá tener nuestro conductor para que pueda evacuar el cortocircuito, en caso de que ocurra. Tras obtener nuestra sección de cortocircuito, esta sección tendrá que ser menor que la calculada previamente en el apartado de la máxima intensidad admisible.

$$S_{cc} \leq \text{Sección cable}$$

Si ocurre esto podremos decir que cumple con el criterio de cortocircuito y la sección obtenida en el criterio de máxima intensidad admisible continuará siendo válida.

·Criterio máxima caída de tensión

Por último, tenemos el criterio de máxima tensión. Para diferentes tipos de instalaciones o equipos se fija una máxima caída de tensión. El IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) recomienda que la caída de máxima de tensión sea de un 1,5%.

Tendremos que diferenciar si estamos en baja o media tensión.

Para baja tensión utilizaremos la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{tramo} \cdot L \cdot p}{S}$$

· ΔU : Caída de tensión, en voltios.

·L: Longitud del tramo, en metros.

·S: Sección del conductor en mm^2 . Calculada en el apartado de la máxima intensidad admisible.

·Itramo: Intensidad del tramo a estudiar, en amperios.

·p: Resistividad del terreno en $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

Si la caída de tensión obtenida es menor a la máxima caída de tensión, podemos afirmar que cumple el criterio de máxima caída de tensión.

Por otra parte, para media tensión se empleará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_0 \cdot L}{n \cdot 1000} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sen \varphi)$$

Siendo:

· ΔU : Caída de tensión, en voltios.

· I_o : Intensidad del cable. Obtenida en el criterio de máxima corriente admisible.

· L : Longitud del tramo, en metros.

· R : Resistencia del cable, en ohmios/Km

· X : Reactancia del cable, en ohmios/Km

· n : N° de conductores en paralelo.

Tras esto, ya tendríamos la caída de tensión de nuestro tramo en voltios. Lo siguiente sacar la caída de tensión nominal porcentual. Lo haremos con esta ecuación:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{nominal}} \cdot 100$$

Si la caída de tensión obtenida es menor a la máxima caída de tensión, podemos afirmar que cumple el criterio de máxima caída de tensión.

Si la sección obtenida en el criterio de máxima corriente admisible cumple a su vez con los criterios de cortocircuito y de máxima caída de tensión, explicados anteriormente, podemos decir que la sección habrá sido correctamente.

3.3 Cálculo del cableado

Una vez explicado las condiciones y criterios a tener en cuenta, procedemos a calcular las diferentes secciones.

Vamos a tener en cuenta 3 factores de corrección por nuestras condiciones de emplazamiento e instalación:

·f1: Factor de temperatura ambiente. Todos nuestros cables esta y se supondrá una temperatura ambiente media de 25 °C

·f2: Factor de agrupación: Según el número de cables en paralelos que tengamos y la disposición de los mismos. Podrán variar a lo largo de los tramos.

·f3: Factor de resistividad del terreno para cables enterrados. Nuestro terreno tendrá una resistividad de 3 K·m/W

Cabe destacar que todos los cables elegidos serán tripolares

·**TRAMO 1: HILERAS-CAJA DE CONEXIÓN**

·Criterio de máxima intensidad admisible

Al ser un tramo de BT habrá que seguir la siguiente formula:

$$I_z = \frac{I_o}{K} = \frac{9,93 A}{1,14} = 8,71A$$

Siendo:

·I_o: Imp=9,93A

·f1=1,14. Debido a que nuestra temperatura ambiente es de 25°C

·f2=0,96. Ya que solo tenemos un solo cable

Tras esto se aplica el sobredimensionamiento:

$$I \text{ max admisible} = 1,25 * I_z = 1,25 * 8,71A = 10,89A$$

Tendremos que elegir una sección del cable que soporte al menos esa intensidad.

El catálogo para este tipo de tramo se puede ver en la figura 3.1:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. Ambiente 40 °C y 1 conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Figura 3.1 Catálogo cable H1Z2Z2-K, [14]

Con esto elegimos un cable de un solo conductor con una sección de 1,5 mm².

Criterio de cortocircuito

Siguiendo la fórmula:

$$I_{sc}^2 = \frac{K^2 \cdot S_{cc}^2}{T} \cdot \ln\left(\frac{\varphi_1 + \beta}{\varphi + \beta}\right) \Rightarrow 10,56^2 = \frac{94^2 \cdot S_{cc}^2}{0,5} \cdot \ln\left(\frac{250 + 235}{90 + 235}\right)$$

Siendo:

·Isc: Intensidad de cortocircuito. Según $I_{sc}=10,56 \text{ A}$.

·K: Constante del conductor. En nuestro caso tendremos conductores de cobre por lo que $K=94 \frac{\text{A}\cdot\text{s}^{\frac{1}{2}}}{\text{mm}^2}$

·T: Duración del cortocircuito en segundos. Para nosotros será $T=0,5\text{s}$

· φ : Temperatura inicial del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi=90 \text{ °C}$.

· φ_1 : Temperatura final del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi_1=250 \text{ °C}$

Despejando se obtiene:

$$S_{cc} = 0,13\text{mm}^2$$

·Criterio máxima caída de tensión

Tomamos una caída de tensión de 1,5%.

Al estar un tramo de baja tensión utilizaremos la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{\text{tramo}} \cdot L \cdot p}{S} \Rightarrow 11 = \frac{2 \cdot 9,93 \cdot 85 \cdot 0,021}{S_{cc}}$$

Siendo:

· ΔU : Caída de tensión, en voltios. Por diseño $\Delta U(\%) = 0,01$. Como lo necesitamos en voltios, multiplicamos el porcentaje por el Vmp y el número de paneles. $\Delta U = 0,015 \cdot 45,83 \cdot 16 = 11 \text{ V}$

·L: Longitud del tramo, en metros. Tendremos una longitud de 85m

·Itramo: Intensidad del tramo, tenemos una intensidad de 11,41A

·p: Resistividad del cobre (70°C) $0,021 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

Despejando obtenemos:

$$S_{cc} = 3,22 \text{ mm}^2$$

Tendremos que elegir un cable con una sección estandarizada de al menos 3,22 mm². La siguiente en nuestro catálogo es la de 4mm²

Nos quedaremos con la sección del criterio de máxima caída de tensión, ya que es la más restrictiva (la mayor). Por lo tanto, nuestro cable será de 1x4mm²

·**TRAMO 2: CAJAS DE CONEXIÓN-INVERSOR**

·Criterio máxima intensidad admisible

La intensidad de este tramo será la acumulada de todos los strings que entren al inversor. En nuestro caso, tendremos un máximo de 21 strings por cable que llega al inversor, por lo tanto, nuestra intensidad para este tramo será:

$$I_o = n^{\circ} \text{ strings por caja} \cdot I_{string} = 21 \cdot 10,88A = 228,48 A$$

Al estar en un tramo de baja tensión utilizaremos:

$$I_z = \frac{I_o}{K} = \frac{228,48A}{1,14} = 200,42A$$

Tras esto aplicamos el sobredimensionamiento del 25%:

$$I_{\text{max admisible}} = 1,25 * I_z = 1,25 * 200,42 \text{ A} = 250,53 \text{ A}$$

Tendremos que buscar cables con intensidades mayores a 250,53 A

El catálogo para este tipo de tramo se puede ver en la figura 3.2:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Sección mm ²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura (posición fijo) mm	Peso aprox. kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrada (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máxima caída de tensión dc (V/A.km)
							2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

Figura 3.2 Catálogo cable AL XZ1 (S) HARMONY CLASS, [14]

Observando el catálogo tenemos que elegir la primera sección con una intensidad mayor a la calculada previamente. Con esto tendremos que nuestro cable será de 1x95mm²

·Criterio intensidad de cortocircuito

La fórmula que rige el criterio de cortocircuito es:

$$I_{sc}^2 = \frac{K^2 \cdot S_{cc}^2}{T} \cdot \ln\left(\frac{\varphi_1 + \beta}{\varphi + \beta}\right) \Rightarrow (21 * 10,56)^2 = \frac{143^2 \cdot S_{cc}^2}{0,5} \cdot \ln\left(\frac{250 + 235}{90 + 235}\right)$$

Siendo:

·I_{sc}: Intensidad de cortocircuito. Según I_{sc}=10,56 A, habría que multiplicar por las 21 hileras que llegan a la caja de tensión

·K: Constante del conductor. En nuestro caso tendremos conductores de cobre por lo que $K = 143 \frac{A \cdot s^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$

·T: Duración del cortocircuito en segundos. Para nosotros será T=0,5s

·φ: Temperatura inicial del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, φ=90 °C.

·φ₁: Temperatura final del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, φ₁=250°C

Despejando obtenemos:

$$S_{cc} = 1,73mm^2$$

Al ser la sección de cortocircuito menor que la seleccionada en el criterio de máxima intensidad admisible, podemos decir que cumple el criterio y la sección seleccionada es correcta y segura frente a cortocircuitos

·Criterio máxima caída de tensión

Este segundo tramo, continuará siendo un tramo de baja tensión y de corriente alterna.

Al estar un tramo de baja tensión utilizaremos la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{tramo} \cdot L \cdot p}{S} \Rightarrow 11 = \frac{2 \cdot 228,48 \cdot 120 \cdot 0,034}{S_{cc}}$$

Siendo:

· ΔU : Caída de tensión, en voltios. Por diseño $\Delta U(\%) = 0,01$. Como lo necesitamos en voltios, multiplicamos el porcentaje por el V_{mp} y el número de paneles. $\Delta U = 0,015 \cdot 45,83 \cdot 16 = 11V$. Al haber conectado hileras en paralelo, el voltaje no nos cambia para el siguiente tramo.

·L: Longitud del tramo, en metros. $L=120$ m

· I_{tramo} : Intensidad del tramo. $I_{tramo}=I_{mp} \cdot n^{\circ}$ hileras conectadas= \Rightarrow
 $I_{tramo}=10,88 \cdot 21=228,48A$

·p: Resistividad del aluminio (70°C) $0,034 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

Despejando obtenemos:

$$S_{cc} = 169,5 \text{ mm}^2$$

Nos quedaremos con la sección del criterio de tensión, ya que es la más restrictiva (la mayor). Por lo tanto, nuestro cable será de 1x185mm²

·TRAMO 3: INVERSOR- CAJAS DE CONEXIÓN

·Criterio máxima intensidad admisible

Para la tensión de este tramo utilizaremos la intensidad de salida del inversor, $I_o = 2300A$. Como tenemos una intensidad de salida del inversor vamos a necesitar varios cables en paralelo. Supondremos 9 cables en paralelo que distribuiremos en 3 bandejas de 3 cables cada una.

Al estar en un tramo de baja tensión utilizaremos:

$$I_z = \frac{I_o}{K} = \frac{2300A}{1,14 \cdot 0,79} = 2553,85 A$$

Tras esto aplicamos el sobredimensionamiento del 25%:

$$I_{\text{max admisible}} = 1,25 * I_z = 1,25 * 2553,85 = 3192,32 A$$

El catálogo para este tipo de tramo se puede ver en la figura 3.3:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Sección mm ²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínima de curvatura mm		Peso aprox.* kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (I)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (Z)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (Q)		Resistencia del cond. a 20 °C (Ω/km)	Máxima caída de tensión de V(A·Km)
					Durante el tendido	Posición final fija		2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 70	10,0	1,1	11,9	20,7	311	155	455	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	22,3	335	167	555	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	24,0	360	180	660	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	25,8	387	194	765	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	27,7	416	208	920	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	30,5	458	229	1.115	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	32,8	492	246	1.335	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

Figura 3.3 Catálogo cable AL XZ1 (S) HARMONY CLASS ALL GROUND, [14]

Observando el catálogo tenemos que elegir la primera sección con una intensidad mayor a la calculada previamente. Como ya hemos comentado anteriormente, nuestra intensidad de tramo es muy alta, pondremos varios cables en paralelo para solventar este problema. Por lo tanto, optaremos por 9 cables en paralelo de 1x185mm².

Comprobando que soportará la intensidad de tramos un solo cable de este tipo aguantará 395A. Por tanto:

$$I_{admissible\ tramo} = 9 \cdot 395A = 3555A \geq 3192,32A$$

El cable propuesto cumple con el criterio de máxima tensión admisible.

Criterio intensidad de cortocircuito

La fórmula que rige el criterio de cortocircuito es:

$$I_{sc}^2 = \frac{K^2 \cdot S_{cc}^2}{T} \cdot \ln\left(\frac{\varphi_1 + \beta}{\varphi + \beta}\right) \Rightarrow (2777,5)^2 = \frac{143^2 \cdot S_{cc}^2}{0,5} \cdot \ln\left(\frac{250 + 235}{90 + 235}\right)$$

Siendo:

·Isc: Intensidad de cortocircuito. Según Isc= 2777,5 A

·K: Constante del conductor. En nuestro caso tendremos conductores de cobre por lo que $K = 143 \frac{A \cdot s^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$

·T: Duración del cortocircuito en segundos. Para nosotros será T=0,5s

· φ : Temperatura inicial del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi=90$ °C.

· φ_1 : Temperatura final del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi_1=250$ °C

Despejando obtenemos:

$$S_{cc} = 21,72 mm^2$$

Al ser la sección de cortocircuito menor que la seleccionada en el criterio de máxima intensidad admisible, podemos decir que cumple el criterio y la sección seleccionada es correcta y segura frente a cortocircuitos

·Criterio máxima caída de tensión

En este tercer tramo, ya hemos dejado atrás los inversores. Por lo tanto, este tramo será de baja tensión y corriente alterna. Por lo tanto, tendremos que considerar una caída de tensión del 2,5%

Al estar un tramo de baja tensión utilizaremos la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{\text{tramo}} \cdot L \cdot p}{S} \Rightarrow 4,32 = \frac{2 \cdot 2300 \cdot 30 \cdot 0,034}{S}$$

Siendo:

· ΔU : Caída de tensión, en voltios. El rango de tensiones del inversor de salida del inversor es de 288 a 414V. Cogemos el 288V que es caso más desfavorable. $\Delta U = 0,015 \cdot 288 = 4,32V$.

·L: Longitud del tramo, en metros $L=30m$.

·S: Sección del conductor en mm^2 . Calculada en el apartado de la máxima intensidad admisible.

·Itramo: Intensidad del tramo. Itramo= 2300A

·p: Resistividad del aluminio (70°C) $0,034 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

Despejando obtenemos:

$$S_{TOTAL} = 1086,11mm^2$$

Esta sección es la sección global del tramo. Si dividimos entre los 9 tramos tendremos la sección de la que tendría que ser cada cable.

$$S_{cable} = \frac{S_{TOTAL}}{n^{\circ} \text{ de cables paralelos}} = \frac{1086,11}{9} = 120,68 mm^2$$

Nos quedaremos con la sección del criterio de máxima intensidad admisible, ya que es la más restrictiva (la mayor). Por lo tanto, tendremos el tramo será $9 \times 3 \times 1 \times 185mm^2$

·TRAMO 4: CAJAS DE CONEXIÓN-CTS

·Criterio máxima intensidad admisible

En la caja de conexión se unen 5 tramos que van desde la salida del inversor hasta las cajas de conexión, tramo anterior. Por lo tanto, la intensidad que tendremos para este tramo será la suma de estas 18 intensidades. Como sabemos que este tramo tendrá una gran intensidad, tendremos que optar por poner cables en paralelo. Optaremos por 27 cables repartidos en 3 bandejas de 6 cables cada una.

$$I_o = 2 \cdot I_{salida\ inversor} = 2 \cdot 2300 = 4600\ A$$

Al estar en un tramo de baja tensión utilizaremos:

$$I_z = \frac{I_o}{K} = \frac{4600}{1,14 \cdot 0,71} = 5683,22\ A$$

Tras esto aplicamos el sobredimensionamiento del 25%:

$$I_{\max\ admisible} = 1,25 \cdot I_z = 1,25 \cdot 5683,22 = 7104,03\ A$$

El catálogo para este tipo de tramo se puede ver en la figura 3.4 y es el mismo que para el tramo anterior:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Sección mm ²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura mm		Peso aprox.* kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (I1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (I2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (I3)		Resistencia del cond. a 20 °C (Ω/km)	Máxima caída de tensión dc (V/A·km)
					Durante el tendido	Posición final fija		2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 70	10,0	1,1	11,9	20,7	311	155	455	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	22,3	335	167	555	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	24,0	360	180	660	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	25,8	387	194	765	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	27,7	416	208	920	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	30,5	458	229	1.115	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	32,8	492	246	1.335	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200

● Instalación al aire ● Directamente enterrada ● Enterrada bajo tubo

Figura 3.4 Catálogo cable AL XZ1 (S) HARMONY CLASS ALL GROUND, [14]

Observando el catálogo tenemos que elegir la primera sección con una intensidad mayor a la calculada previamente. Con esto tendremos 18 cables de 1x185mm²

Dividimos la intensidad obtenida entre todos los cables:

$$I_{cable} = \frac{I_{TOTAL}}{n^{\circ} \text{ cables en paralelo}} = \frac{7104,03 \text{ A}}{18} = 394,67 \text{ A}$$

·Criterio intensidad de cortocircuito

La fórmula que rige el criterio de cortocircuito es:

$$I_{sc}^2 = \frac{K^2 \cdot S_{cc}^2}{T} \cdot \ln\left(\frac{\varphi_1 + \beta}{\varphi + \beta}\right) \Rightarrow 4600^2 = \frac{143^2 \cdot S_{cc}^2}{0,5} \cdot \ln\left(\frac{250 + 235}{90 + 235}\right)$$

Siendo:

·Isc: Intensidad de cortocircuito. Según Isc= 4600A

·K: Constante del conductor. En nuestro caso tendremos conductores de cobre por lo que $K = 143 \frac{A \cdot s^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$

·T: Duración del cortocircuito en segundos. Para nosotros será $T = 0,5s$

· φ : Temperatura inicial del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi = 90$ °C.

· φ_1 : Temperatura final del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra instalación, $\varphi_1 = 250$ °C

Despejando obtenemos:

$$S_{cc} = 35,96 \text{ mm}^2$$

Al ser la sección de cortocircuito menor que la seleccionada en el criterio de máxima intensidad admisible, podemos decir que cumple el criterio y la sección seleccionada es correcta y segura frente a cortocircuitos

·Criterio máxima caída de tensión

La caída de tensión de este tramo será la misma que el tramo anterior, que al unir tramos mediante cajas de conexión la tensión no varía, aunque la intensidad si que lo hace.

Al estar un tramo de baja tensión utilizaremos la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{tramo} \cdot L \cdot p}{S} = 4,32 = \frac{2 \cdot 4600 \cdot 20 \cdot 0,034}{S}$$

Siendo:

· ΔU : Caída de tensión, en voltios. $\Delta U = 4,32V$

·L: Longitud del tramo, en metros. $L=20m$

·S: Sección del conductor en mm^2 . Calculada en el apartado de la máxima intensidad admisible.

·Itramo: Intensidad del tramo, $I=4600A$ ya que unimos

·p: Resistividad del aluminio ($70^{\circ}C$) $0,034 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

Despejando obtenemos:

$$S_{TOTAL} = 1448,15 \text{ mm}^2$$

Esta sección es la sección global del tramo. Si dividimos entre los 18 tramos tendremos la sección de la que tendría que ser cada cable.

$$Scable = \frac{S_{TOTAL}}{n^{\circ} \text{ de cables paralelos}} = \frac{1448,15 \text{ mm}^2}{18} = 80,45 \text{ mm}^2$$

Nos quedaremos con la sección del criterio de máxima intensidad admisible, ya que es la más restrictiva (la mayor). Por lo tanto, tendremos el tramo será $18 \times 3 \times 1 \times 185 \text{ mm}^2$

·TRAMO 5: CTS-CS

·Criterio máxima intensidad admisible

Aquí nos encontramos con un tramo de media sección, a partir de la potencia de los

CT obtendremos la intensidad:

$$I_0 = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \eta} = \frac{3000000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 30000 \text{ V} \cdot 0,95} = 60,77 \text{ A}$$

Aplicando los factores de corrección:

$$I_z = \frac{I_0}{K} = \frac{60,77 \text{ A}}{1,14 \cdot 0,96 \cdot 0,92} = 60,36 \text{ A}$$

·f1=1,14. Debido a que nuestra temperatura ambiente es de 25°C

·f2=0,96. Factor de resistividad del terreno (3 K·m/W). Ya que este tramo irá enterrado

·f3=0,92: Factor de profundidad. Nuestro cable irá directamente enterrado a una profundidad de 0,8m

Tras esto aplicamos el sobredimensionamiento del 25%:

$$I_{\text{max admisible}} = 1,25 * I_z = 1,25 * 60,36 = 75,45 \text{ A}$$

El catálogo para este tipo de tramo se puede ver en la figura 3.5:

1x sección conductor (Al) mm ²	Intensidad máxima admisible bajo el tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
					12/20 kV (pant. 16 mm ²)	18/30 kV (pant. 25mm ²)
	12/20 kV y 18/30 kV					
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

Figura 3.5 Catálogo cable AL HEPRZ1 VULPREN CLASS, [14]

Observando el catálogo tenemos que elegir la primera sección con una intensidad mayor a la calculada previamente. Con esto tendremos que nuestro cable será de 1x50 mm²

·Criterio intensidad de cortocircuito

La fórmula que rige el criterio de cortocircuito es:

$$I_{sc}^2 = \frac{K^2 \cdot S_{cc}^2}{T} \cdot \ln\left(\frac{\varphi_1 + \beta}{\varphi + \beta}\right) \Rightarrow 5000^2 = \frac{143^2 \cdot S_{cc}^2}{0,5} \cdot \ln\left(\frac{250 + 235}{90 + 235}\right)$$

Siendo:

·I_{sc}: Intensidad de cortocircuito. I_{sc}= 5kA

·K: Constante del conductor. En nuestro caso tendremos conductores de aluminio por lo que $K = 143 \frac{A \cdot s^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$

·T: Duración del cortocircuito en segundos. Para nosotros será T=0,5s

·φ: Temperatura inicial del conductor en el cortocircuito, en °C. En nuestra

instalación, $\varphi=90^\circ\text{C}$.

$\cdot\varphi_1$: Temperatura final del conductor en el cortocircuito, en $^\circ\text{C}$. En nuestra instalación, $\varphi_1=250^\circ\text{C}$

Despejando obtenemos:

$$S_{cc} = 39,09 \text{ mm}^2$$

Al ser la sección de cortocircuito menor que la seleccionada en el criterio de máxima intensidad admisible, podemos decir que cumple el criterio y la sección seleccionada es correcta y segura frente a cortocircuitos

·Criterio máxima caída de tensión

Este último tramo es que une los CT con el CS. Se trata de un tramo de media tensión y corriente alterna.

Al ser un tramo de media tensión utilizaremos la siguiente formula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_0 \cdot L}{n \cdot 1000} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen } \varphi)$$

Tenemos que:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 162,06 \cdot 40}{1 \cdot 1000} \cdot (0,176 \cdot 0,85 + 0,137 \cdot 0,53) = 2,4949V$$

Siendo:

· ΔU : Caída de tensión, en voltios.

· I_o : Intensidad del cable. Obtenida en el criterio de máxima corriente admisible.

$I_o=162,06A$

· L : Longitud del tramo, en metros. $L=40m$

· R : Resistencia del cable, en ohmios/Km. $R=0,176 \Omega/km$

· X : Reactancia del cable, en ohmios/Km. $X=0,137 \Omega/km$

· $\cos \varphi=0,85$

· $\text{Sen } \varphi=0,53$

· n : N° de conductores en paralelo. $N=1$

Tras obtener la caída de tensión en voltios la pasaremos a porcentaje:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{2,4949 V}{30000 V} \cdot 100 = 0,0083\%$$

Ahora compramos con la máxima caída de tensión posible:

$$\Delta U_{max} (\%) \geq \Delta U(\%) \Rightarrow 1,5\% \geq 0,0083\%$$

Al ser nuestra caída de tensión menor que la máxima, podemos decir que cumple con el criterio de máxima caída de tensión. Nuestra caída de tensión será la calculada en el apartado del criterio de máxima intensidad admisible.

Para este tramo optaremos por un cable de $1 \times 50mm^2$

·**TABLA RESUMEN**

Tabla 5 Resumen secciones de tramos

Tramo	Sección de cable
Tramo 1 (Panel-CC)	1x4 mm ²
Tramo 2 (CC-INV)	1x185 mm ²
Tramo 3 (INV-CC)	9x3x1x185 mm ²
Tramo 4 (CC-CT)	18x3x1x185mm ²
Tramo 5 (CT-CS)	1x50 mm ²

En la tabla 5, podemos ver la sección elegida para cada tipo de tramo. Como hemos comentado anteriormente, por temas de inventario, se ha decidido emplear el mismo tipo de cable y sección. El cálculo individual de cada cable de cada tramo nos dará secciones iguales o muy parecido entre si independientemente de que tengan diferentes longitudes. Cuando en proyectos industriales de este tipo se contacta con los proveedores es bueno tener unicidad de equipos y materiales, tanto por la compra en sí misma como por los posibles recambios y reemplazos futuros.

3.4 Cálculo puesta a tierra

En este apartado calcularemos la puesta a tierra de nuestra instalación. Según el RD 1663/2000 artículo 12 para la instalación de alterna, seguiremos un sistema IT con conductores activos aislados de tierra.

Se calculará la resistencia máxima admisible de puesta a tierra a partir de esta ecuación:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}} = \frac{24 V}{25 mA}$$

Siendo:

· U_L : Limite convencional de tensión de contacto. Elegimos $U_L = 24$, que es el límite para locales húmedos ya que nuestra instalación

· $I_{\Delta n}$: Sensibilidad del equipo diferencial. $I_{\Delta n}=25\text{mA}$

Por lo tanto, tenemos:

$$R_{adm} = 960\Omega$$

Por otra parte, utilizaremos picas de 8mm de radio y 2 metros de longitud. La resistencia que dará el electrodo de tierra la obtendremos a partir de la siguiente fórmula:

$$R_1 = \frac{\rho}{L} = \frac{2500 \Omega \cdot m}{2 \Omega}$$

Siendo:

· ρ : Resistividad del terreno. En nuestro caso $\rho = 2500 \Omega \cdot m$

· L : Longitud de la pica. Como hemos comentado anteriormente $L=2\text{m}$

Con esto obtenemos:

$$R_1 = 1250 \Omega \cdot m$$

Como vamos a tener picas en paralelo seguiremos la siguiente formula:

$$R_{final} = R_1 \cdot \frac{k}{n}$$

Siendo:

·k: Coeficiente de distancia entre picas. Tendremos una distancia de 4m entre picas y una longitud de las mismas de 2m. Por lo tanto, $k = \frac{4m}{2m} = 2$.

·n: Número de picas en paralelo. En nuestro caso serán 4.

Con estos valores obtenemos:

$$R_{final} = 625 \Omega$$

Para asegurar que la puesta a tierra funcionará de manera correcta necesitamos que se cumpla:

$$R_{adm} \geq R_{final}$$

En nuestro caso tenemos:

$$960 \Omega \geq 625 \Omega$$

Podemos afirmar que nuestra puesta a tierra es segura.

4 SIMULACIÓN EN PVSYST

Se ha decidido simular nuestra planta fotovoltaica en el programa PVsyst. Esta es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de instalaciones fotovoltaicas. Es una de las herramientas más utilizadas a nivel profesional por empresas de este sector. El programa cuenta con unas extensas bases de datos actualizados de la meteorología, paneles fotovoltaicos o inversores. Una vez definida nuestra planta el programa nos aportará numerosas gráficas, tablas o datos para poder analizar nuestra instalación de diferentes prismas.

En los posteriores apartados se relatará el proceso de que hemos seguido para introducir la planta a simular, los resultados obtenidos y que conclusiones podemos sacar a partir de los mismos.

4.1 Introducción de datos en PVsyst

Lo primero, tras elegir el nombre del proyecto es elegir el tipo de instalación que será el proyecto. En nuestro caso elegiremos "Instalaciones conectadas a red", encaja con lo expuesto en los apartados anteriores. Nuestro proyecto se centrará en el diseño y análisis de los elementos que van desde las células fotovoltaicos hasta la conexión con la red de distribución. La simulación en PVsyst se centrará en lo mismo.

Tras esto, el siguiente paso es seleccionar la ubicación del proyecto. Introduciendo la ubicación de nuestra planta, el programa nos proporcionará desde su base de datos meteorológica numerosos datos relevantes a la hora de acometer el proyecto. Utilizaremos la base de datos por defecto que nos ofrece PVsyst, suele ser bastante fiable, aunque si lo consideramos necesario podríamos exportar bases de datos externas. Nuestra ubicación estará en el municipio de Jerez de la Frontera, Cádiz.

Figura 4.1 Elección meteorología PVsyst

Una vez definida la ubicación del proyecto, PVsyst nos aportará la meteorología (horas solares anuales, radiación) prevista durante un año en la ubicación determinada.

A continuación, nos aparecerá una ventana en la que tendremos que elegir la orientación y posición de los paneles de nuestra planta. Buscaremos las condiciones para poder maximizar el rendimiento de nuestra instalación. Este punto óptimo varía en función de las condiciones del emplazamiento. Para nuestro proyecto, hemos determinado que nuestros paneles sean de tipo fijo con orientación N-S.

Introduciendo estos datos al programa y modificando la inclinación del panel, obtenemos que la inclinación del panel para sacar el máximo rendimiento a nuestra instalación a lo largo del año según nuestras condiciones es de 35° . También podríamos haber seleccionado la inclinación para optimizar el rendimiento de nuestra planta para una época del año concreta (invierno o verano), en caso de que por algún motivo nuestra planta pierda rendimiento o no esté operativa en algún momento.

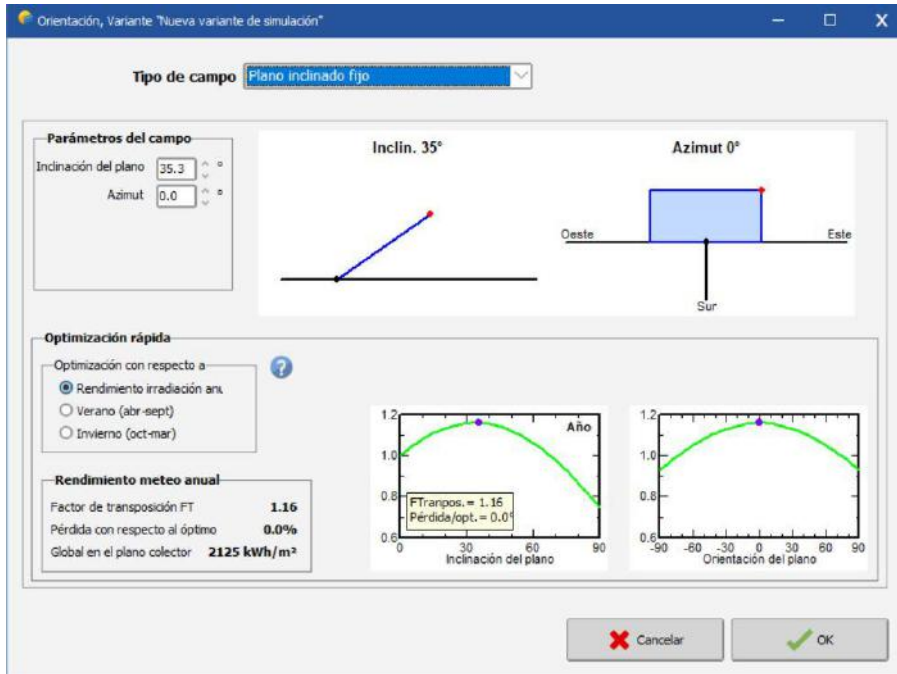


Figura 4.2 Elección inclinación ideal PVsyst

Una vez definida la orientación, tendremos que seleccionar los paneles e inversores que conformarán nuestra planta. Como en el catálogo que nos ofrece PVsyst no están los modelos exactos de placas y de inversores elegimos equipos de características similares. En el caso de los paneles hemos elegido el modelo 455W JA Solar Mono PERC y de los inversores hemos optado por el modelo SG1250UD de la empresa Sungrow.

Definición del sistema de red, Variante VCO: Nueva variante de simulación Simulación para el/a año n° 2

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Conjunto PV
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 35°
 Azmut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento
 Ingrese potencia planeada: 30000.0 kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): 143161 m²

Selección del módulo PV
 Disponible ahora: JA Solar
 Filtro: Todos los módulos F
 Módulos necesarios aprox.: 65934
 455 Wp 39V Si-mono JAM78-S10-455-MR Desde 2020 Datasheets 2020
 Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento: Vmpo (60°C) 39.5 V
 Voc (-10°C) 59.4 V

Selección del inversor
 Disponible ahora: Sungrow
 Voltaje de salida 360 V Tri 50Hz
 1260 kW 520 - 850 V TL 50/60 Hz SG1250 Desde 2016
 50 Hz
 60 Hz
 Núm. de inversores: 20
 Voltaje de funcionamiento: 520-850 V Poder global inversor 25200 kWca
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1000 V Inversor con 2 MPPT

Diseño del conjunto
 Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 16 entre 14 y 16
 Núm. de cadenas: 4121 entre 3462 y 4121
 Pérdida sobrecarga: 0.2 %
 Proporción Prom: 1.19
 Mostrar dimensionamiento

Condiciones de operación
 Vmpo (60°C) 632 V
 Vmpo (20°C) 737 V
 Voc (-10°C) 951 V
 Irradia. plano: 1000 W/m²
 Impo (STC) 41686 A
 Isc (STC) 43518 A
 Isc (en STC) 43518 A
 Mx. en datos
 STC
 Potencia de funcionamiento máx: 27414 kW
 (en 1000 W/m² y 50°C)
 Potencia nom. conjunto (STC): 30001 kWp

Resumen sistema global
 Núm. de módulos: 65936
 Área del módulo: 143166 m²
 Núm. de inversores: 20
 Potencia PV nominal: 30001 kWp
 Potencia PV máxima: 28925 kWCC
 Potencia de CA nominal: 25200 kWCA
 Proporción Prom: 1.191

Resumen del sistema Esquema Simplificado Cancelar OK

Figura 4.3 Selección modelo módulo PV e inversor

Una vez definido los elementos de la instalación la herramienta nos da datos del dimensionamiento de la planta a grandes rasgos. En nuestro caso, obtenemos que se necesitarán 65936 paneles, 20 inversores para el sistema y ocuparemos un área de 143166 m².

Por último, cabe destacar que se han dejado las pérdidas por defecto que aparecen en PVsyst.

Con esto quedaría definida nuestra planta. El siguiente paso será analizar los resultados que nos ofrece el programa.

4.2. Análisis de los resultados

4.2.1 Simulación anual

En este apartado, se enseñarán las principales tablas y gráficos que nos ilustrará el funcionamiento de nuestra planta.

En primer lugar, vamos a analizar la simulación de nuestra planta durante un año, simulando nuestra instalación con unas condiciones meteorológicas promedio.

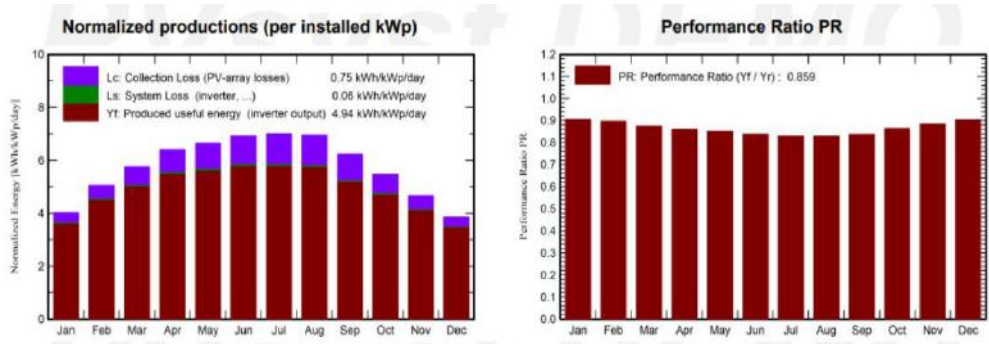


Figura 4.4 Producción de energía y rendimiento de la planta fotovoltaica

En la imagen de la izquierda, podemos ver producción y pérdidas por mes de nuestra planta. En rojo podemos ver la producción a la salida del inversor, en morado las pérdidas en la captación de la radiación solar (asociado a nuestras células fotovoltaicas) y en verde las pérdidas asociadas a otro tipo de elementos de nuestra instalación como pueden ser el inversor o el cableado.

Podemos observar, que en los meses centrales del año se produce una mayor producción. Esto tiene sentido ya que en estos meses es cuando se produce una mayor radiación solar en nuestra localización. Esta mayor radiación, produce a su vez mayores pérdidas en los módulos fotovoltaicos. Se aprecia también que las pérdidas del resto de la instalación son insignificantes con respecto a la producción o las pérdidas de los paneles fotovoltaicos.

En la imagen de la izquierda, tenemos un gráfico que nos muestra el rendimiento que tiene nuestra planta en los diferentes meses del año. Los meses centrales del año tienen un rendimiento más bajo. Aunque se produce mayor producción también tenemos unas mayores pérdidas.

No nos importa mucho que baje el “performance ratio” en estos meses, ya que nos interesa principalmente la producción de la planta. El crecimiento de las pérdidas del panel es algo intrínseco del propio panel, tenemos poco control sobre ello. Nuestra planta tendrá un PR de 0.859. Es decir, a la salida del inversor tendremos el 85,9% de la potencia captada por los paneles, un número bastante bueno.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	proporción
Enero	76.7	30.94	10.17	124.4	121.9	3414767	3374711	0.904
Febrero	98.7	39.35	11.23	141.5	138.6	3848016	3801859	0.896
Marzo	144.4	60.26	13.94	178.1	173.5	4733012	4677257	0.876
Abril	180.4	66.31	15.94	192.3	186.8	5027292	4965059	0.861
Mayo	217.5	78.39	19.57	205.6	198.8	5310487	5245831	0.851
Junio	231.5	70.18	22.94	207.7	200.8	5290046	5222867	0.838
Julio	235.6	69.58	25.29	216.9	210.1	5465413	5397964	0.829
Agosto	210.9	67.39	25.86	215.3	209.2	5425491	5360150	0.830
Septiembre	159.3	53.86	22.86	186.8	181.9	4746736	4688482	0.837
Octubre	123.7	46.84	19.66	169.6	165.9	4450269	4398119	0.864
Noviembre	87.3	30.59	13.84	140.0	137.2	3761074	3716064	0.885
Diciembre	69.5	28.34	11.23	119.6	116.8	3276125	3237468	0.902
Año	1835.4	642.03	17.75	2097.7	2041.6	54748727	54085832	0.859

Figura 4.5 Generación mensual de la instalación

En la figura 4.5, podemos ver un resumen anual de cómo se comporta nuestra planta.

En la primera columna podemos ver la irradiación horizontal que sufrirán nuestra planta, mientras que en la segunda tenemos la irradiación que perdemos por la inclinación de los paneles. Como hemos comentado anteriormente, en los meses de verano podemos ver una mayor irradiación solar.

Por último, en la quinta y sexta columna podemos ver la energía en kWh a la salida del panel y la que se inyecta en la red respectivamente. Nos interesa más la energía que se inyecta a la red, siendo el total del año 54085,8 MWh.

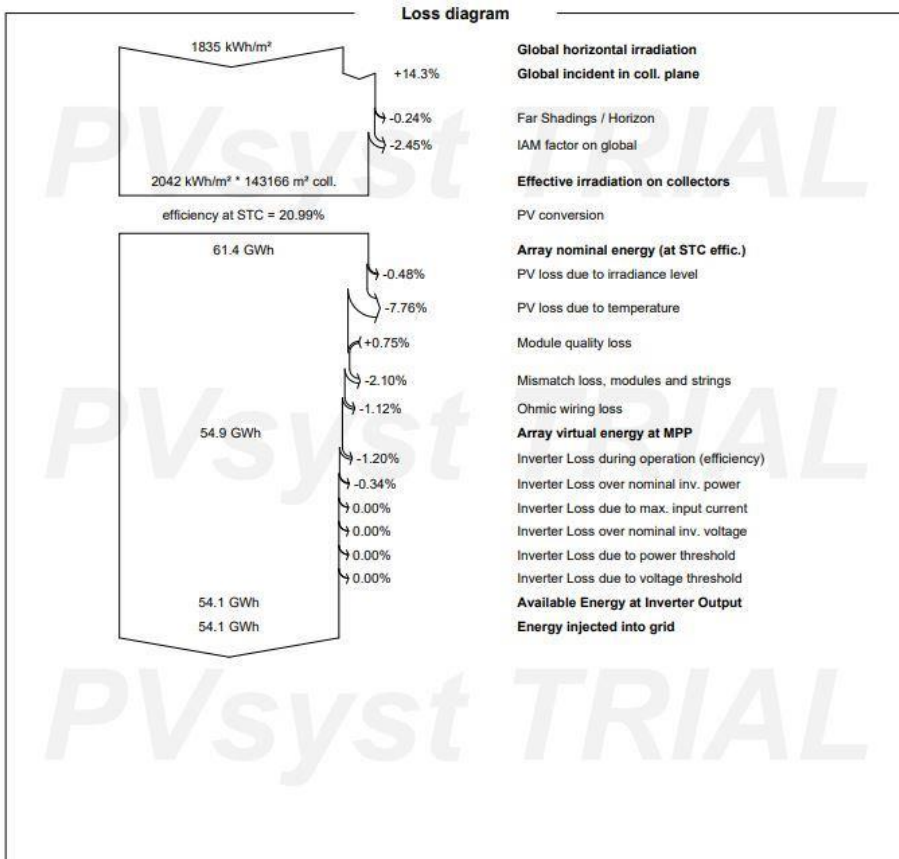


Figura 4.6 Gráfico desglose perdidas de la instalación

En la figura 4.6 se ilustra cómo se distribuyen las pérdidas en nuestro sistema.

En la parte superior tenemos la irradiación horizontal anual en kWh/m² tras una serie de conversiones se obtiene la irradiación a útil que reciben nuestros paneles. Multiplicando por la superficie total de nuestros paneles y teniendo en cuenta el rendimiento de nuestro panel obtenemos la energía total de nuestra planta, 61.4 GWh. Tras tener en cuenta las pérdidas, detalladas en el margen derecho, la energía total que se inyecta en la red es de 54,1 GWh.

Cabe destacar que se producen unas mayores pérdidas en los módulos fotovoltaicos que en los inversores y que el mayor tipo de pérdidas que se producen en nuestra instalación son las causadas por la temperatura en nuestros paneles.

4.2.2 Simulación a 25 años

Tras el minucioso análisis de nuestra planta en un año proseguimos con una simulación de nuestra planta a 25 años. El objetivo de esta simulación es ver cómo se comportará nuestra planta en términos de generación de potencia y eficiencia con el desgaste de la misma.

Se ha supuesto un deterioro de planta por defecto de PVsyst. El desgaste de los módulos fotovoltaicos de un 0.4% por años y una dispersión del valor eficaz de V_{mp} e I_{mp} del 0.4% por año.

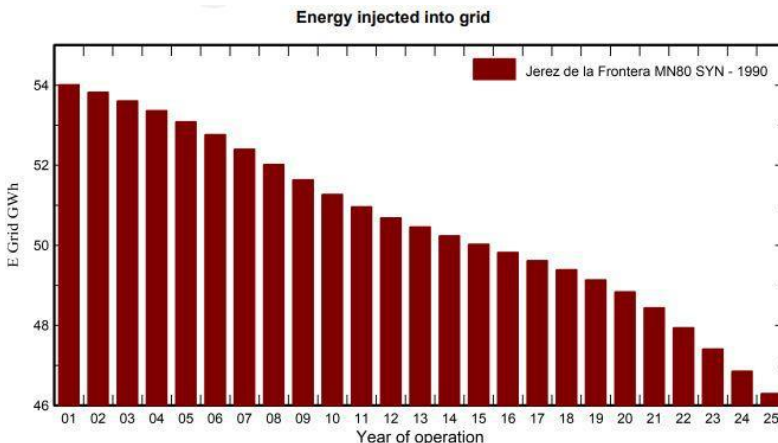


Figura 4.7 Evolución energía generada durante 25 años

En la figura 4.7 podemos ver cómo evoluciona la energía generada durante los 25 años de la simulación. En el primer año podemos ver que nuestra planta genera unos 54 GWh, como vimos anteriormente. Vemos que la energía producida decrece de manera gradual hasta que en el año 25 de la simulación se sitúa en poco más de 46 GWh, un descenso de 8 GWh.

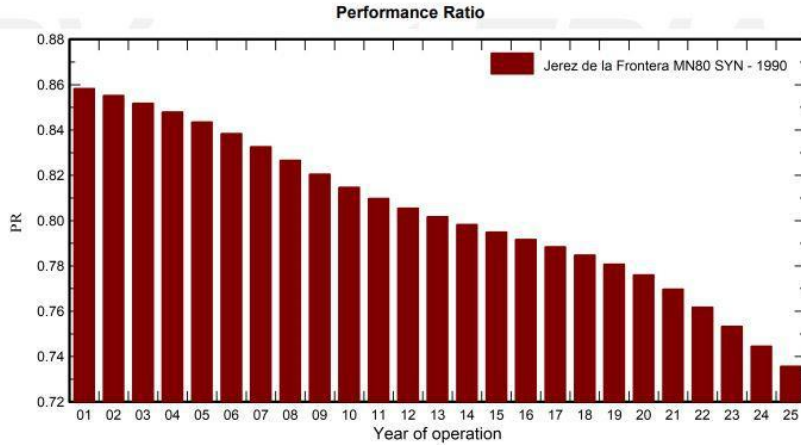


Figura 4.8 Evolución PR durante 25 años

Mientras que en la figura 4.8 podemos ver cómo cambia el PR. Sufre un proceso similar a la energía inyectada, decrece gradualmente. El PR pasa de 0.86 a 0.74 aproximadamente.

Jerez de la Frontera MN80 SYN

Year	E Grid GWh	PR	PR loss %
1	54.01	0.858	0%
2	53.82	0.855	-0.4%
3	53.61	0.852	-0.8%
4	53.36	0.848	-1.2%
5	53.09	0.844	-1.7%
6	52.77	0.838	-2.3%
7	52.40	0.833	-3%
8	52.02	0.827	-3.7%
9	51.64	0.821	-4.4%
10	51.27	0.815	-5.1%
11	50.96	0.81	-5.7%
12	50.69	0.805	-6.2%
13	50.46	0.802	-6.6%
14	50.24	0.798	-7%
15	50.02	0.795	-7.4%
16	49.82	0.792	-7.8%
17	49.62	0.788	-8.1%
18	49.39	0.785	-8.6%
19	49.14	0.781	-9%
20	48.84	0.776	-9.6%
21	48.44	0.77	-10.3%
22	47.94	0.762	-11.2%
23	47.41	0.753	-12.2%
24	46.85	0.745	-13.3%
25	46.30	0.736	-14.3%

Figura 4.9 Evolución energía generada con el porcentaje de pérdida de rendimiento durante 25 años

Por último, en la figura 4.9 podemos apreciar a nivel numérico los comentado anteriormente, la evolución de la energía inyectada a la red y el performance ratio.

4.2.3 Análisis emisiones CO2

Aparte del análisis de la producción, que nos repercutirá en el análisis económico, también se va a calcular el impacto que tiene nuestra planta a nivel medio ambiental.

En la figura 4.10 veremos algunos de los principales parámetros que medirán el impacto medioambiental del proyecto.

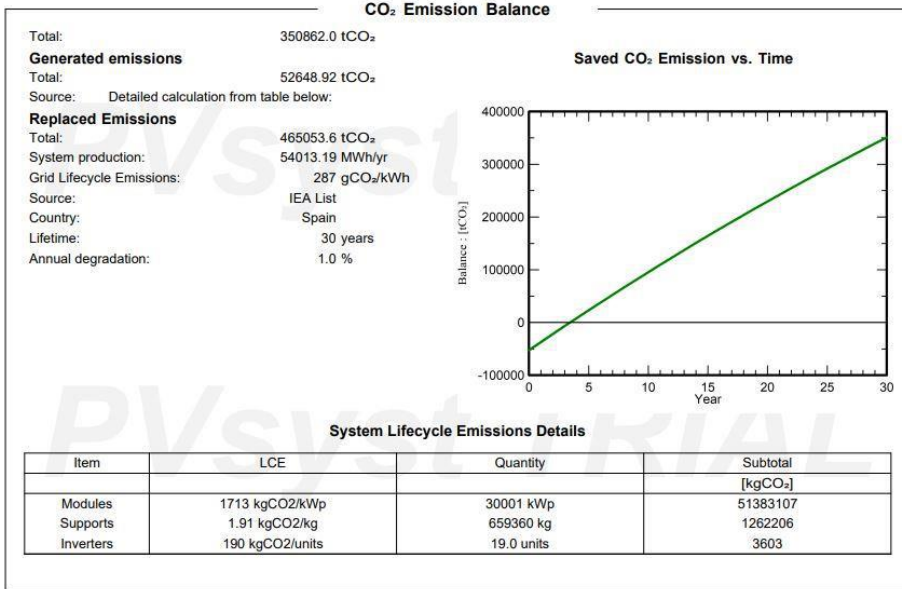


Figura 4.10 Impacto medio ambiental de la instalación

Los parámetros base de esta simulación serán una degradación anual de un 1% y la vida útil de 30 años. En la construcción de la planta se estima que se producen 52 toneladas de CO₂, podemos apreciarlo en el año 0 del gráfico de la derecha.

La construcción tiene un impacto negativo, como es lógico, pero esto irá cambiando una vez que empezamos a producir energía. Se estima que con la producción de los 54000 MWh, anuales a los 30 años de existencia de la planta, se dejarán de producir unas 350862 toneladas de CO₂.

5 ESTUDIO DE LA INCLINACIÓN

Para terminar la parte analítica de este proyecto, se va a estudiar cómo afecta la inclinación de nuestro panel en la producción de nuestra planta. Este estudio se realizará mediante el software de simulación PVsyst, explicado anteriormente.

Cabe destacar que la inclinación ideal de los paneles varía dependiendo de diferentes factores, especialmente la ubicación de nuestra instalación. Esto es debido a la posición del sol y el ángulo de incidencia de la radiación solar. Si nuestra planta se encuentra más al norte tendrá una inclinación ideal diferente a una que encuentre más al sur.

Para nuestra planta la inclinación ideal para la producción global a lo largo de todo el año es de 35° . En la siguiente imagen podemos ver esto:

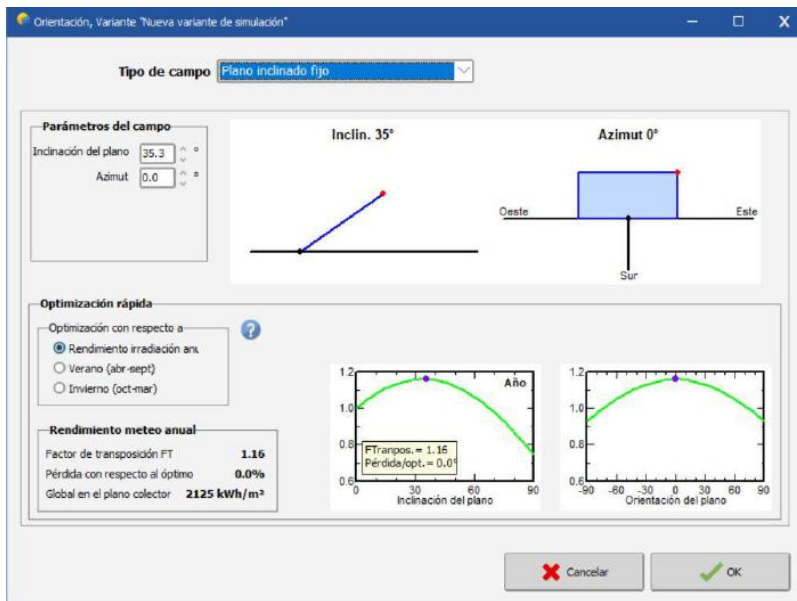


Figura 5.1 Selección inclinación óptima rendimiento anual

Podemos ver lo explicado lo anteriormente en la figura 5.1, el punto azul que indica la inclinación del panel está en lo más alto de la curva que compara inclinación con el rendimiento del panel.

En la figura 5.2 podemos ver esto traducido a la producción anual.

Producción del sistema	53824 MWh/año
Producción específica	1794 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.855
Producción normalizada	4.92 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.77 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema.	0.06 kWh/kWp/día

Figura 5.2 Producción anual para inclinación ideal

Una vez ya tenemos claro el punto de partida vamos a hacer una comparativa de cómo cambian diferentes parámetros asociados a la producción de nuestra planta con un ángulo de inclinación menor y mayor al óptimo.

5.1 Paneles a 20° de inclinación

La primera comparativa la haremos si los módulos fotovoltaicos de nuestra planta tuvieran una inclinación de 20°

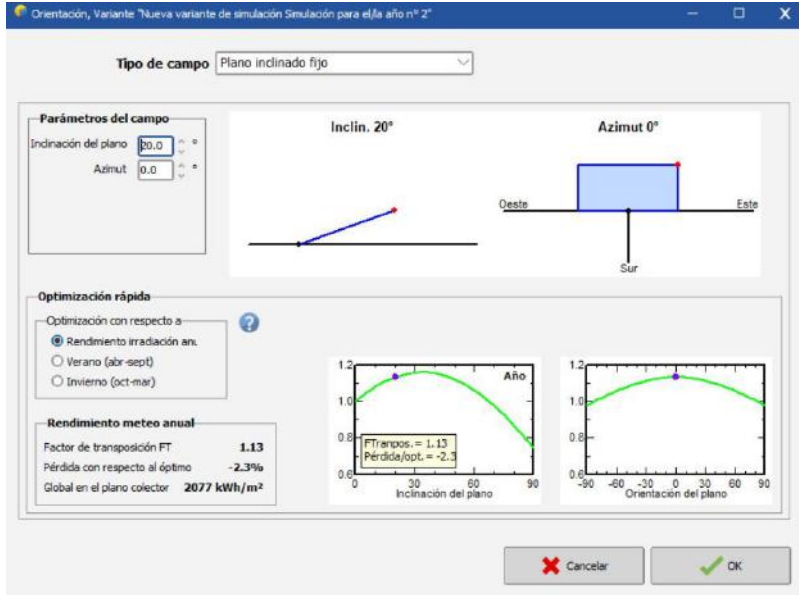


Figura 5.3 Selección inclinación 20°

En la figura 5.3 podemos apreciar que el punto azul, que nos indica el rendimiento en función de la inclinación, no se encuentra en el punto más alto de la parábola invertida (punto de máximo rendimiento). Esto supone una pérdida con respecto al óptimo de un 2,3% respecto al óptimo. Esto es a consecuencia de que perdemos 48 kWh/m² de radiación solar captada por los paneles de nuestra planta.

Producción del sistema	52815 MWh/año
Producción específica	1760 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.854
Producción normalizada	4.82 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.77 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema.	0.06 kWh/kWp/día

Figura 5.4 Producción anual inclinación 20º

Desde el punto de vista de la producción de energía, en la figura 5.4 podemos ver que con el cambio de inclinación perdemos unos 1000 MWh/año. Sin embargo, las pérdidas de no se ven apenas modificadas. Estas circunstancias hacen que el "performance ratio" (PR) de la planta se reduzca ligeramente.

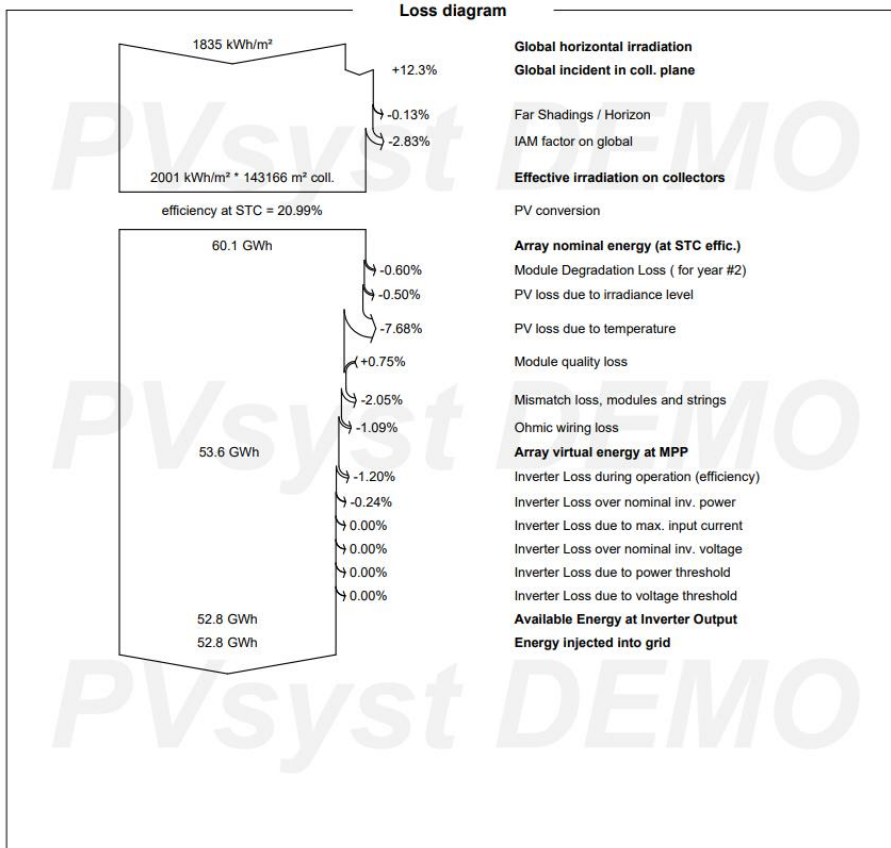


Figura 5.5 Desglose pérdidas para una inclinación de 20°

La figura 5.5 tenemos un gráfico detallado de las pérdidas del sistema. Podemos ver lo comentado anteriormente. Las pérdidas del sistema y el desglose de estas no varían mucho con respecto a la inclinación ideal. Lo que si nos cambia es la producción del sistema, que tras perdidas se traduce en 1,3 GWh menos durante un año, las pérdidas del sistema decaen algo ya que van en función de la producción.

Esto sería nivel de la producción global anual. Si hubiéramos optado por potenciar una época o estación del año habría la inclinación y perdidas habrían sido diferentes.

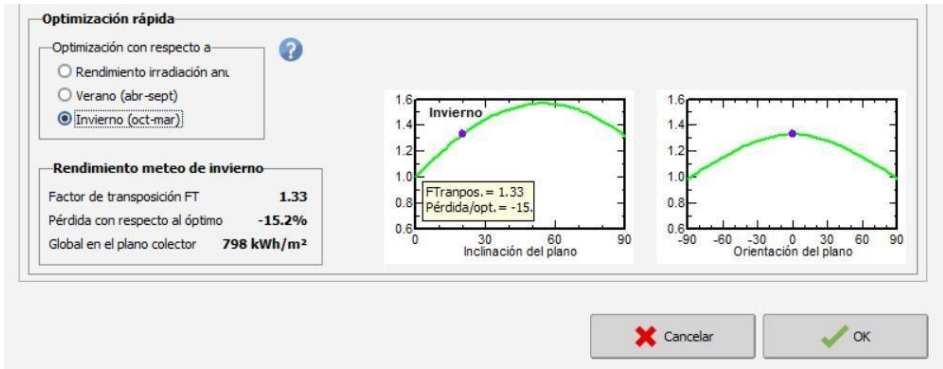


Figura 5.6 Rendimiento meses de invierno inclinación 20°

En el caso de haber elegido potenciar los meses de inviernos los 20° grados de inclinación no nos hubieran beneficiado, como se observa en la figura 5.6. Esto es debido a que la radiación solar no incide tan perpendicularmente a la superficie de la tierra, por lo tanto, una inclinación baja provocará una instalación más ineficiente para estos meses. Esto se traduce en una pérdida del 15,2% con respecto al óptimo en estos meses.

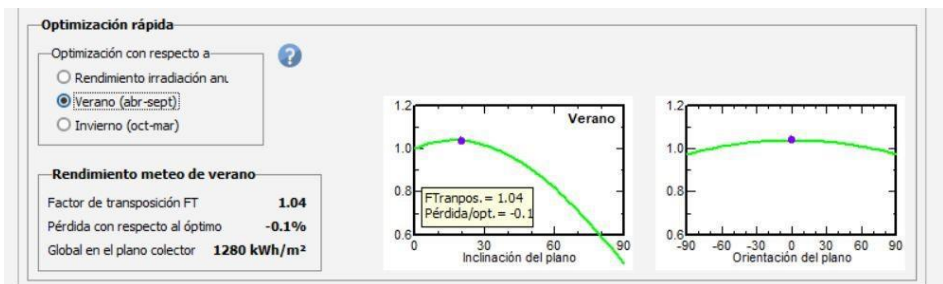


Figura 5.7 Rendimiento meses de verano inclinación 20°

Por otra parte, para los meses de verano se produce el efecto contrario, como se aprecia en la figura 5.7. Los rayos solares inciden de manera más perpendicular durante estos meses lo cual hace que la baja inclinación de los paneles beneficie a la

producción. Se puede ver que los 20° de inclinación está cerca del óptimo (-0,1% con respecto al óptimo).

Balances and main results

	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 ratio
January	76.7	30.94	10.17	107.7	104.2	2.944	2.909	0.900
February	98.7	39.35	11.23	127.7	124.2	3.469	3.428	0.895
March	144.4	60.26	13.94	169.7	164.8	4.520	4.467	0.877
April	180.4	66.31	15.94	194.4	189.0	5.075	5.013	0.859
May	217.5	78.39	19.57	218.8	212.1	5.604	5.536	0.844
June	231.5	70.18	22.94	226.7	219.9	5.716	5.644	0.830
July	235.6	69.58	25.29	234.0	227.2	5.842	5.770	0.822
August	210.9	67.39	25.86	221.9	215.8	5.560	5.494	0.825
September	159.3	53.86	22.86	181.7	176.7	4.628	4.572	0.839
October	123.7	46.84	19.66	155.5	151.1	4.073	4.026	0.863
November	87.3	30.59	13.84	121.8	117.9	3.266	3.228	0.883
December	69.5	28.34	11.23	101.7	97.8	2.761	2.729	0.895
Year	1835.4	642.03	17.75	2061.6	2000.7	53.459	52.815	0.854

Figura 5.8 Producción mensual para una inclinación 20°

En la figura 5.8, vemos la producción mensual vemos que va en línea con lo comentado anteriormente. Observando las 3 últimas columnas la mayor parte de la producción se centra en los meses centrales del año (verano) y se puede ver también que hay una gran discrepancia entre los meses de verano e invierno.

5.2 Paneles a 50° de inclinación

En esta segunda comparación hemos aumentado la inclinación hasta los 50°.

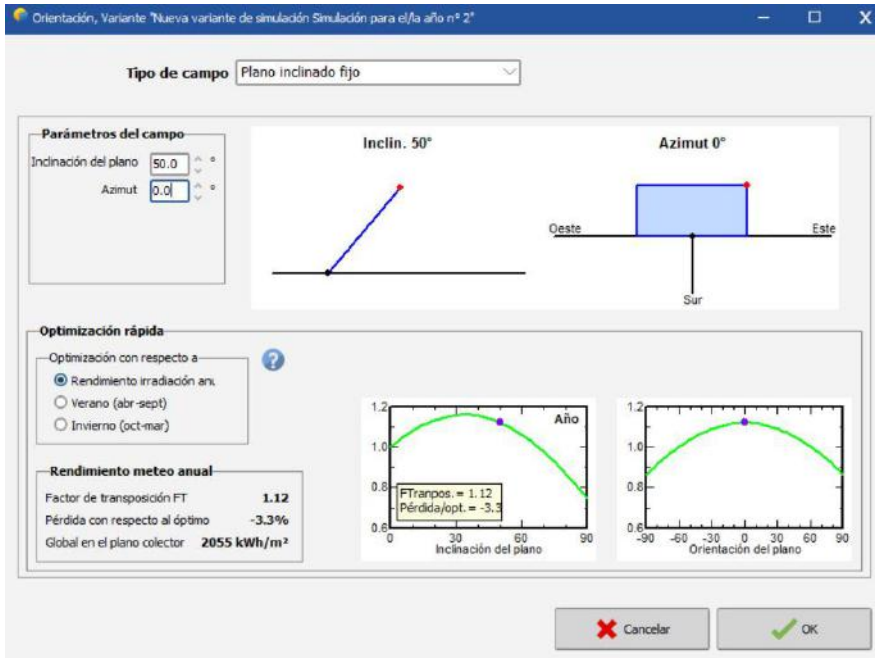


Figura 5.9 Selección inclinación 50°

En la figura 5.9, observamos que al no estar en el punto óptimo tenemos pérdidas. Con respecto a los 35° hay una pérdida del 3,3% y de 70 kWh/m² de irradiancia. Comparándolo con los 20° de inclinación (en ambos casos nos alejamos 15° con respecto al óptimo) la irradiación es menor y esto conlleva que estemos más alejados del porcentaje de pérdida con respecto al óptimo.

Producción del sistema	51871 MWh/año
Producción específica	1729 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.855
Producción normalizada	4.74 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.75 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema.	0.06 kWh/kWp/día

Figura 5.10 Producción anual inclinación 50°

A nivel de producción energética, en la figura 5.10, se ve relegado lo comentado anteriormente. Perdemos una producción de aproximadamente 200MWh/año con respecto al óptimo y de 100MWh/año con respecto a los 20° de inclinación. Se reduce ligeramente las pérdidas y es lógico ya que gran parte de las pérdidas del sistema son proporcionales a la producción.

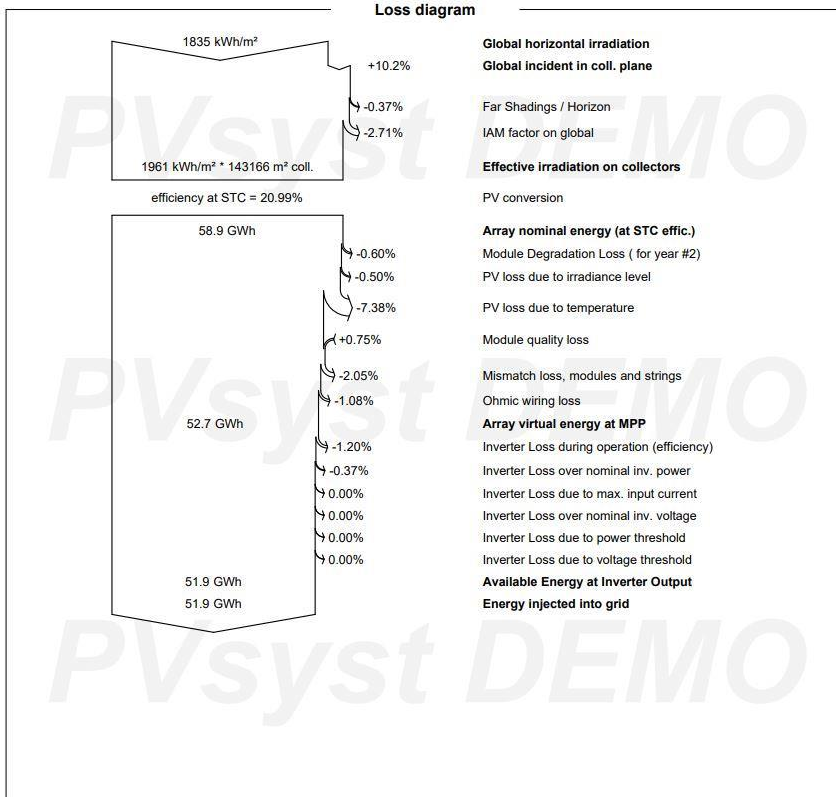


Figura 5.11 Desglose pérdidas para una inclinación de 50º

En la figura 5.11 un escenario similar a la anterior simulación a nivel de pérdidas. La producción de energía baja bastante con respecto al óptimo, mientras que las perdidas se mantienen similares. Tras tener en cuenta las pérdidas perdemos 2,2 GWh con respecto al óptimo y 0,9 GWh con la inclinación de 20º.

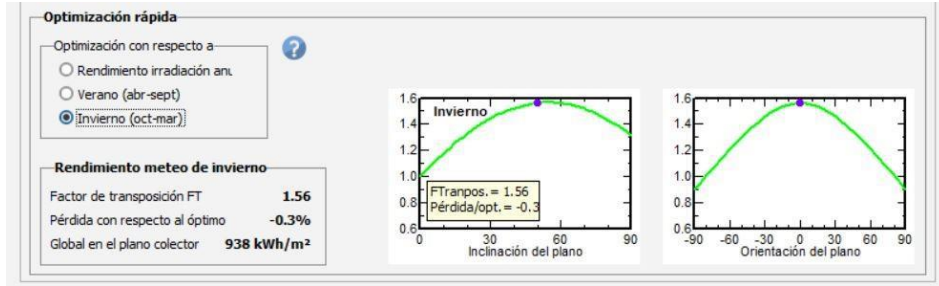


Figura 5.12 Rendimiento meses de invierno inclinación 50°

En contraposición con el estudio anterior, una mayor inclinación favorece a la producción de energía en los meses de invierno, como nos indica la figura 5.12. Para estos meses la radiación solar es menor, pero con esta configuración incidirán más perpendiculares aumentando el rendimiento y producción en estos meses.

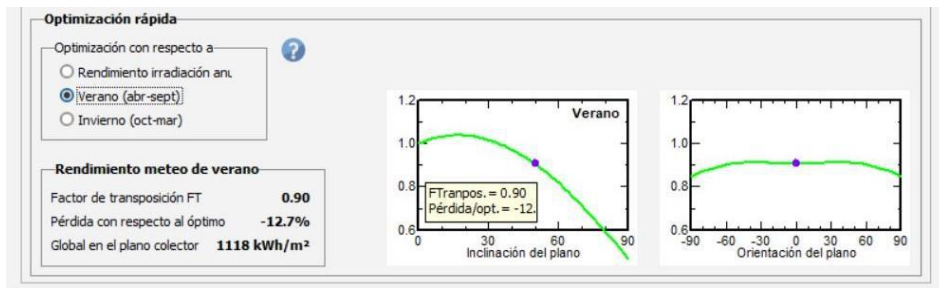


Figura 5.13 Rendimiento meses de verano inclinación 50°

Para los meses de verano tenemos el efecto contrario, nos alejamos mucho del punto idóneo con unas pérdidas de hasta el 12,7%, como se aprecia en la figura 5.13.

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
January	76.7	30.94	10.17	133.4	131.3	3.609	3.567	0.891
February	98.7	39.35	11.23	146.8	144.1	3.949	3.902	0.886
March	144.4	60.26	13.94	176.4	171.7	4.661	4.607	0.870
April	180.4	66.31	15.94	180.0	173.9	4.705	4.647	0.860
May	217.5	78.39	19.57	183.1	175.1	4.709	4.651	0.847
June	231.5	70.18	22.94	180.4	171.7	4.553	4.495	0.830
July	235.6	69.58	25.29	190.9	182.2	4.767	4.709	0.822
August	210.9	67.39	25.86	198.0	190.7	4.959	4.899	0.825
September	159.3	53.86	22.86	181.3	176.0	4.595	4.538	0.834
October	123.7	46.84	19.66	173.7	170.0	4.520	4.467	0.857
November	87.3	30.59	13.84	149.4	146.9	3.960	3.912	0.873
December	69.5	28.34	11.23	130.0	127.5	3.519	3.477	0.892
Year	1835.4	642.03	17.75	2023.3	1961.2	52.507	51.871	0.855

Figura 5.14 Producción mensual para una inclinación de 50°

Viendo la figura 5.14, la generación de la producción durante los meses tenemos una generación mucho más equilibrada a lo largo de todo el año. La diferencia de producción entre los meses de verano e invierno no es tan mayúscula como con los paneles a 20°.

Comparando los estudios a 20° y 50° podemos afirmar que para nuestra ubicación y condiciones es más favorable en caso de no poder estar en el punto óptimo bajar la inclinación si buscamos la producción global anual. Esto es debido a que una baja inclinación favorece la producción en los meses de verano y al tener estos meses una radiación superior es donde se produce más energía.

5.3 Conclusiones del estudio

A continuación, se van a exponer las conclusiones que se pueden obtener tras este estudio:

- La inclinación ideal de un panel depende de diversos factores siendo el más importante la ubicación geográfica de la instalación. Otros factores a tener en cuenta pueden ser la distancia entre paneles o la sombra entre ellos.

- Habrá una inclinación ideal diferente en caso de lo que queramos priorizar:

- Si nos interesa una alta producción en verano optaremos por inclinaciones

baja. Un claro ejemplo puede ser que tengamos el pico de demanda de la zona donde esta nuestra instalación en verano.

-Si nos interesa una producción más uniforme a lo largo del año, aumentando la producción especialmente en invierno, elegiremos inclinaciones más altas. Un ejemplo puede ser que la producción supere la demanda en los meses de verano si aumentamos la inclinación.

- Si queremos la mayor producción sin tener en cuenta en que meses se producen más nos decantaremos por la inclinación optima en cuanto a producción global. Un ejemplo puede ser nuestro caso, la generación no se acerca a la demanda y lo que nos interesa es producir la mayor cantidad de energía tomando un año como baremo.

·En caso de que por nuestras condiciones no sea posible elegir el ángulo optimo, será conveniente bajar la inclinación en vez de subirla por nuestra ubicación.

6 ESTUDIO ECONÓMICO

6.1 Introducción

Uno de los principales factores de nuestro proyecto es el económico. Además de numerosos beneficios ecológicos y sociales, ya comentados con anterioridad, acometer un proyecto de estas características no tendría ningún sentido si no lo apoya un previo análisis económico.

En apartados anteriores, se ha realizado un análisis de la producción de la planta durante 25 años. Por lo tanto, en este estudio tendremos en cuenta una duración de la planta de 25 años también. Aunque la vida útil de plantas de este tipo suele alargarse por encima esos 25 años. Los parámetros principales de una inversión para este tipo de instalaciones suelen ser:

- Rentabilidad media
- Riesgo de inversión nulo

Suelen ser inversiones que siempre suelen no tener riesgo alguno, ya que se garantiza la venta de electricidad durante toda la vida útil de la instalación. Por otra parte, suele ser inversiones costosas, aunque se consigue rentabilizarlas al paso de algunos años.

6.2 Presupuesto

En primer lugar, se realizará el presupuesto de nuestra instalación fotovoltaica. Esto nos servirá para estimar el coste de nuestra planta y para saber la inversión inicial, y

posteriormente poder estudiar cuanta rentabilidad obtendremos a futuro.

Se va a dividir el presupuesto en diferentes apartados que habrá que tener en cuenta a lo largo de la ingeniería y obra del proyecto a acometer.

6.2.1 Equipos de la planta

En la tabla 6 veremos resumidamente los equipos principales de nuestra instalación, la cantidad de los mismos y el montante total por equipo.

Tabla 6 Gastos equipos principales de la instalación

Equipo	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Módulos fotovoltaicos	65.936	195,85 €	12.913.565,6 €
Inversores solares	20	48.000 €	960.000 €
Transformadores	10	60.000 €	600.000 €
Soportes solares	916*	591,89 €	542.171,24 €
Cajas de agrupación	55	350 €	19.250 €
Centro de seccionamiento	1	75.000 €	75.000 €
TOTAL			15.109.986,84 €

* Se comprarán 916 packs de soportes que podrán abarcar un máximo de 72 paneles fotovoltaicos.

6.2.2 Obra civil

En la tabla número 7 podremos ver el desglose de los gastos asociados de todos los elementos relacionados con la obra civil de nuestro proyecto.

Tabla 7 Gastos obra civil de la planta

Elementos obra	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Zanja BT	14.800 m	20 €	296.000 €
Zanja MT	3.050 m	16 €	48.800 €
Caminos para el paso	1.500 m	70 €	105.000 €
Entrada vehículos/giro camiones	800 m ²	8 €	6.400 €
Cimentación/Base CTs	10	2.100 €	21.000 €
Cimentación/Base CS	1	3.500 €	3.500 €
Preparación del terreno	100.220 m ²	2 €	200.440 €
Tubos BT	27.000 m	2 €	54.000 €
Tubos MT	6.550 m	4,50 €	75.000 €
Resto de obra civil	1	200.000 €	200.000 €
TOTAL			1.010.140 €

En la columna de cantidades encontramos diferentes unidades dependiendo del elemento. En su columna contigua, tenemos el precio unitario en € por unidad.

6.2.3 Obra eléctrica

En la tabla número 8 encontraremos todos los gastos correspondientes exclusivamente las obras de carácter eléctrico de nuestro proyecto.

Tabla 8 Gastos obra eléctrica de la planta

Elementos obra	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Cable tramo 1 (BT)	245.200 m	1,03 €	252.556 €
Cable tramo 2 (BT)	16.800 m	1,38 €	23.184 €
Cable tramo 3 (BT)	3.780 m	4,70 €	17.766 €
Cable tramo 4 (BT)	15.210 m	4,70 €	71.487 €
Cable tramo 5 (MT)	280 m	3,45 €	966 €
Conexionado entre paneles	61.815 ud	1,2 €	74.178 €
Picas de cobre	20	25 €	500 €
Cable de PAT	9.000 m	4,2 €	37.800 €
Instalación CTs	10 ud	2.000 €	20.000 €
Instalación inversores	20 ud	400 €	8.000 €
TOTAL			468.674,8 €

6.2.4 Vallado

En la tabla número 9 veremos el desglose la compra de los materiales necesarios para el vallado de la planta y la instalación de los mismos.

Tabla 9 Gastos vallado de la planta

Equipo	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Vallado planta	2.760 m	38 €	104.880 €
Vallado CTs	74 m	56 €	4.144 €
Vallado CS	30 m	60 €	900 €
Puerta entrada	1	2.000 €	2.000 €
TOTAL			111.924 €

6.2.5 Gastos anuales

En este apartado se analizarán los gastos anuales recurrentes. Son gastos que no tendremos que abonar en el año 0, pero si tendremos que ir pagando anualmente durante la vida útil de la planta en caso de que quisiéramos seguir disponiendo de ellos.

Tabla 10 Gastos anuales de la planta

Equipo	Precio anual	Precio total
Seguridad (subcontratada)	72.000 €/año	1.800.000 €

Mantenimiento	80.000 €/año	2.000.000 €
Alquiler del terreno	42.500 €/año	1.062.500 €
TOTAL	194.500 €/año	3.962.500 €

La seguridad de la planta será subcontratada tanto la instalación como el seguimiento 24h. Se estimará el gasto anual de la misma y se presupuestará para los 25 años que se tendrán encuentra el estudio.

Para el mantenimiento pasará algo similar. Se tendrá en cuenta el gasto anual del mantenimiento de todos los elementos de la planta y se hará el presupuesto para los 25 años que se hará el estudio económico.

El software PVsyst estima que nuestra planta tendrá una extensión de 143.166 m², que equivalen a unas 14,32 hectáreas. Vamos a guardar un espacio extra para futuras ampliaciones y almacenamiento de inventario, hemos optado por alquilar 17 hectáreas de terreno. El precio medio de la hectárea apta para instalaciones fotovoltaicas es de 2.500 €/por año, de ahí obtenemos los 1.062.500 € a pagar en concepto de alquiler del terreno.

6.2.6 Resumen

En la tabla 11, podemos ver los diferentes tipos de gastos que hemos analizado con anterioridad. Sumando todos los campos considerados obtenemos el gasto total de nuestro proyecto.

Tabla 11 Resumen gastos totales de la planta por categorías

Equipo	Precio total
Equipos de la planta	15.109.986,84 €
Obra civil	1.010.140 €

Obra eléctrica	468.674,8 €
Vallado	111.924 €
TOTAL GASTOS INICIALES	16.88.912,76
Gastos variables (totales, 25 años)	3.962.500 €
<hr/>	
TOTAL	20.551.412,76 €
<hr/>	

Se han diferenciados dos tipos de gastos el gasto fijo o inicial, es la estimación de gastos fijos que tendrá nuestro proyecto. Coincidirá a su vez con la inversión inicial que tendremos que hacer.

Por otro lado, tenemos los gastos variables. Son gastos que tendremos a lo largo de los años, como puede ser la seguridad, el mantenimiento o el alquiler del terreno. Se estima que anualmente gastaremos en este concepto unos 194.500 €/año, que repercutido a los 25 años será un gasto de 3.962.500 €.

Por último, tenemos el gasto total, que es la suma de gasto inicial y variable. Este dato nos dará el gasto total estimado de todo el proyecto. Cabe destacar que es una estimación del presupuesto. A lo largo de los años de funcionamiento de nuestra planta pueden surgir gastos inesperados.

En todos los precios unitarios de los diferentes equipos, elementos o instalaciones ya se está incluido el IVA.

6.3 Ingresos

En este apartado analizaremos los ingresos esperados que tendrá nuestra planta fotovoltaica.

La herramienta PVsyst nos provee una previsión con la energía generada durante los 25 años de simulación, figura 4.7 y 4.9.

Por otra parte, debemos tener en cuenta el precio venta de la electricidad. Tras la nueva TED/171/2020 se estima que el precio de la venta de energía por medio de fotovoltaica para el año 2022 de 48,82 euros/MWh.

El precio de venta lleva una tendencia descendente en los últimos años, esto es debido al crecimiento del número de instalaciones fotovoltaicas a lo largo de todo el territorio nacional. La caída del precio de la misma en los últimos años cercano al 1%. Supondremos que el precio de la venta se actualiza en un -1% anualmente.

En la tabla número12, tenemos un resumen general de las características de nuestra planta que afectará directamente a los ingresos generados de la misma.

Tabla 12 Resumen de la generación de la planta

Parámetro	Cantidad
Potencia pico	30 MWp
Precio venta electricidad (2022)	48,82 €/MWh
Actualización precio electricidad	-1%
Energía generada año 1	54,01 GWh
Energía generada año 25	46,30 GWh

Con todo lo expuesto vamos a generar la tabla 13, donde veremos los ingresos de nuestra planta fotovoltaica anualmente.

Tabla 13 Energía generada e ingresos anuales de nuestra instalación

Año	Energía generada (GWh)	Precio energía (€/GWh)	Ingresos totales (€)
1	54,01	48.820	2636768,2

2	53,82	48.331,8	2601217,48
3	53,61	47.848,48	2565157,01
4	53,36	47.370	2527663,2
5	53,09	46.896,3	2489724,57
6	52,77	46.427,33	2449970,2
7	52,40	45.963,06	2408464,34
8	52,02	45.503,43	2367088,43
9	51,64	45.048,4	2326299,38
10	51,27	44.597,91	2286534,85
11	50,96	44.151,93	2249982,35
12	50,69	43.710,41	2215680,68
13	50,46	43.273,31	2183571,22
14	50,24	42.840,58	2152310,74
15	50,02	42.412,17	2121456,74
16	49,82	41.988,05	2091844,65
17	49,62	41.568,17	2062612,6
18	49,39	41.152,49	2032521,48
19	49,14	40.740,96	2002010,77
20	48,84	40.333,55	1969890,58
21	48,44	39.930,22	1934219,86
22	47,94	39.530,91	1895111,83
23	47,41	39.135,61	1855419,27
24	46,85	38.744,25	1815168,11

25	46,30	38.356,81	1775920,3
TOTAL			55.016.608,8 €

Obtenemos que durante los 25 años de explotación los ingresos totales de nuestra planta serán de 55.016.608,8 €

6.4 Análisis anual

Una vez hemos visto los gastos e ingresos totales de nuestra instalación, veremos cómo será el flujo económico a lo largo de la vida útil de nuestra planta fotovoltaica.

Tabla 14 Balance anual y flujo de carga por años

Año	Gastos iniciales (€)	Gastos anuales (€)	Ingresos anuales (€)	Balance (€)	Flujo de caja (€)
0	-16.588.912,76	0	0	-16.588.912,8	-16.588.912,8
1	0	-194.500	2.636.768,2	2442268,2	-14.146.644,6
2	0	-194.500	2.601217,48	2.406.717,48	-11.739.927,1
3	0	-194.500	2.565.157,01	2.370.657,01	-9.369.270,07
4	0	-194.500	2.527.663,2	2.333.163,2	-7.036.106,87
5	0	-194.500	2.489.724,57	2.295.224,57	-4.740.882,3
6	0	-194.500	2.449.970,2	2.255.470,2	-2.485.412,1
7	0	-194.500	2.408.464,34	2.213.964,34	-271.447,76
8	0	-194.500	2.367.088,43	2.172.588,43	1.901.140,67

9	0	-194.500	2.326.299,38	2.131.799,38	4.032.940,05
10	0	-194.500	2.286.534,85	2.092.034,85	6.124.974,89
11	0	-194.500	2.249.982,35	2.055.482,35	8.180.457,25
12	0	-194.500	2.215.680,68	2.021.180,68	10.201.637,9
13	0	-194.500	2.183.571,22	1.989.071,22	12.190.709,2
14	0	-194.500	2.152.310,74	1.957.810,74	14.148.519,9
15	0	-194.500	2.121.456,74	1.926.956,74	16.075.476,6
16	0	-194.500	2.091.844,65	1.897.344,65	17.972.821,3
17	0	-194.500	2.062.612,6	1.868.112,6	19.840.933,9
18	0	-194.500	2.032.521,48	1.838.021,48	21.678.955,4
19	0	-194.500	2.002.010,77	1.807.510,77	23.486.466,1
20	0	-194.500	1.969.890,58	1.775.390,58	25.261.856,7
21	0	-194.500	1.934.219,86	1.739.719,86	27.001.576,6
22	0	-194.500	1.895.111,83	1.700.611,83	28.702.188,4
23	0	-194.500	1.855.419,27	1.660.919,27	30.363.107,7
24	0	-194.500	1.815.168,11	1.620.668,11	31.983.775,8
25	0	-194.500	1.775.920,3	1.581.420,3	33.565.196,1
TOTAL				33.565.196,8 €	

En la tabla 14, podemos ver el balance a lo largo de los 25 años de vida útil de la planta a partir del cual se ha realizado el estudio. Según nuestra estimación nuestro proyecto tendrá unos beneficios totales de 33.565.196,8 €

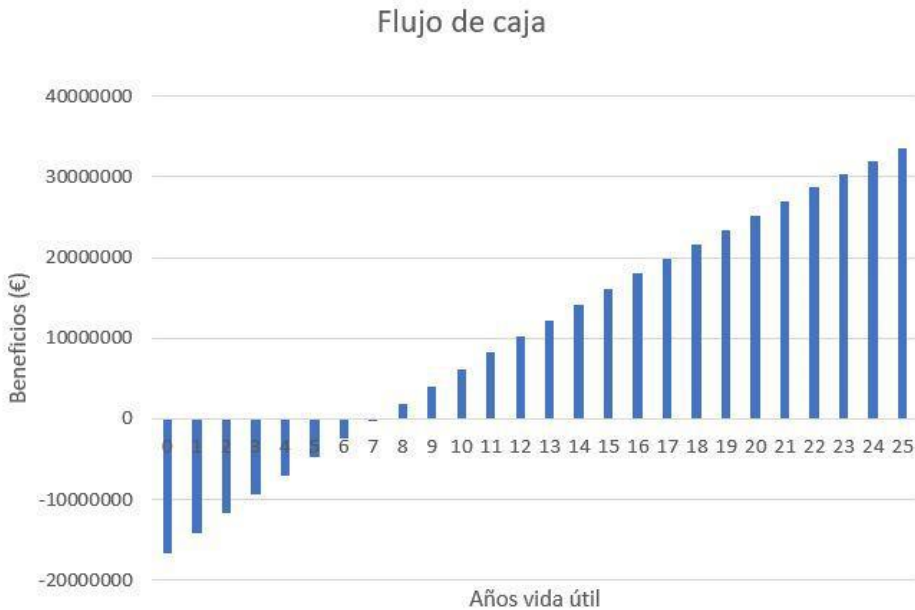


Figura 6.1 Flujo de caja del proyecto durante 25 años

En la figura 6.1 podemos observar cómo variará nuestro flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. El proyecto empezará a proporcionar beneficios a partir del año 8 desde su puesta en marcha. También podemos ver que el crecimiento de los beneficios decrece y esto es debido a dos factores: la pérdida del rendimiento de nuestra planta por el paso del tiempo y la bajada gradual que suponemos en el precio de la venta de electricidad.

6.5 VAN

Uno de los mejores indicadores de si el proyecto a realizar es rentable o no. El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

Para que nuestro proyecto sea rentable deberemos buscar un VAN mayor que 0.

El VAN se rige por la siguiente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Siendo:

·VAN: Valor Actual Neto

·I₀: Inversión inicial. En nuestro caso la inversión inicial son los gastos fijos del año 0. I₀=16.588.912,8 €

·F_t: Flujos de dinero en cada periodo t. En nuestro caso el total de cada uno de los 25 años de vida útil.

·n: Nº de periodos de tiempo. Para este estudio n=25, el número de años de vida útil.

·k: Tipo de interés de la inversión. En este tipo de proyectos suele ir del 3% al 5%. Nosotros hemos elegido un interés del 4%, por lo tanto, k=4%.

Despejando de la ecuación obtenemos un VAN= 15.857.190,14 €. Nos sale un VAN aceptable y mayor que 0 por lo tanto indica que el proyecto que estamos planteando es rentable.

6.6 TIR

Otro buen indicador es el TIR. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Sirve a su vez para comparar inversiones. Cuanto mayor sea el TIR, mejor será la inversión.

Podemos calcular el TIR a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Comparando con el caso del VAN, podemos decir que si el TIR es mayor que la tasa de interés (k) seleccionada para el proyecto, este será rentable.

Despejando la ecuación tenemos un $TIR=12,57\%$. Es un TIR aceptable y similar al que suelen haber en este tipo de proyectos, que suelen estar entorno al 15%.

7 CONCLUSIONES

Este proyecto tenía como bases 3 ideas principales:

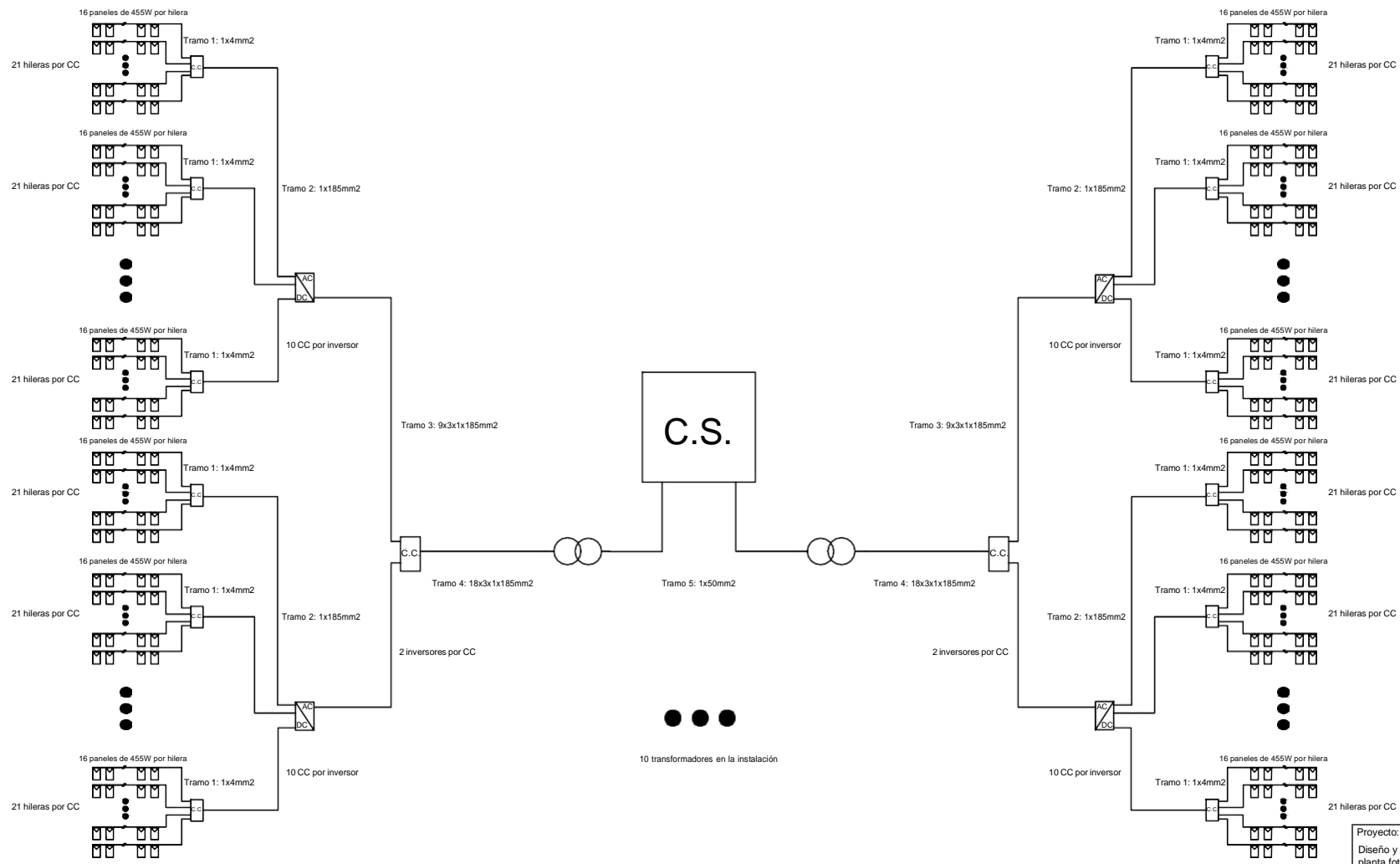
·Generar energía de manera eficiente y seguro. La creación de la planta de 30MW en Jerez de la Frontera tiene como objetivo esto. Durante el proyecto se diseña componente a componente buscando minimizar perdidas. Buscando continuidad y trazabilidad entre los elementos de la instalación. Con todo esto conseguiremos producir unos 54GWh los primeros años de la instalación en funcionamiento.

·Hacerlo de una manera limpia y en consecuencia de los objetivos medioambientales futuros. Como explicamos a lo largo de todo el proyecto, la evolución de las energías renovables se alza como solución a los problemas de contaminación mundial y la irremediable extinción de los combustibles fósiles. Con la construcción de la planta de energía solar de 30MW se estima que dejaremos de generar unas 350862 toneladas de CO₂.

·Que el proyecto sea económicamente eficiente. Como todo proyecto ingenieril se busca que el proyecto sea beneficioso económicamente. Con una inversión inicial mayor de más de 16 millones de euros a partir del 8º año conseguiremos sacar beneficio con respecto a la inversión inicial. Hemos utilizado diferentes parámetros de análisis de la inversión, como son el VAN y el TIR, para demostrar que el proyecto a acometer sea rentable.

Como se ha demostrado a lo largo de todo el documento, nuestra idea de proyecto cumple con las bases que habíamos fijado. Por lo tanto, podemos decir que se trata de un proyecto exitoso.

PLANOS



C.S.

10 transformadores en la instalación

Proyecto: Diseño y análisis de una planta fotovoltaica de 30 MW en el municipio de Jerez de la Frontera	
Título: Diagrama unifilar planta fotovoltaica	
Autor: Pablo Nogales Doña	Fecha: 19/06/2022



Proyecto: Diseño y análisis de una planta fotovoltaica de 30 MW en el municipio de Jerez de la Frontera	
Título: Disposición general de la planta	
Autor: Pablo Nogales Doña	Fecha: 19/06/2022

REFERENCIAS

[1] Electricidad mundial consumida por sector, 1974-2019. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-electricity-final-consumption-by-sector-1974-2019>

[2] Generación por medio de renovables vence a los combustibles fósiles. Disponible en: <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/02/EU-Electricity-Analysis-H1-2020.pdf>

[3] Datos renovables España año 2020. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias-renovables/informe-2020>

[4] Previsión energías renovables en España. Disponible en: <https://energia.gob.es/en-us/Paginas/index.aspx>

[5] Funcionamiento paneles solares. Disponible en: <https://glampismo.com/apuesta-por-las-energias-renovables-y-genera-la-tuya-propia-con-placas-solares/>

[6] El impacto positivo de las energías renovables sobre el medioambiente. Disponible en: <https://www.otovo.es/blog/energia/impacto-energias-renovables-medioambiente/>

[7] Evolución de precio por vatio de los paneles solares a lo largo de los años. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>

[8] Localización de Jerez de la Frontera en España. Disponible en: <https://ontheworldmap.com/es/spain/city/jerez-de-la-frontera/>

[9] Modelo de panel fotovoltaico 455W JA Solar Mono PERC. Disponible en: <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-455w-ja-solar-mono-perc>

[10] Modelo inversor fotovoltaico SG1250UD. Disponible en: <https://en.sungrowpower.com/productDetail/824>

[11] Modelo soporte paneles solares. Disponible en:

<https://solarmat.es/es/estructura-solar-para-cubierta-plana/estructura-soporte-cubierta-plana-35-5-modulos-verticales.html>

[12] Modelo cajas de agrupación. Disponible en: https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_47/ingecon-sun-string-box.aspx

[13] Tipos de conexionado entre módulos fotovoltaicos. Disponible en: <https://www.monsolar.com/blog/conexion-serie-de-paneles-solares-leapfrog-wiring-o-salto-de-la-rana/>

[14] Catálogo para el cálculo del cableado. Disponible en: <https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/CAT-SOLAR-GC-2020-ES.pdf>

[15] Potencia instalada renovables 2021. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-marcan-un-nuevo-record-al-instalar-290-gw-en-2021-en-todo-el-mundo/>

[16] Incremento renovables en España tras la derogación del impuesto al sol. Disponible en: <https://www.ipsom.com/2022/03/la-energia-solar-en-espana-se-triplica-en-tan-solo-tres-anos/>

[17] Redes subterráneas para distribución en baja tensión. ITC BT-007. Disponible en: http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_07.pdf

[18] UNE 21123. Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0057801>

[19] Hoja de ruta de la Unión Europea frente al cambio climático. Disponible en: [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/#:~:text=Hoja%20de%20ruta%202050,-Posteriormente%2C%20en%20el&text=Esta%20Hoja%20de%20Ruta%20indica,y%2060%25%20en%202040\).](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/#:~:text=Hoja%20de%20ruta%202050,-Posteriormente%2C%20en%20el&text=Esta%20Hoja%20de%20Ruta%20indica,y%2060%25%20en%202040).)