



ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CASTRO URDIALES

Feasibility study of a photovoltaic solar installation in
Castro Urdiales



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
ESCUELA POLITÉCNICA DE
INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO
INGENIERÍA DE LOS
RECURSOS ENERGÉTICOS

AUTOR:
AVELINDA USLÉ SALMÓN

DIRECTOR:
PABLO CASTRO ALONSO

COORDINADOR:
RAÚL HUSILLOS RODRÍGUEZ

SEPTIEMBRE 2018

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por el apoyo recibido durante estos años de Universidad en los que ha habido momentos de altibajos, ya que siempre me han apoyado. Sin ellos no hubiese sido posible llegar hasta aquí.

Especialmente a mi padre, sin él no sería la persona que hoy en día soy, por apoyarme en todas mis decisiones, por no dejar que me caiga en ningún momento y por confiar plenamente en mí. Gracias papá.

A mis compañeros y ahora amigos en esta etapa universitaria ya que hemos crecido juntos y compartido un sinfín de batallas, sin duda, es algo que me llevaré conmigo para siempre. A mis amigos de toda la vida por acompañarme una vez más, especialmente a Raquel.

En la parte profesional agradecer a la Universidad de Cantabria los conocimientos y capacidades adquiridas gracias al personal y profesorado de la Escuela Politécnica de Ingeniería de Minas y Energía. En especial a mi tutor de Trabajo Fin de Grado, Pablo Castro, y al coordinador de Proyectos, Raúl Husillos, por su disposición en todo momento, la disposición y ayuda recibida.

Aquí finaliza una etapa de gran crecimiento personal y profesional, a todos, muchas gracias por hacerlo posible.

INDICE

1	INTRODUCCION	2
1.1	Energías No Renovables	2
1.1.1	Combustibles Fósiles	3
1.1.2	Energía Nuclear	4
1.2	Problemática Ambiental. Cambio Climático	7
1.3	Proceso Internacional de Lucha Contra el Cambio Climático	8
1.3.1	Protocolo de Kioto.....	9
1.3.2	Objetivos Energéticos 2020.....	9
1.4	Energías Renovables.....	11
2	ESTADO DEL ARTE	12
2.1	Tipos de Energías Renovables	12
2.1.1	Energía Eólica	12
2.1.2	Energía Hidráulica	12
2.1.3	Energía Marina	13
2.1.4	Energía Geotérmica.....	13
2.1.5	Energía de la Biomasa	14
2.1.6	Energía Solar.....	14
2.2	El Sol como Fuente de Energía	15
2.3	Aprovechamiento de la Energía Solar	16
2.3.1	Energía Solar Térmica.....	16
2.3.2	Energía Solar Fotovoltaica.....	17
2.4	Breve Reseña Histórica.....	18
2.5	Situación Actual de la Energía Solar Fotovoltaica	19
2.5.1	Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo	19
2.5.2	Energía Solar Fotovoltaica en Europa	20
2.5.3	Energía Solar Fotovoltaica en España	21
2.6	Conversión de Energía Solar en Electricidad.....	22
2.6.1	Efecto Fotovoltaico	22
2.6.2	Célula Fotovoltaica	23
2.6.3	Panel Fotovoltaico.....	25
2.7	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	28
2.7.1	Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas	28
2.7.2	Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.....	32
2.8	Normativa (Legislación de Ámbito Nacional).....	40
3	OBJETO Y ALCANCE	42
4	UBICACIÓN DE LA PLANTA EN ESTUDIO.....	43

5	METODOLOGIA DE ESTUDIO	45
5.1	Análisis del Terreno.....	45
5.2	Elección del Panel Fotovoltaico.....	52
5.3	Orientación y Ángulo de Inclinación	53
5.3.1	Método del “Mes Peor”	54
5.3.2	Ángulo Óptimo Mediante PVGIS	54
5.4	Radiación Solar Disponible en el Emplazamiento	55
5.5	Distancia Mínima entre Filas de Módulos FV.....	56
5.5.1	Cálculo Separación de la Primera Fila	58
5.5.2	Instalación Final.....	60
5.6	Elección del Inversor Fotovoltaico	61
5.7	Dimensionado Campo Fotovoltaico y Resultados.....	63
5.7.1	Temperatura Máxima y Mínima que Pueden Alcanzar los Paneles.....	63
5.7.2	Valores de Tensión Máximos y Mínimos que Pueden Alcanzar los Paneles FV..	64
5.7.3	Calculo del Número de Strings en Paralelo Mediante Comparación de Intensidades	65
5.7.4	Número Máximo de Paneles en Serie	66
5.7.5	Número de Inversores de la Instalación Fotovoltaica.....	66
5.7.6	Estructura Soporte de los Paneles	67
5.7.7	Cableado Instalación. Cálculo de Secciones.....	68
5.7.8	Protecciones y Equipos de Medida	74
5.7.9	Otros Datos del Terreno.....	78
5.7.10	Performance Ratio (PR).....	78
5.7.11	Producción Mensual y Anual esperada de la Instalación FV	81
5.7.12	Resumen Resultados	82
6	ANALISIS COSTE-BENEFICIO DE LA INSTALACION FV	84
6.1	Ingresos Instalación Fotovoltaica	84
6.1.1	Breve Explicación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico en España	85
6.2	Presupuesto Instalación Fotovoltaica	87
6.3	Periodo de Retorno	88
7	CONCLUSIONES	91
8	BIBLIOGRAFIA.....	93

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Consumo de energía primaria en el mundo.....	2
Ilustración 2: Consumo de energía primaria en España.....	2
Ilustración 3: Potencia eléctrica instalada peninsular. Año 2017. Fuente: REE, Informe Sistema Eléctrico 2017.....	2
Ilustración 4: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2017. Fuente: REE, Informe Sistema Eléctrico 2017	3
Ilustración 5: Centrales Nucleares en España. Fuente: Ministerio de	5
Ilustración 6: Efecto invernadero. Fuente: UNEP/GRID Arendal	7
Ilustración 7: Objetivos energéticos para 2020 UE. Fuente: Eurostat	10
Ilustración 8: Fotografía del parque eólico Cañoneras I. Fuente: www.expansion.com	12
Ilustración 9: Componentes de la radiación solar. Fuente: Apuntes Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería.....	15
Ilustración 10: Clasificación de la energía solar térmica en función de la temperatura de trabajo.	16
Ilustración 11: Esquema de una central solar térmica de alta temperatura. Fuente: Apuntes Univ. de Cantabria.....	17
Ilustración 12: Esquema aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.....	17
Ilustración 13: Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica. Fuente: ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica).....	18
Ilustración 14: Evolución de la capacidad solar fotovoltaica por países entre los años 2005 y 2015. Fuente: Renewables 2016 – Global Status Report, REN21	19
Ilustración 15: Top 10 países con potencia acumulada e instalada en el año 2016 de energía solar fotovoltaica. Fuente: Renewables 2017 – Global Status Report, REN21	20
Ilustración 16: Porcentaje de cobertura por la energía fotovoltaica de la demanda en cada país. Fuente: Informe Anual 2016- UNEF	20
Ilustración 17: Potencia instalada y acumulada por año en España. Fuente: REE, CNMC y elaboración APPA.....	21
Ilustración 18: Estructura célula fotovoltaica. Fuente: Apuntes Universidad de Jaén	23
Ilustración 19: Tipos de células/paneles fotovoltaicos. Fuente: www.enersave.es	24
Ilustración 20: Elementos que forman un panel FV. Fuente: Apuntes Universidad de Jaén.....	25
Ilustración 21: Ejemplo curva I-V de un panel fotovoltaico. Fuente: www.ingelibreblog.wordpress.com	26
Ilustración 22: Curva I-V. Fuente: www.ingelibreblog.wordpress.com	27
Ilustración 23: Panel fotovoltaico.	29
Ilustración 24: Baterías.....	29
Ilustración 25: Regulador FV.	30
Ilustración 26: Inversor FV.	30
Ilustración 27: Esquema eléctrico básico de una instalación FV aislada. Fuente: www.grupodac.info	31
Ilustración 28: Panel FV. Fuente: www.infucop.cl	32
Ilustración 29: Generador fotovoltaico.....	33
Ilustración 30: Inversor FV. Fuente: www.cemaer.org	33
Ilustración 31: Centro de transformación. Fuente: PFSA.....	34
Ilustración 32: Equipos de medida de instalación fotovoltaica. Fuente: www.soliclima.es	34
Ilustración 33: Fusible.	35
Ilustración 34: Interruptor Diferencial. Fuente: www.elmaterialelectrico.com	35
Ilustración 35: Interruptor Magnetotérmico. Fuente: es.geindustrial.com	35
Ilustración 36: Estructura fija. Fuente: www.lealmetal.es	36

Ilustración 37: Estructura solar con seguimiento de dos ejes. (Instalación Murcia). Fuente: www.solener.com	37
Ilustración 38: Estructura con seguidor solar de un eje. Fuente: www.solarnews.es	37
Ilustración 39: Soporte con seguimiento solar 2 ejes (Instalación Córdoba).....	37
Ilustración 40: Conductor eléctrico.....	37
Ilustración 41: Esquema básico de sistema FV conectado a red. Fuente: www.renovgal.es	38
Ilustración 42: Instalación FV sobre nave. Fuente: www.diariorenovables.com	38
Ilustración 43: Instalación FV sobre vivienda. Fuente: www.cemaer.org	39
Ilustración 44: Huerto Solar FV en Extremadura. Fuente: www.hoy.es	39
Ilustración 45: Situación geográfica de la zona de estudio. Fuente: www.wikipedia.com (elaboración propia).....	43
Ilustración 46: Vista aérea de la zona de estudio. Fuente: Google maps	44
Ilustración 47: Zona de estudio. Fuente: http://mapas.cantabria.es/	46
Ilustración 48: Zona de estudio con perfiles hechos. Fuente: AutoCAD.....	46
Ilustración 49: Perfiles del terreno producidos en AutoCAD	47
Ilustración 50: Diferenciada zona Norte y Sur de la finca. Fuente: AutoCAD	51
Ilustración 51: Ángulo de azimut (α) y ángulo de inclinación (β). Fuente: Google imágenes.....	53
Ilustración 52: Cálculo del ángulo de inclinación óptimo. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE	54
Ilustración 53: Ángulo de inclinación óptimo (β). Fuente: PVGIS	54
Ilustración 54: Datos obtenidos mediante PVGIS para el emplazamiento seleccionado.	55
Ilustración 55: Separación entre filas. Fuente: www.energiasolar.lat	56
Ilustración 56: Conversión unidades. Fuente: ww.aristasur.com	57
Ilustración 57: Esquema separación paneles con terreno en pendiente. Fuente: Elaboración propia	57
Ilustración 58: Foto de la finca objeto de estudio.....	58
<i>Ilustración 59: Esquema distancia zona arbolada – fila de módulos. Fuente: Elaboración propia.</i>	59
Ilustración 60: Plano de la disposición de los paneles FV. Fuente: Elaboración propia.....	60
Ilustración 61: Inversor Sunny Tripower 25.000TL. Fuente: www.sma-iberica.com	62
Ilustración 62: Características técnicas inversor. Fuente: www.sma-iberica.com	62
Ilustración 63: Especificaciones técnicas del panel a emplear en nuestra instalación FV. Fuente: SolarWorld.....	64
<i>Ilustración 64: Estructura paneles fotovoltaicos HFH-2PH. Fuente: www.hiasa.com.....</i>	67
Ilustración 65: Puntos donde cambia la sección del cableado de la instalación. Fuente: www.sfe-solar.com	70
Ilustración 66: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza de aislamiento. Fuente: REBT IT- BT-19	71
Ilustración 67: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos. Fuente: REBT ITC-BT-07	72
Ilustración 68: Tabla temperatura del conductor. Fuente: www.sectorelectricidad.com	72
Ilustración 69: Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra. Fuente: GUIA-BT-18	76
Ilustración 70: Esquema unifilar del diseño eléctrico de una instalación fotovoltaica. Fuente: ULHI	77
Ilustración 71: Distancia del terreno al centro de transformación. Fuente: Google maps.....	78
Ilustración 72: Ejemplo curva de casación. Fuente: OMIE.....	86

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 1.	48
Tabla 2: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 2.	48
Tabla 3: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 3.	49
Tabla 4: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 4.	49
Tabla 5: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 5.	49
Tabla 6: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 6.	50
Tabla 7: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 7.	50
Tabla 8: Tabla resumen de las pendientes del terreno de la zona Sur y pendiente total terreno.	50
Tabla 9: Comparativa de paneles fotovoltaicos	52
Tabla 10: Tabla resumen resultados de la distancia	58
Tabla 11: Tabla resumen que contiene resultados de la distancia	59
Tabla 12: Tabla resumen resultados	73
<i>Tabla 13: Tabla resumen rendimiento del panel fotovoltaico en las condiciones del terreno....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 14: Producción anual esperada para la instalación fotovoltaica</i>	<i>81</i>
Tabla 15: Precios medios de la electricidad facilitados por OMIE	86
Tabla 16: Presupuesto del generador fotovoltaico.....	87
Tabla 17: Presupuesto del cableado	87
Tabla 18: Presupuesto de los equipos de medida	87
Tabla 19: Presupuesto referido a otros gastos	88
Tabla 20: Resumen de los costes y beneficios por año de la instalación fotovoltaica	90

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Aumento de la temperatura global y las emisiones de CO ₂ en la última década. Fuente: NASA, 2016	8
Figura 2: Energía producida por la instalación cada mes.....	84
Figura 3: Gráfico que muestra los ingresos en 25 años	89
Figura 4: Gráfico que muestra la amortización del coste inicial	89
Figura 5: Gráfico que representa los ingresos frente a los costes de la instalación FV	90

1 INTRODUCCION

1.1 Energías No Renovables

En la actualidad, los combustibles fósiles son la fuente de energía más utilizada. Alrededor del 85,5% de la energía consumida en el mundo proviene del petróleo, carbón y gas natural, mientras que en España se sitúa en un 72,6%. Si tenemos en cuenta la energía nuclear, las *energías no renovables* suponen el 90% del consumo de energía en el mundo y el 82,4% en España. [Año 2016. Fuente: Informe BP Statistical Review of World Energy]

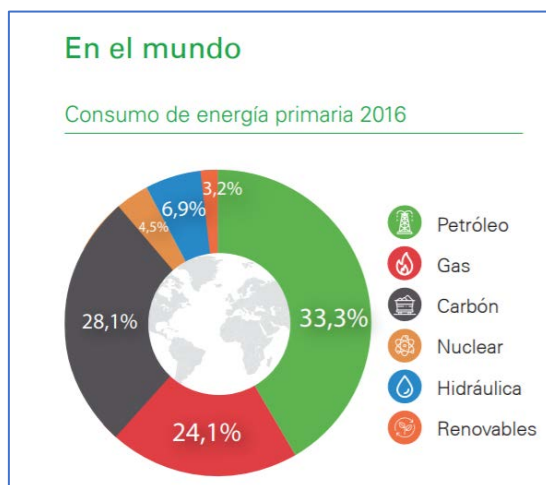


Ilustración 1: Consumo de energía primaria en el mundo. Año 2016

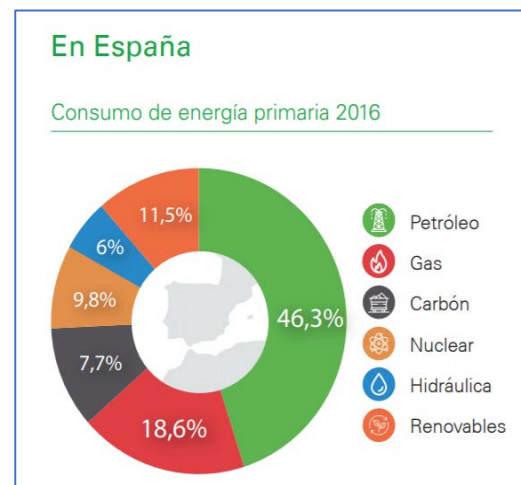


Ilustración 2: Consumo de energía primaria en España. Año 2016

Si nos centramos en España, a finales del año pasado podemos concluir que la potencia eléctrica instalada en nuestro país se distribuye de la siguiente forma, la energía no renovable supone un 49% y la energía renovable supone el 51% restante.

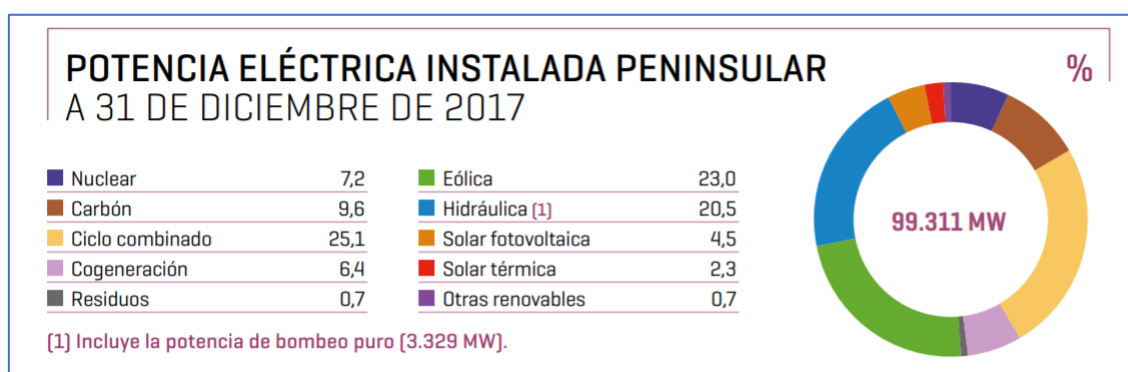


Ilustración 3: Potencia eléctrica instalada peninsular. Año 2017. Fuente: REE, Informe Sistema Eléctrico 2017

Mientras que la cobertura de la demanda eléctrica de nuestro país en el año 2017, queda cubierta de la siguiente forma: las energías no renovables cubren en torno al 66% del consumo eléctrico total, es decir, son la fuente de energía mayoritaria del país, y el 34% restante corresponde a las energías renovables.



Ilustración 4: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2017. Fuente: REE, Informe Sistema Eléctrico 2017

España es un país que presenta una elevada dependencia energética de otros países, ya que alrededor del 70% de la energía consumida proviene de fuentes de energía no renovables, mientras que la media de la Unión Europea se sitúa en un 50%. Esto se debe a que el país no posee yacimientos propios de donde poder extraer recursos fósiles y tiene que importarlo de otros países. Por ejemplo, el gas natural que se consume en España se importa desde países como Argelia o Nigeria, y el petróleo desde países como México, Nigeria, Arabia Saudí o Irak.

1.1.1 Combustibles Fósiles

Los combustibles fósiles son aquellos combustibles originados por la descomposición parcial de materia orgánica de hace millones de años transformada por la presión y temperatura debidas a las capas de sedimentos acumulados sobre él. Es un proceso natural de descomposición anaeróbica (en ausencia de oxígeno). Son recursos de energía no renovables porque requieren millones de años para su formación de forma natural.

Son la fuente de energía más utilizada, desde prácticamente la industrialización del hombre hasta la actualidad. Han sido la base de desarrollo de economías y sociedades, sin embargo, su combustión es una de las principales fuentes de contaminación atmosférica y del calentamiento global, suponiendo un importante problema de sostenibilidad.

Los principales combustibles fósiles son:

- **Petróleo:** Es un aceite mineral, constituido por hidrocarburos. Se encuentra contenido en grandes bolsas, a profundidades que varían entre los 600 y 5000 metros de los estratos superiores de la corteza terrestre. Este combustible fósil, una vez refinado, da una gran cantidad de productos empleados como fuente de energía (gasolina, gasóleo, fuel, etc..) o como materia prima de la industria petroquímica.
- **Carbón:** En una roca sedimentaria de origen orgánico y color negro. Su componente principal es el carbono, pero también contiene hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y una cantidad variable de azufre, así como mínimas cantidades de otros elementos.
- **Gas Natural:** Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros. Su principal componente es el metano (compuesto químico formado por átomos de carbono e hidrógeno), que

representa entre el 75% y el 95% del total de la mezcla. El resto de su composición contiene etano, butano y propano.

El gas natural se encuentra en depósitos subterráneos profundos, y se extrae perforando la tierra hasta llegar a los yacimientos. Es un gas inodoro e incoloro, por seguridad se le añade metilmercaptano que le da un fuerte y desagradable olor y así poder detectarlo ante una posible fuga.

- **Gas Licuado del Petróleo (GLP):** El gas licuado del petróleo es una mezcla de propano y butano, que se obtiene al refinar petróleo o al extraer gas natural. Generalmente se distribuye mediante tanques de gas y se utiliza en calefacción doméstica, vehículos y procesos industriales.

1.1.1.1 ¿Problemas de los Combustibles Fósiles?

Los principales problemas que conlleva el uso de este tipo de combustibles es la cantidad de CO₂ que emiten a la atmósfera, dando lugar al calentamiento global, en su combustión y por otro lado que es un recurso finito.

- **Agotamiento de recursos fósiles.** Las reservas de combustibles fósiles no son ilimitadas, el ritmo de consumo existente es mucho mayor del que se produce. Un dato revelador: En un año el ser humano consume lo que la naturaleza ha tardado un millón de años en producir.
- **Cambio climático:** La combustión de combustibles fósiles libera a la atmósfera principalmente dióxido de carbono, compuesto químico que contribuye al aumento de la temperatura terrestre (calentamiento global) y por tanto al efecto invernadero.
- **Lluvia ácida.** Otro efecto producido por la combustión de combustibles fósiles es la liberación a la atmósfera de óxidos de azufre y de óxidos de nitrógeno. Estos gases reaccionan con el vapor de agua y, en combinación con los rayos solares, se transforman en ácido sulfúrico y ácido nítrico. Al condensarse, caen en forma de precipitación. Causan daños en vegetación, infraestructuras, contaminación del agua y de la tierra, etc.
- **Conflictos bélicos y desigualdades sociales.** La localización de los principales puntos de extracción y yacimientos de combustibles fósiles se encuentran en sitios concretos. El control y explotación de esos yacimientos es causa de conflictos, guerras y tensiones sociales. Muchas de las guerras en los últimos años han sido causadas por el control de esos recursos energéticos, de los que dependen muchos países.

1.1.2 Energía Nuclear

La energía nuclear es la energía contenida en el núcleo de un átomo. Los átomos son las partículas más pequeñas en que puede dividirse un elemento químico manteniendo sus propiedades. En el núcleo de cada átomo hay dos tipos de partículas, neutrones y protones, que se mantienen unidas. La energía nuclear es la energía que mantiene unidos neutrones y protones.

La energía nuclear se puede utilizar para producir electricidad, pero primero esta energía debe ser liberada. Se puede obtener de dos formas, mediante fusión nuclear o fisión nuclear.

En la fusión nuclear, la energía se libera cuando los núcleos de los átomos se combinan o se fusionan entre sí para formar un núcleo más grande. Así es como el sol produce energía.

En la fisión nuclear, los núcleos se separan para formar núcleos más pequeños, liberando energía. Las centrales nucleares utilizan la fisión nuclear para producir electricidad.

Cuando se produce una de estas dos reacciones nucleares, los átomos experimentan una ligera pérdida de masa. Esta masa que se pierde se convierte en una gran cantidad de energía calorífica y de radiación. La energía calorífica producida se utiliza para producir vapor y generar electricidad. La energía nuclear también se usa en otros sectores, como en aplicaciones médicas o medioambientales.

1.1.2.1 Centrales Nucleares

Las centrales nucleares son instalaciones que producen electricidad mediante reactores nucleares, que son dispositivos preparados para producir una reacción nuclear controlada. Para producir electricidad mediante reacciones nucleares, las centrales utilizan como materia prima materiales fisionables, que mediante sus reacciones proporcionan calor. Posteriormente, este calor es usado en un ciclo termodinámico para mover un alternador y producir energía eléctrica. Habitualmente las centrales nucleares utilizan elementos químicos como el uranio o el plutonio para las reacciones nucleares.

Actualmente, España cuenta con ocho centrales nucleares. En funcionamiento están la central de Almaraz I y Almaraz II; Ascó I y Ascó II; Cofrentes; Vandellós II y Trillo. La central de Santa María de Garoña está en desmantelamiento. Anteriormente, contaba con las centrales de José Cabrera y Vandellós I, pero ya han dejado de funcionar.

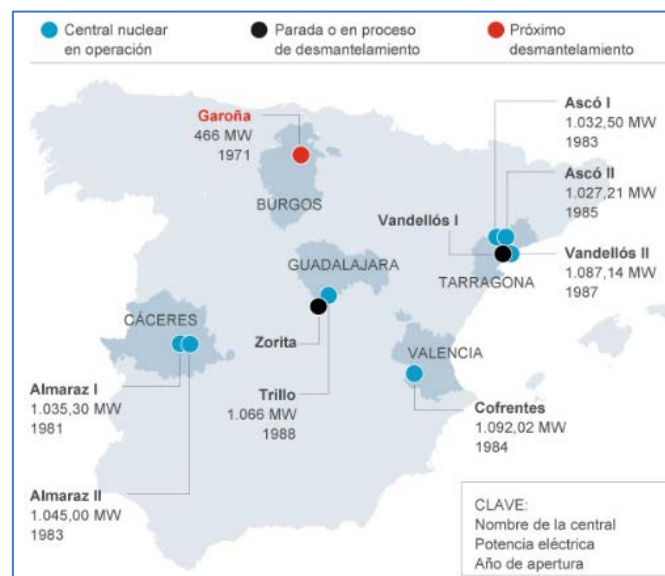


Ilustración 5: Centrales Nucleares en España. Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

1.1.2.2 *Ventajas de la Energía Nuclear*

- **Bajos niveles de contaminación.** Esta energía tiene un efecto mínimo en la naturaleza, ya que no descarga a la atmósfera gases como el metano y el dióxido de carbono, que son considerados los principales gases de efecto invernadero.
- **Bajos costes operativos.** Esta energía es capaz de generar electricidad a muy bajo coste. El precio del uranio, que se utiliza como combustible en el proceso, es relativamente bajo comparado con otros combustibles. Aunque el coste inicial de poner en funcionamiento una central nuclear es muy elevado, su coste de mantenimiento es relativamente bajo. La vida promedio de un reactor nuclear está entre los 40 y 60 años, dependiendo de la frecuencia y la intensidad del uso.
- **Confiabilidad.** Una central nuclear puede funcionar ininterrumpidamente un largo periodo de tiempo, produciendo un suministro constante. Mientras que las energías renovables, como la energía solar o eólica dependen de la disponibilidad del sol y el viento, las plantas nucleares no dependen de ningún factor climático para funcionar.
- **Mayor eficiencia que los combustibles fósiles.** La cantidad de combustible requerida por una planta nuclear es menor que la requerida en otras plantas que usan combustibles fósiles.

1.1.2.3 *Desventajas de la Energía Nuclear*

- **Impacto ambiental.** La energía nuclear no genera gases contaminantes como ocurre en las centrales que emplean combustibles fósiles, pero generan residuos radiactivos que son altamente contaminantes y peligrosos. Así como los procesos de recolección y refinamiento del uranio, combustible empleado en estas plantas, no son limpios. Transportar combustible nuclear hasta las centrales implica un gran peligro de contaminación. Además, una vez que el combustible se usa, no puedes desecharlo, hay que realizar un tratamiento específico.
- **Residuos radiactivos.** Requieren un tratamiento especial, ser albergados en depósitos aislados y controlados. Estos contenedores se almacenarán en vertederos que deben estar contruidos a gran profundidad, en lugares muy estables geológicamente (depósitos de arcilla, sales o macizos graníticos) y bien refrigerados porque los isótopos radiactivos emiten calor. Estos residuos siguen emitiendo radiactividad durante miles y miles de años.
- **El uranio es limitado.** El uranio no es combustible finito, en unos años se agotará. Además, tiene un coste elevado extraerlo de las minas, refinarlo y transportarlo.
- **Altos costes.** La administración de desechos nucleares es complicada y requiere grandes costes, deben estar en constante supervisión. Por otra parte, construir una planta nuclear es caro y requiere fuertes inversiones que no todos los países están dispuestos a afrontar.

1.2 Problemática Ambiental. Cambio Climático

En la actualidad, el planeta se enfrenta a grandes problemas ambientales, tales como el cambio climático, el agotamiento de la capa de ozono o la acumulación de residuos, entre otros.

El término “*cambio climático*” se refiere a la variación del clima global de la Tierra. El clima de la Tierra nunca ha sido estático, sino que ha ido variando en consecuencia con las alteraciones del balance energético del planeta. Se debe a la variedad de factores producidos en todas las escalas temporales, desde decenas de milenios hasta millones de años.

Este fenómeno se produce tanto por causas naturales (variaciones de la energía que recibimos del sol, circulación oceánica, erupciones volcánicas, etc....) como por causas con influencias antrópicas (originadas por la acción del ser humano) a través de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases que atrapan calor produciéndose el “efecto invernadero” que imposibilitan la refrigeración del planeta y finalmente causan un *calentamiento global*.

El “*efecto invernadero*” consiste en la elevación de la temperatura del planeta provocada por la acción de un determinado grupo de gases, que absorben la radiación infrarroja, produciendo que se caliente la superficie de la Tierra. Estos gases dejan pasar la luz, pero mantienen el calor. Estos gases permiten la vida en la Tierra, ya que sin ellos las temperaturas serían de unos -88°C . La naturaleza se encarga de equilibrar las emisiones.

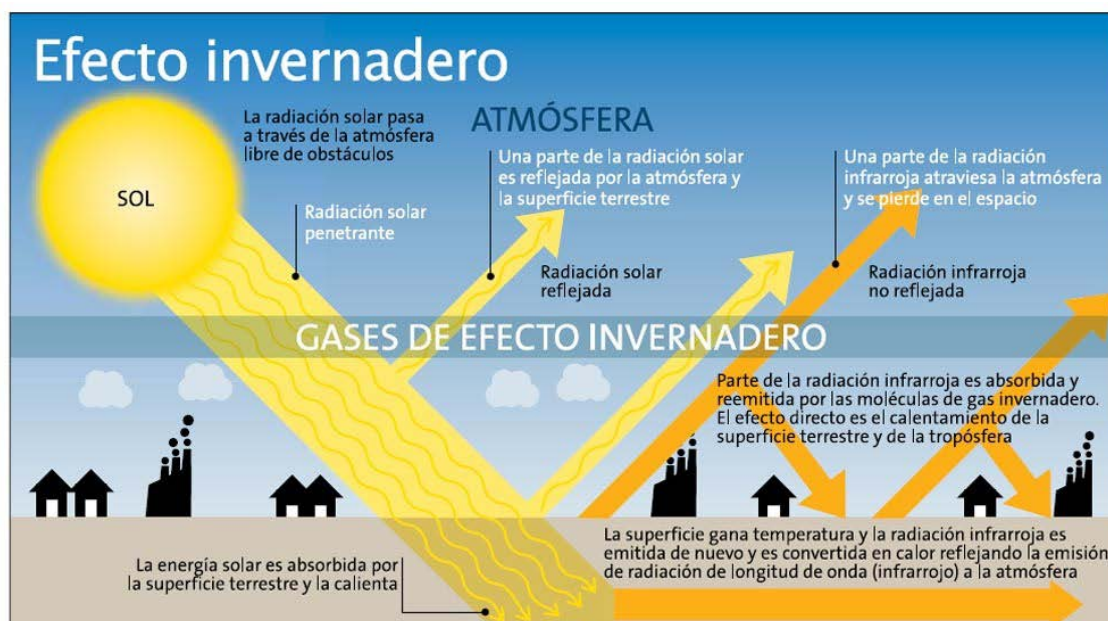


Ilustración 6: Efecto invernadero. Fuente: UNEP/GRID Arendal

Entre los gases que contribuyen al efecto invernadero se encuentran el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), que son liberados por la industria, la agricultura y la combustión de combustibles fósiles. También se encuentran otros gases como hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

El problema radica en que, debido a la acción del hombre desde la Revolución Industrial y principalmente al uso masivo de combustibles fósiles en las actividades industriales y de transporte, se ha aumentado sensiblemente las cantidades de gases emitidas a la atmósfera.

De modo que la naturaleza ya no puede equilibrarlos de forma natural y ello ha llevado a que se produzca un aumento en la temperatura del planeta, calentamiento global. Otras actividades humanas, como la deforestación han limitado la capacidad regenerativa de la atmósfera para eliminar el dióxido de carbono que es el principal gas de efecto invernadero, el que más se emite hoy en día.

Los impactos en el planeta de estos efectos son muy perjudiciales, tales como:

- Aumento de la temperatura media del planeta.
- Escasez de agua potable.
- Aumento del nivel del mar.
- Aumento de sequías en unas zonas e inundaciones en otras.
- El progresivo deshielo de las masas glaciares, como el Ártico, con la consiguiente subida de los niveles de los océanos.
- Fenómenos meteorológicos extremos, como tormentas y huracanes.
- Destrucción de ecosistemas.

1.3 Proceso Internacional de Lucha Contra el Cambio Climático

El cambio climático constituye un fenómeno global, tanto por sus causas como por sus efectos y requiere de una respuesta multilateral basada en la colaboración de todos los países. La respuesta multilateral en el contexto de Naciones Unidas es la Convención Marco sobre Cambio Climático (CMNUCC).

Los diez años más cálidos dentro de un registro de 134 años, se han producido todos a partir del año 2000, a excepción de 1998. La figura 1 muestra la evolución de la temperatura y la concentración de CO₂ entre los años 2005-2015. El año 2015 se sitúa como el más cálido registrado. Por un lado, en color azul se muestra el aumento anual de la temperatura superficial global en relación con las temperaturas promedio de 1951-1980. Por otro lado, en color verde, se muestra que los niveles atmosféricos de CO₂ alcanzaron un valor de 404,93 ppm en octubre de 2015 (NASA, 2016).

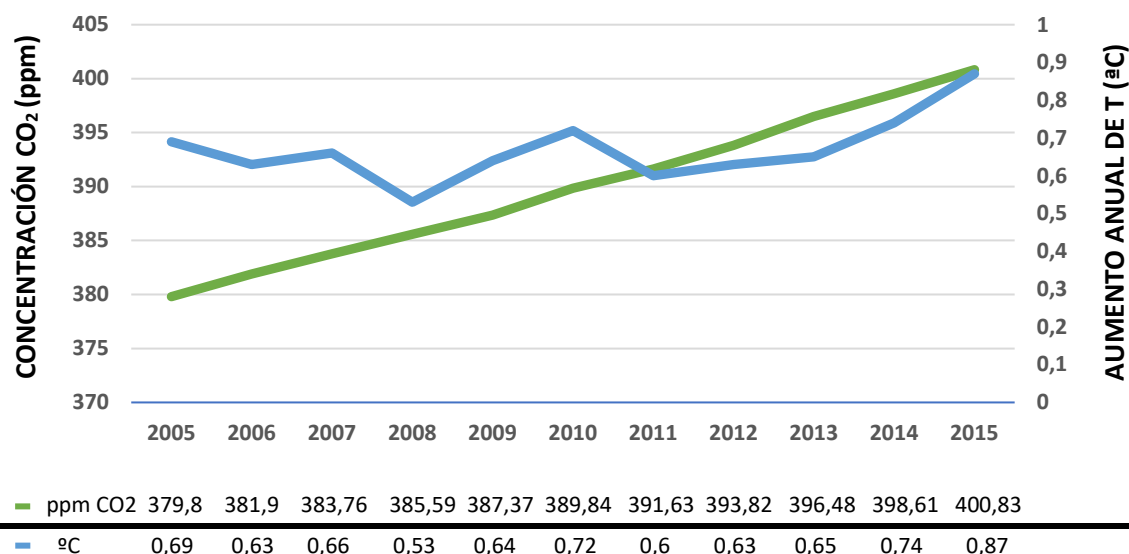


Figura 1: Aumento de la temperatura global y las emisiones de CO₂ en la última década. Fuente: NASA, 2016

En las últimas décadas las investigaciones sobre el cambio climático prevén que continuará evolucionando, por lo tanto, existe una necesidad urgente de establecer estrategias de gestión sostenibles para reducir estos problemas. En 1997, dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, se firmó el Protocolo de Kioto.

1.3.1 Protocolo de Kioto

El protocolo fue adoptado el 11 de diciembre de 1997 en la ciudad que le da nombre, Kioto (Japón), pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. Para 2009, 187 países lo habían ratificado a excepción de Estados Unidos, país el cual es uno de los mayores contribuidores a las emisiones de efecto invernadero.

Se trata de un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero, tales como el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorcarbono (HFC), perfluorcarbono (PFC) y hexafluorcarbono (SF_6). Se acordó una reducción de al menos un 5%, de las emisiones de estos gases en 2008-2012 en comparación con las emisiones de 1990, y así intentar evitar que la temperatura media de la superficie del planeta aumente entre 1,4 y 5,8 °C de aquí a 2100.

Posteriormente se estableció un segundo periodo de Protocolo desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020. En este segundo periodo la Unión Europea ha comunicado su intención de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto al año 1990.

España, como parte de la UE, y como país firmante de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y su Protocolo de Kioto, tiene la obligación de aplicar las diferentes normas que se acuerdan tanto a nivel internacional como a nivel europeo.

1.3.2 Objetivos Energéticos 2020

Dentro de los objetivos energéticos para 2020 es necesario distinguir entre los planteados por la Unión Europea y por España.

1.3.2.1 Unión Europea

La Unión Europea ha establecido una serie de estrategias y objetivos climáticos gracias a un paquete de medidas sobre el clima y la energía hasta el año 2020. (Objetivo 20/20/20)

Los principales objetivos son:

- Reducción de las emisiones de gases efecto invernadero en un **20%** con respecto al año 1990.
- Alcanzar el **20%** de energías renovables en el consumo energético de la Unión Europea.
- **20%** en mejora de la eficiencia energética.

Según el informe publicado por Eurostat, en 2015 la participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía en la Unión Europea alcanzó el 16,7%, casi el doble de la cuota de 2004 (8,5%), primer año en el que Eurostat comenzó a realizar este estudio estadístico. Este resultado indica que Europa se encuentra cerca de alcanzar su objetivo del 20% en 2020.

El objetivo del 20% de la Unión Europea se distribuye entre los Estados Miembros de la Unión Europea (EEMM) teniendo en cuenta su consumo de renovables en 2004, su potencial en recursos renovables y el PIB per cápita de cada país.

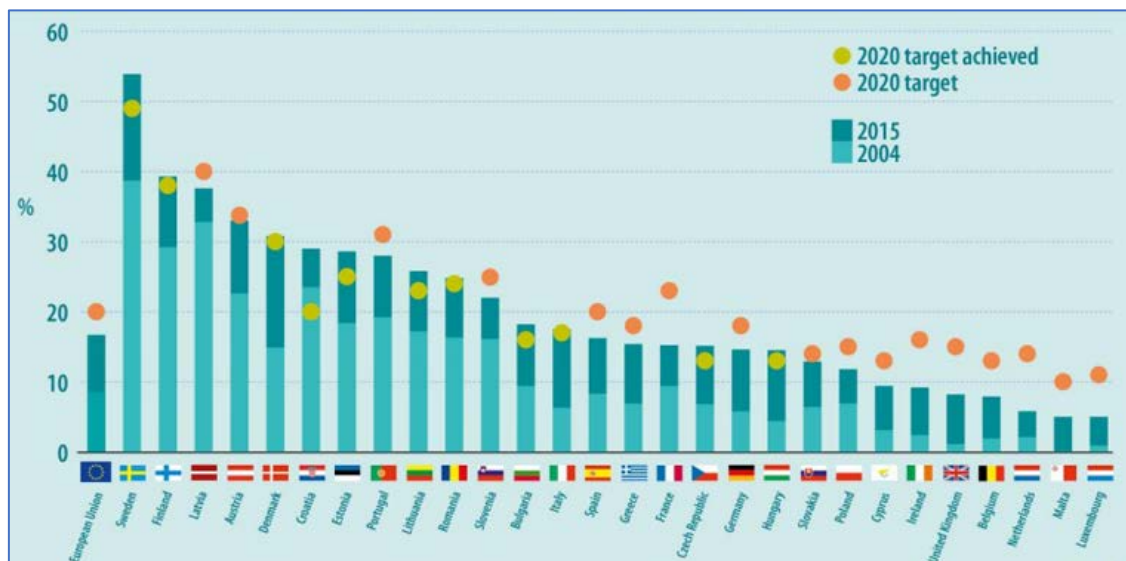


Ilustración 7: Objetivos energéticos para 2020 UE. Fuente: Eurostat

De los 28 estados miembros, 11 ya han alcanzado los objetivos de 2020. Con más del 53,9% de energía renovable en el consumo final bruto de energía, Suecia ya ha sobrepasado el objetivo de la UE. Le siguen Finlandia (39,3%), Letonia (37,6), Austria (33%) y Dinamarca (30,8). En el lado opuesto se encuentran Luxemburgo y Malta (5%), Países Bajos (5,8), Bélgica (7,9%) y Reino Unido (8,2%). España, con un 16,2% se sitúa en la media de la UE.

A nivel europeo se han fijado nuevos objetivos para 2030:

- Reducir al menos un **40%** las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a niveles de 1990.
- Aumentar las energías renovables para que representen al menos el **27%** del consumo final de energía.
- Reducir como mínimo un **27%** el consumo energético.

1.3.2.2 España

España ha firmado limitar y reducir emisiones de gases de efecto invernadero tanto con las Naciones Unidas como con la Unión Europea. Desde 2008 se creó un plan para reducir las emisiones hasta 2016. En 2013, España se comprometió, a través de un Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, a cumplir los objetivos a alcanzar para 2020 en materia de energía renovable, eficiencia energética y reducción de gases de efecto invernadero fijados en dicho paquete. Este periodo comprendido entre 2013 y 2020, coincide con el segundo periodo del compromiso del Protocolo de Kioto, en el cual, la Unión Europea se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hasta un 20%.

España: lejos de los objetivos de 2020. Debido a la moratoria renovable decretada por el Gobierno, España se ha alejado los últimos años de sus compromisos marcados para 2020. Como puede verse en la imagen de Eurostat (Ilustración 7), España no está entre los 11 Estados Miembros que han alcanzado ya los objetivos de 2020. Por lo que, para alcanzarlo se realizan subastas de potencia eléctrica (2000-3000MW, dependiendo de las bases de la subasta) en las que se puja con porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión (de cada tecnología). Mediante un proceso de casación, se obtiene la potencia asignada a cada nueva instalación, la retribución a la inversión para cada instalación tipo y el sobrecoste para el sistema.

1.4 Energías Renovables

Como se indica en el apartado “*1.2. Problemática ambiental. Cambio climático*” el cambio climático es un problema que afecta a nivel global, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero una de las principales alternativas es la sustitución del uso de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles por otras energías de origen renovables.

Las energías renovables son recursos **limpios** y casi **inagotables** que proporciona la naturaleza, de modo que pueden aprovecharse industrialmente a partir de la aplicación de tecnología y de diversos recursos asociados.

Por otro lado, por su carácter autóctono contribuyen a disminuir la dependencia de nuestro país de los suministros externos, reducen el riesgo de un abastecimiento poco diversificado y favorecen el desarrollo de nuevas tecnologías, así como la creación de empleo.

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Tipos de Energías Renovables

Disponemos de varios tipos de energías renovables, dependiendo del recurso de la naturaleza que se emplee para generar electricidad. A continuación, se describen brevemente las principales energías renovables.

2.1.1 Energía Eólica

Es la energía que se produce a través del *viento*. Para su aprovechamiento en la producción de electricidad se utilizan unos aerogeneradores o molinos, cuyo objetivo principal es transmitir la máxima energía cinética del viento a un eje, para transformarla en energía eléctrica.

Un parque eólico se forma agrupando en una zona varios aerogeneradores que, conectados a una subestación eléctrica, suministran la energía eléctrica obtenida a partir del viento a las redes de distribución.

También se pueden encontrar aerogeneradores independientes para suministros rurales o, incluso en islas, acompañados de grupos electrógenos para suplir los periodos en que no se dispone de viento para generar electricidad.



*Ilustración 8: Fotografía del parque eólico Cañoneras I.
Fuente: www.expansion.com*

2.1.2 Energía Hidráulica

Es la energía que se produce cuando el *agua* que está almacenada en embalses o pantanos a una determinada altura, y que por tanto posee una determinada energía potencial, se deja caer hasta un nivel inferior, de modo que se transforma en energía cinética. Ese movimiento de agua acciona una turbina a la que se acopla un generador eléctrico para suministrar la energía eléctrica producida. Estos generadores y los dispositivos asociados constituyen las centrales hidroeléctricas.

A veces, la energía generada no se consume en su totalidad, en esos casos la energía producida que no se demanda en la red eléctrica, se emplea para bombear el agua de nuevo a cotas superiores y disponer de ese modo de una nueva reserva de energía hidráulica.



Ilustración 9: Central hidroeléctrica José María de Oriol, Extremadura. Fuente: [iberdrola](http://iberdrola.com)

2.1.3 Energía Marina

Es la energía que se genera al utilizar el efecto que producen las *olas* del mar, las *mareas* y del diferencial de las temperaturas existentes en las aguas marinas.

Las *olas* son movimientos oscilatorios del agua del mar producidos por la influencia de los vientos. El aprovechamiento de las olas para generar energía eléctrica, llamada energía *undimotriz*, se puede hacer en la costa o bien en mar abierto.

En la costa, para generar electricidad mediante el movimiento de las olas destaca el rectificador HRS, este dispositivo transforma el movimiento ascendente y descendente de las olas en un flujo lineal de agua que acciona una turbina. En mar abierto, se emplean sistemas flotantes como el convertidor neumático, denominado *Boya de Masuda*, que se trata de un tubo con una turbina de aire de doble acción, que está sumergido verticalmente, y al entrar el agua impulsada por el oleaje provoca una presión ascendente y descendente que acciona la turbina y el generador.

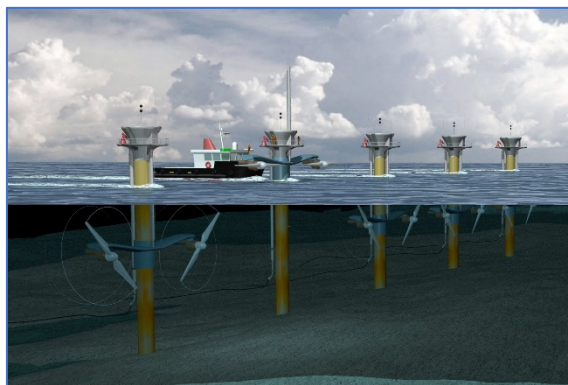


Ilustración 10: Generación de energía marina.
Fuente: www.ecoticias.com

Para aprovechar la energía de las *mareas*, energía *mareomotriz*, se utilizan grandes presas en ciertas costas, que hagan funcionar centrales hidroeléctricas que generan electricidad con grandes volúmenes de agua y poca energía potencial.

2.1.4 Energía Geotérmica

La energía geotérmica se aprovecha de una serie de reacciones naturales que suceden en el *interior de la tierra* y producen grandes cantidades de *calor*.

En el interior de la corteza terrestre se albergan energías que se encuentran en constante movimiento provocando terremotos, vulcanismos, fumarolas, géiseres y aguas termales, entre otros.

Una central geotérmica, básicamente, consta de una perforación a gran profundidad en la corteza terrestre, para extraer calor del Magma o del vapor del interior de la Tierra, normalmente oscila entre los 150 y 300°C. Este vapor se usa para accionar una turbina y a su vez un generador eléctrico.



Ilustración 11: Central geotérmica Los Azufres, México.
Fuente: www.sipse.com

2.1.5 Energía de la Biomasa

La biomasa está formada por toda la *materia orgánica vegetal o animal* presente en la biosfera. La radiación solar, el agua, algunas bacterias, animales y plantas pueden descomponer esa materia orgánica, lo que se conoce como biodegradación, obteniéndose en el proceso desechos utilizables para generar energía térmica, biocombustibles o electricidad. La biomasa la forman parte de los residuos orgánicos industriales, domésticos, agrícolas y forestales.

Para la generación de electricidad se suelen utilizar centrales que utilizan vapor, procesos de gasificación o biodigestión de la biomasa. Desde un punto de vista energético, la biomasa es un combustible caracterizado por tener un bajo contenido en carbono, alto contenido en oxígeno y alto contenido en materias volátiles. El poder calorífico depende fundamentalmente del tipo que se trate y del contenido en humedad.



Ilustración 12: Planta de Biomasa, Reocín.
Fuente: www.futureenergyweb.com

2.1.6 Energía Solar

Es la energía que proviene del *sol*, la cual es recibida por el planeta en forma de radiación electromagnética. Esta energía es utilizada para convertir térmicamente la temperatura de un fluido, o bien, la transformación de la energía lumínica en energía eléctrica.

La energía solar se puede utilizar para generar electricidad principalmente de dos formas, dando lugar a los siguientes sistemas de generación: instalaciones solares termoeléctricas e instalaciones solares fotovoltaicas.

- Instalación solar termoeléctrica: en estos sistemas, la energía directa del sol se capta calentando un fluido que, posteriormente se transforma en vapor y éste, a su vez, acciona una turbina que finalmente impulsa un generador eléctrico.

Hay tres tipos de centrales, según la forma de captar la energía solar:

- Centrales de Torre
- Centrales de discos parabólicos
- Centrales de cilindros parabólicos



Ilustración 13: Central Termosolar PS10 (Sanlúcar la Mayor). Fuente: www.empresariosagrupados.es

- Instalación solar fotovoltaica: consiste en la transformación de la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica, mediante paneles fotovoltaicos donde se produce el efecto fotoeléctrico. El efecto fotoeléctrico permite convertir la luz solar directamente en corriente eléctrica sin que se produzca un efecto térmico intermedio. Una instalación fotovoltaica puede estar conectada a la red o aislada de ella.

2.2 El Sol como Fuente de Energía

La vida en la Tierra no sería posible sin la presencia del Sol, esta estrella es la fuente de energía principal de nuestro planeta. El Sol es el responsable de prácticamente toda la energía que el ser humano puede generar, convertir o utilizar tanto de manera directa, como puede ser la energía solar fotovoltaica, térmica o termoeléctrica; o de manera indirecta, como puede ser la energía eólica, hidráulica, derivada del mar, biomasa, etc.

El Sol puede definirse como una gran bola de gas incandescente (un plasma), que está fundamentalmente compuesto por hidrógeno (H, 73%) y helio (He, 25%) con unas temperaturas estimadas de 5600 °C en su superficie. En su núcleo la temperatura y presión son tan grandes que las partículas, átomos de H y He, son acelerados a velocidades tan altas que cuando chocan entre ellas, se llegan a producir reacciones nucleares y liberan una gran cantidad de energía. Esta es la forma que tiene el Sol de generar energía.

La energía solar llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética. Esta radiación solar atraviesa la atmósfera antes de llegar a la superficie de la Tierra y se altera por el aire, la suciedad, el vapor de agua y los aerosoles en suspensión, causando:

- Radiación Directa. Es la energía que llega directamente a la superficie terrestre sin desviar su dirección en su paso por la atmósfera.
- Radiación Difusa. Es la radiación que ha sufrido proceso de refracción, reflexión y absorción en la atmósfera y por tanto llega a la superficie con direcciones distintas a la de la radiación directa.
- Radiación Reflejada. Es la radiación que incide en otros objetos y cambia de dirección. La radiación que refleja la Tierra hacia el exterior se llama *albedo*.

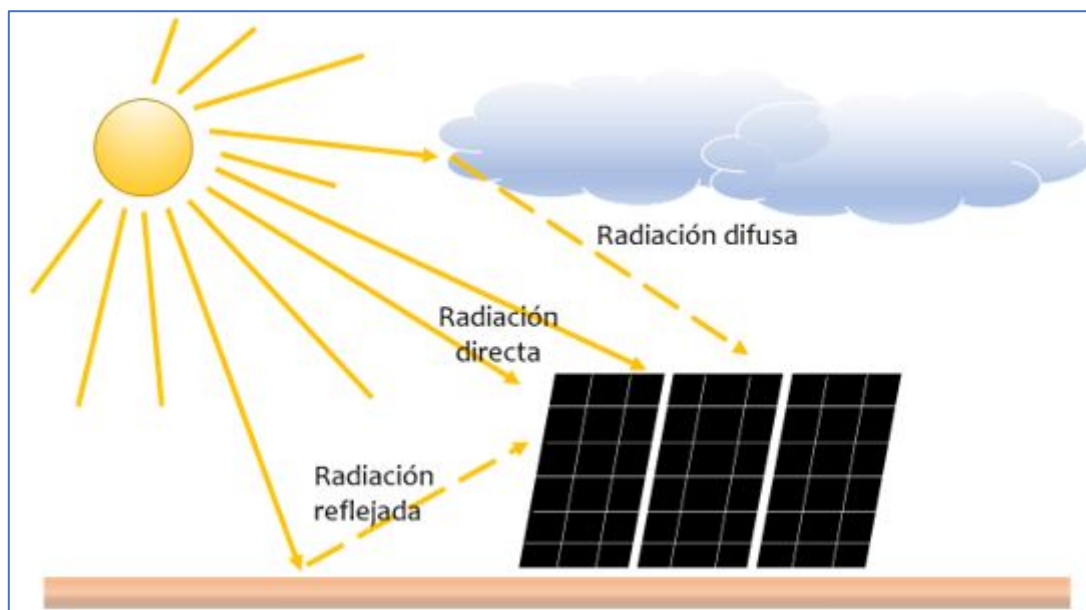


Ilustración 9: Componentes de la radiación solar. Fuente: Apuntes Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería

2.3 Aprovechamiento de la Energía Solar

El aprovechamiento de la energía solar se refiere a la conversión directa de la radiación solar en calor y electricidad, llamadas energía solar térmica y energía solar fotovoltaica, respectivamente.

2.3.1 Energía Solar Térmica

La energía solar térmica consiste en la transformación de la radiación solar procedente del Sol, mediante unos captadores (o colectores), en *calor* que será aprovechado de diferentes formas. Esta transformación puede darse a baja, media y alta temperatura. Las aplicaciones varían en función de esta temperatura de trabajo.



Ilustración 10: Clasificación de la energía solar térmica en función de la temperatura de trabajo.
Fuente: Apuntes Universidad de Cantabria

2.3.1.1 Energía Solar Térmica de Baja Temperatura

Las aplicaciones para temperaturas bajas se centran en el calentamiento de agua caliente sanitaria (ACS), principalmente para viviendas. Se utilizan unos colectores planos que alojan un circuito con un fluido que absorbe la radiación solar y lo transmite en forma de calor al sistema de calefacción. Estos sistemas aprovechan la energía solar a temperaturas que oscilan entre 35°C y 90°C , siendo actualmente la principal aplicación de la energía solar térmica en España. Puede establecerse una clasificación básica de colectores para este uso, entre los colectores planos y los colectores de tubo de vacío.

2.3.1.2 Energía Solar Térmica de Media Temperatura

Cuando se trabajan a temperaturas superiores a los 100°C la energía solar térmica suele estar dirigida a la generación de energía eléctrica. Se trata de instalaciones con captadores cilindro-parabólicos diseñados para concentrar la radiación solar sobre un tubo situado por encima de ellos. Este tubo contiene un material, habitualmente aceites, que acumula esa energía calorífica (normalmente en torno a los 300°C) que, posteriormente, se utiliza para generar electricidad por medio de una turbina.

2.3.1.3 Energía Solar Térmica de Alta Temperatura

La aplicación de este tipo de energía principalmente es para la generación de electricidad a través del uso de centrales de torre o discos parabólicos. Por ejemplo, el funcionamiento en una torre de potencia trata de un conjunto de heliostatos (espejos) que están orientados de tal manera que concentran la radiación solar sobre un elemento receptor (torre) donde se calienta un líquido, normalmente sales fundidas (que pueden trabajar hasta 800°C de T) que servirá para generar electricidad en una turbina. Las sales fundidas permiten “conservar” durante más tiempo el calor, llegando incluso a permitir la generación de día y de noche, evitando así uno de los grandes problemas de la energía solar, su intermitencia.

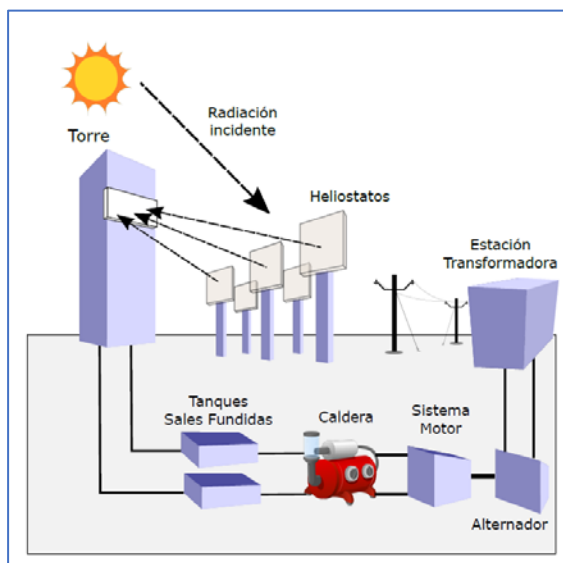


Ilustración 11: Esquema de una central solar térmica de alta temperatura. *Fuente:* Apuntes Univ. de Cantabria

2.3.2 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce a través del efecto fotovoltaico, utilizando como medio las denominadas “células fotovoltaicas”. La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores de silicio, cuando la luz del sol incide en la superficie de la célula, ésta genera una corriente eléctrica que se suele utilizar como fuente de energía.

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red, como viviendas aisladas o refugios; o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica que pueden ser de pequeño tamaño o centrales de gran tamaño.

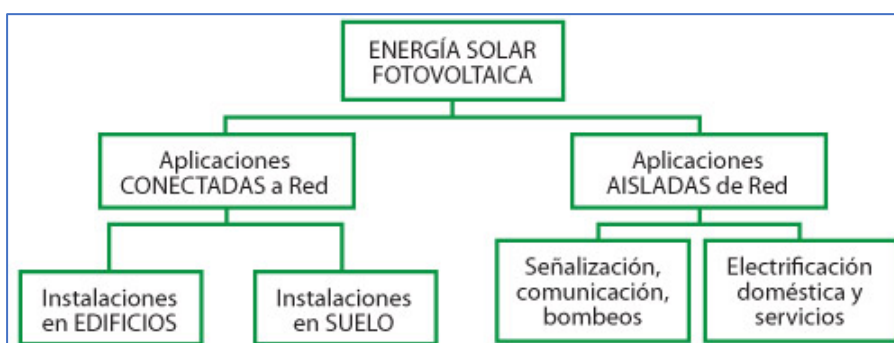


Ilustración 12: Esquema aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

Fuente: www.econex.com

Este tipo de energía, al igual que todas las energías consideradas como renovables, contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂ y, por tanto, a la conservación de la capa de Ozono. Se estima que con cada kWh generado se evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO₂ en comparación a la energía generada con el uso de carbón.

2.4 Breve Reseña Histórica

Se considera la crisis del petróleo de los años 70 como el punto de partida de la energía solar. En el S.XV Leonardo Da Vinci diseñaría un espejo parabólico para el aprovechamiento de la energía solar térmica. Más reciente es, la energía solar fotovoltaica, cuyo punto de partida se considera el descubrimiento, en 1839, del efecto fotovoltaico por el físico francés Alexandre Becquerel. No fue hasta 1878, cuando el norteamericano Charles Fritts desarrolla la primera célula solar de selenio sobre una capa fina de oro, sin embargo, su rendimiento era mínimo (inferior del 1%). Un hito importante en el desarrollo de este tipo de energía fue, la explicación científica para el hecho de que la luz puede ser convertida directamente en electricidad, enunciado por Albert Einstein en 1905, hecho que estableció las bases de la energía fotovoltaica moderna. Finalmente, la creación de las celdas solares actuales tuvo lugar en 1954, año en que los investigadores D.M. Chaplin, C.S. Fuller y G.L. Pearson de los Laboratorios Bell (New Jersey), producen la primera célula de silicio con un rendimiento del 6%. En un principio, la energía fotovoltaica era un tipo de tecnología costosa, utilizada únicamente para aplicaciones espaciales. En la actualidad, existen tecnologías suficientemente desarrolladas que permiten transformar la energía solar incidente en calor y electricidad. Cabe destacar, que la venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo a un ritmo anual sostenido del 20% durante la década de los 90.

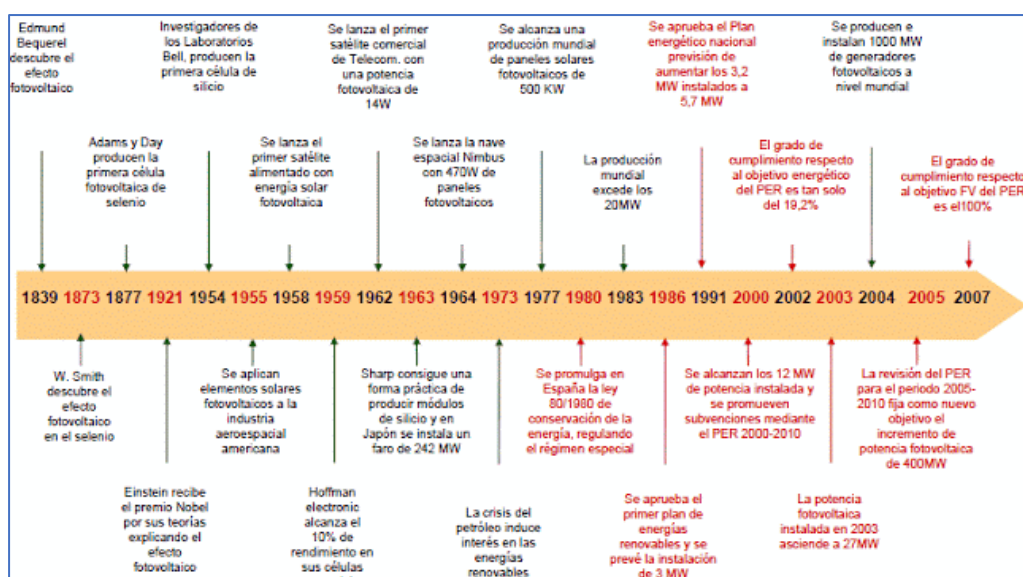


Ilustración 13: Evolución histórica de la energía solar fotovoltaica. Fuente: ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica)

2.5 Situación Actual de la Energía Solar Fotovoltaica

2.5.1 Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años. Este hecho viene impulsado por la necesidad de asumir los retos, como el cumplimiento del Protocolo de Kioto, que en materia de generación de energía se presentan.

Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que, como España, han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica antes del año 2000 era muy escaso, sin embargo, sólo 10 años más tarde la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40GW según datos de la *European Photovoltaic Industry Association (EPIA, año 2010)*, de los cuales alrededor de 29GW, lo que supone un 72% del total, se localiza en la Unión Europea.

En el siguiente gráfico se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, en el intervalo del 2005 al 2015, apreciándose el crecimiento exponencial.

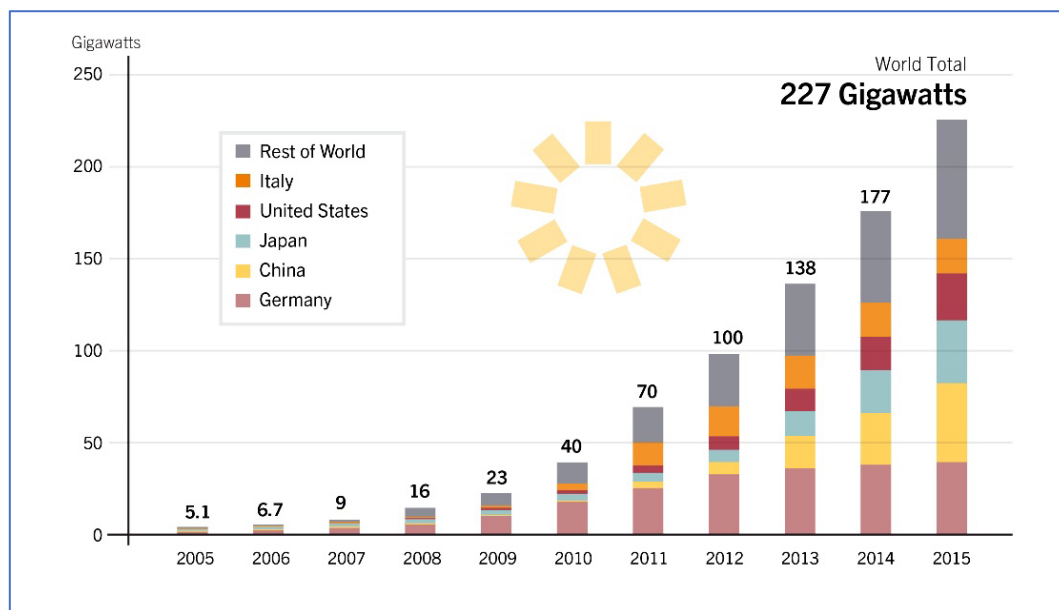


Ilustración 14: Evolución de la capacidad solar fotovoltaica por países entre los años 2005 y 2015. Fuente: Renewables 2016 – Global Status Report, REN21

A finales del año 2015 había instalados 227 GW fotovoltaicos en el mundo. De ellos, 43,5 GW en China, 39,7 GW en Alemania, 34,4 GW en Japón, 25,6 GW en Estados Unidos, 18,9 GW en Italia y 5,4 GW en España*

[*La potencia fotovoltaica instalada en España reportada por REE es la correspondiente en AC (4,4 GW). La tendencia habitual en otros países es reportar esta potencia en DC, por ello se indica el valor correspondiente para la potencia fotovoltaica instalada en España en DC (5,4 GW).]

La implantación de esta energía a nivel mundial sigue creciendo año tras año, el siguiente gráfico muestra la potencia nueva instalada por países respecto al gráfico anterior. Podemos observar cómo, en la actualidad, los países dominantes en la instalación de esta energía renovable son China, Japón, Alemania y Estados Unidos.

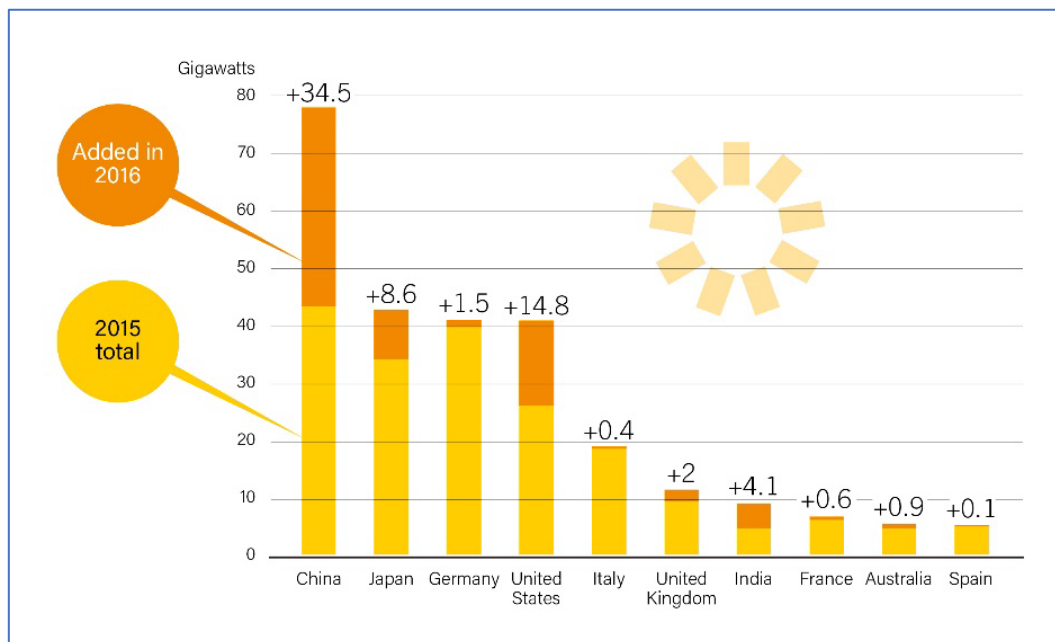


Ilustración 15: Top 10 países con potencia acumulada e instalada en el año 2016 de energía solar fotovoltaica. Fuente: Renewables 2017 – Global Status Report, REN21

2.5.2 Energía Solar Fotovoltaica en Europa

En Europa, la energía generada por planta fotovoltaica en el año 2015 suplió el 4% de toda la demanda. Los tres países donde se cubre un mayor porcentaje de la demanda, debido a la energía fotovoltaica, son Italia, Grecia y Alemania. Italia es el país que encabeza esta lista, gracias a una cobertura de la demanda del 8%. En España en el año 2015 la energía fotovoltaica aportó el 3% de la demanda total de energía del país. [Informe anual 2016 – Unión Española Fotovoltaica (UNEF).]

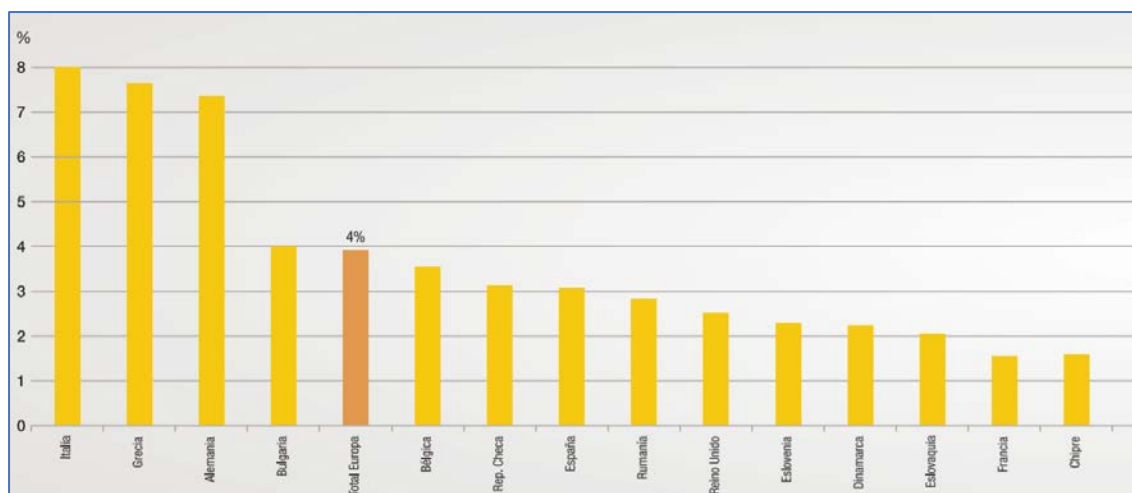


Ilustración 16: Porcentaje de cobertura por la energía fotovoltaica de la demanda en cada país. Fuente: Informe Anual 2016- UNEF

2.5.3 Energía Solar Fotovoltaica en España

España por su privilegiada situación y climatología, es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol al año. Debido al emplazamiento favorable de nuestro país, unido a otros factores como: los compromisos europeos en la instalación de energías renovables, la disminución en los niveles de emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, y la fuerte dependencia energética exterior que sufre nuestro país; hicieron que inicialmente España fuese uno de los primeros países a nivel mundial en investigación, desarrollo y aprovechamiento de la energía solar.

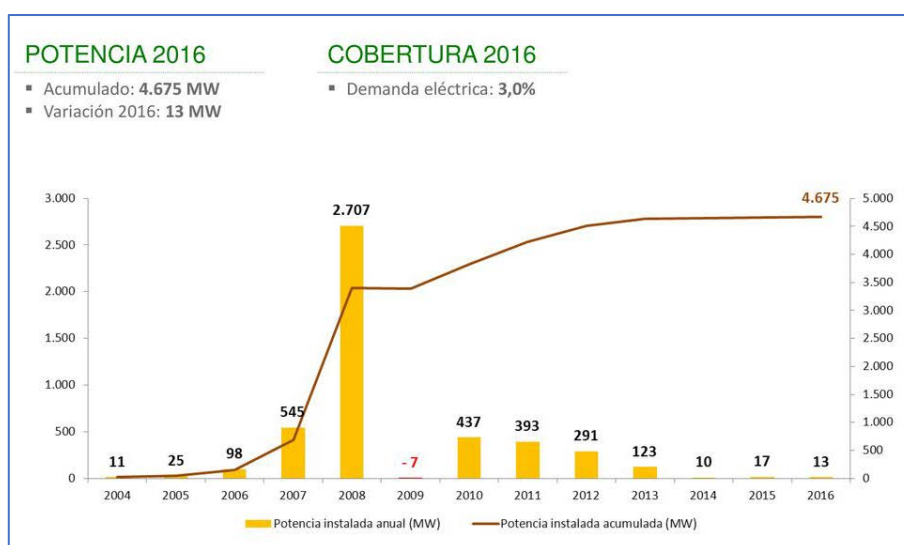


Ilustración 17: Potencia instalada y acumulada por año en España. Fuente: REE, CNMC y elaboración APPA

En 2008, España figuró como el segundo país de Europa en cuanto a potencia fotovoltaica instalada en ese año, solo por detrás de Alemania, con un valor aproximado de 2.707 MW, como se puede observar en la “ilustración 22”. Sin embargo, a partir de ese momento la fotovoltaica sufrió una crisis haciendo que los siguientes años el valor de potencia instalada por año fuese en declive, habiendo incluso años en la que es prácticamente inexistente.

El factor principal en el auge y posterior estancamiento de la fotovoltaica ha sido la legislación asociada. En un primer momento, las energías renovables en general (Real Decreto 661/2007) y la fotovoltaica en particular (RD 1578/2008) fueron sometidas a un régimen de retribución especial (las denominadas “primas”). Estas medidas orientadas a estimular este tipo de instalaciones fueron tremendamente exitosas, ya que se establecía un precio elevado de compra de esos kilovatios “fotovoltaicos”, lo que supuso que el crecimiento en nuestro país no se hiciese de un modo sostenible.

Como resultado, ante el aumento del coste asociado a las “primas de las renovables” y en la situación de crisis de los últimos años, se decidió recortar las primas ya establecidas (RD 14/2010), lo que llevó prácticamente a una paralización del mercado durante meses, generando una lógica inseguridad y malestar en el sector que se ha extendido hasta la actualidad.

2.6 Conversión de Energía Solar en Electricidad

2.6.1 Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico consiste en la transformación de energía solar en energía eléctrica. Este efecto FV convierte la luz en electricidad, a través de un medio. El medio empleado consiste en un material semiconductor que absorbe los fotones de la luz (energía), y posteriormente emite electrones. Estos electrones se desplazan intercambiando posiciones, y produciendo una corriente eléctrica.

2.6.1.1 Unión p-n

El principal material empleado en el efecto FV es el *silicio*, que es, un material semiconductor capaz de absorber radiación y generar electricidad.

Cuando los rayos de luz inciden sobre el material semiconductor (silicio), los electrones de la última capa comienzan a moverse bruscamente hasta romper los enlaces, de manera que se pueden mover con libertad dejando huecos libres. Este hecho provoca que haya una posible circulación de electrones y se cree una corriente eléctrica.

Para crear esa corriente eléctrica es necesario que dentro del material se diferencien dos zonas: una zona con alta carga negativa, es decir, exceso de electrones; y otra zona con muy baja carga negativa, o lo que es lo mismo, con exceso de huecos.

- El *fosforo* es un elemento con más cantidad de cargas negativas que el silicio, por lo tanto, si a la estructura cristalina de silicio le introducimos un átomo de fosforo, obtenemos un silicio dopado con más electrones. A este nuevo semiconductor se le conoce con el nombre de semiconductor **tipo n**.
- En cambio, el *boro* tiene menor electronegatividad que el silicio. Por tanto, si a la estructura cristalina de silicio le introducimos un átomo de boro, obtenemos un silicio dopado con huecos. A este nuevo semiconductor se le conoce con el nombre de semiconductor **tipo p**.

Al unir un semiconductor *tipo p* con uno del *tipo n*, aparece una zona que actúa como barrera para los electrones y los huecos, denominada zona de transición. En esa barrera se crea un campo electrostático que favorece el movimiento de electrones en su interior (creando una corriente eléctrica). En una celda solar, la capa n quedará iluminada por los rayos de luz, mientras que la capa p se situará en la parte posterior.

Básicamente una célula FV podría definirse como una unión p-n con una superficie lo suficientemente grande como para capturar el mayor número de fotones posible.

2.6.2 Célula Fotovoltaica

La célula fotovoltaica es un elemento semiconductor (generalmente silicio) que se encarga de convertir directamente los fotones provenientes de la luz solar en electricidad.

Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico. Se comporta como un diodo en el que la parte expuesta a la radiación solar es la “n” y la parte situada en la zona de oscuridad es la “p”.

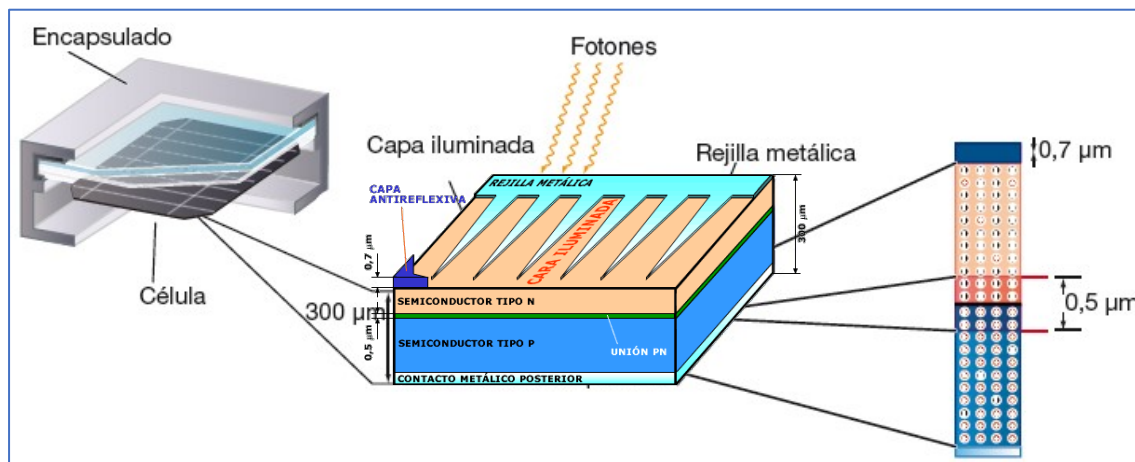


Ilustración 18: Estructura célula fotovoltaica. Fuente: Apuntes Universidad de Jaén

Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona “p” se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir la luz), mientras que en la zona “n” el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor.

2.6.2.1 Tipos de Células y su Rendimiento

En función del tipo de célula empleada atendiendo a su material de fabricación se distinguen varios tipos de módulos con diferentes características y rendimientos:

- **Células de silicio monocristalino.**

El silicio monocristalino es aquél cuya estructura cristalina es casi perfecta, dotando al material de gran pureza y de buena conducción eléctrica. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro.

El proceso de obtención de silicio monocristalino es largo, difícil y costoso, siendo la principal vía de obtención el método Czochralski pues dota al material del mejor rendimiento posible. Su apariencia física es brillante y de color negro metálico uniforme.

Las células de este material son las más caras del mercado. La vida útil de una celda monocristalina se sitúa en el orden de 30 años. Una placa monocristalina tiene una eficiencia que varía entre el 15 y el 18%, si hablamos de paneles FV comerciales.

- **Células de silicio policristalino.**

En estas células la estructura cristalina presenta algunas imperfecciones, por tanto, la conducción eléctrica no se efectúa con tanta facilidad.

El proceso de fabricación es prácticamente el mismo que para el silicio monocristalino a excepción de eliminar algunos tiempos de cristalización, con lo que se gana en tiempo, en dinero y en facilidad. Se distingue físicamente por su color azul metálico mezclado con tonos grises que hacen que no sea uniforme, como el silicio monocristalino.

Es más económica que una célula monocristalina, y tiene una vida útil de unos 25 años. Una placa policristalina tiene una eficiencia que varía entre el 12 y el 14%. (comerciales).

- **Células de silicio amorfo.**

El silicio amorfo es una estructura no cristalina con gran cantidad de huecos, lo que provoca una disminución considerable en la eficiencia del material.

La fabricación de estas células es totalmente distinta a las de silicio cristalino, ya que en este caso se trabaja con silicio en estado gaseoso que se deposita sobre un determinado sustrato, siendo la temperatura de trabajo muy inferior en relación con las anteriores, y se trata de un proceso más sencillo.

Con este material se fabrican láminas flexibles que pueden ser muy útiles en muchas aplicaciones, aunque tienen el inconveniente de que son de baja calidad. Son paneles de menor peso y los costes de fabricación son sensiblemente más económicos. Su apariencia física es una capa fina flexible de color marrón homogéneo.

Una placa de silicio amorfo tiene una eficiencia inferior al 10% y su vida útil es de unos 15 años (los materiales empleados se degradan con la exposición continuada a la luz solar).

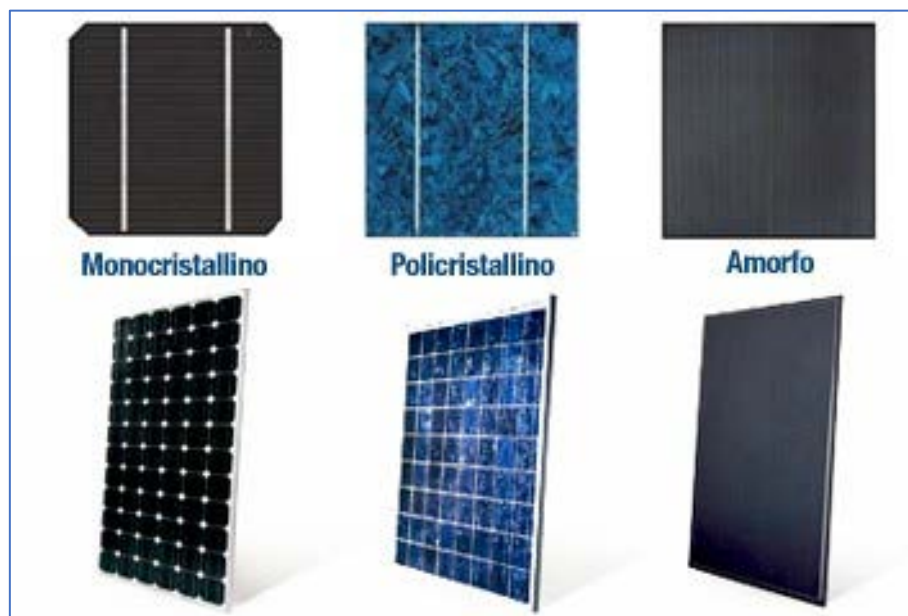


Ilustración 19: Tipos de células/paneles fotovoltaicos. *Fuente:* www.enersave.es

2.6.3 Panel Fotovoltaico

Se denomina panel FV o módulo FV al conjunto de células FV conectadas entre sí en serie y paralelo hasta conseguir el voltaje adecuado para su utilización, este voltaje suele ser de 24V. El conjunto de células está envuelto por unos elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que lo soportan.

Las células se encapsulan en una resina, y se colocan entre dos láminas para formar los módulos fotovoltaicos. La lámina exterior es de vidrio y la posterior puede ser de plástico opaco o de vidrio, si se quiere hacer un módulo semitransparente.

El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Por un lado, la asociación en serie de paneles permite alcanzar la tensión requerida, mientras que la asociación en paralelo permite obtener la potencia deseada. Los paneles que se interconexionen deberán tener la misma curva i-v a fin de evitar descompensaciones.

Al margen de las células FV y sus conexiones, un panel FV está compuesto por los siguientes elementos:

- **Marco de aluminio.** Recubre los bordes de la estructura del panel, aportando protección mecánica. Su comportamiento en cuanto a resistencia a la intemperie debe ser óptimo.
- **Cubierta de vidrio.** Protege al laminado (células) FV. Debe presentar unas propiedades ópticas (también en cuanto a su envejecimiento) óptimas para favorecer que llegue el mayor número de fotones posible al interior del panel.
- **Encapsulantes.** Las células FV no se encuentran “seltas” dentro del panel. Se utilizan encapsulantes como la resina EVA para aportar una protección adicional contra humedad u otros agentes externos.
- **Cubierta posterior.** Aporta protección en la parte posterior del panel, donde no se necesita un material transparente como el vidrio.
- **Cajetín.** El cajetín de conexión se suele situar en la parte posterior, ha de ser estanco (IP65) e incluye los diodos de by-pass, bornes de conexión, etc.
- **Agujero de fijación.** Para facilitar el anclaje de los paneles en su soporte (seguidor solar, railes, etc.)

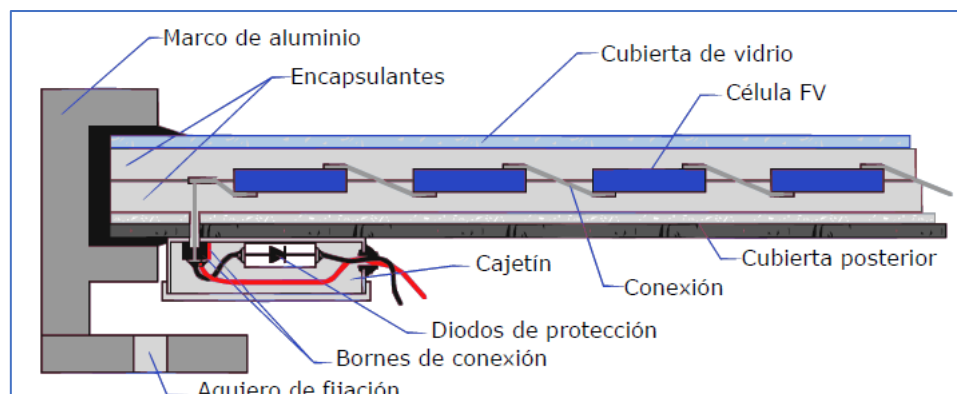


Ilustración 20: Elementos que forman un panel FV. *Fuente:* Apuntes Universidad de Jaén

Para verificar que todos estos elementos, y el módulo en su conjunto, cumplen con los requisitos establecidos por los diferentes estándares, se suelen realizar diversas pruebas, generalmente de envejecimiento acelerado por exposición a la radiación UV, hielo, niebla salina, etc.

2.6.3.1 Parámetros Fundamentales de un Panel FV

Para dimensionar correctamente una instalación solar fotovoltaica es necesario conocer los siguientes parámetros eléctricos que presentan los módulos FV.

- **Potencia máxima P_{MAX}** es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel. Hay que tener en cuenta que la potencia máxima no será la que un panel genere habitualmente, ya que la irradiancia de 1000W/m^2 sólo se dará en condiciones óptimas. Se suele expresar en vatios “pico” (W_p).
- **Tensión para máxima potencia V_{MP}** es la tensión asociada al punto de trabajo óptimo del panel, el de máxima potencia.
- **Corriente para máxima potencia I_{MP}** es la corriente asociada al punto de trabajo óptimo del panel, el de máxima potencia.
- **Tensión en circuito abierto V_{OC}** es la máxima tensión que puede entregar el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del módulo y dichos bornes están al aire. Es por lo tanto una buena referencia para realizar los cálculos de dimensionamiento.
- **Corriente de cortocircuito I_{SC}** es la máxima corriente que puede entregar el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes. Es por lo tanto una buena referencia para realizar los cálculos de dimensionamiento.
- **Factor de forma FF** es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{MP}) y la tensión de máxima potencia (V_{MP}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- **Eficiencia y rendimiento (η)** es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente.

La tensión y corriente genera en una célula depende directamente de la iluminación recibida. La corriente de cortocircuito (I_{SC}) de la célula es directamente proporcional a la irradiancia como se muestra en la figura siguiente, disminuyendo a medida que se reduce la irradiancia. La tensión de circuito abierto (V_{OC}) varía poco con la irradiancia, aunque también decrece, a efectos prácticos se puede considerar constante.

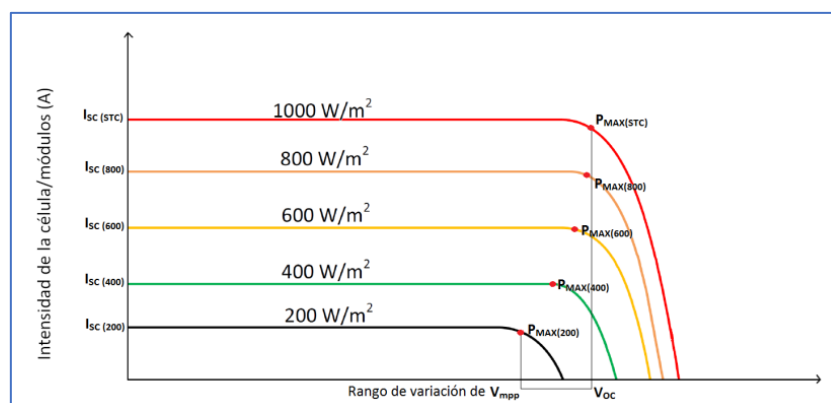


Ilustración 21: Ejemplo curva I-V de un panel fotovoltaico. Fuente: www.ingelibreblog.wordpress.com

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles FV. Debe tenerse en cuenta que estos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, dichas condiciones son:

- Irradiancia: 1000W/m^2
- A nivel del mar
- Temperatura de célula: 25°C

Las condiciones a las que se ve sometido un panel son diferentes a las estándar de medida, las características de los paneles FV cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las CEM y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- **Coeficiente de temperatura V_{oc}** , es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- **Coeficiente de temperatura I_{sc}** , es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Por otro lado, la temperatura afecta de manera considerable a la tensión, tal y como muestra la figura siguiente:

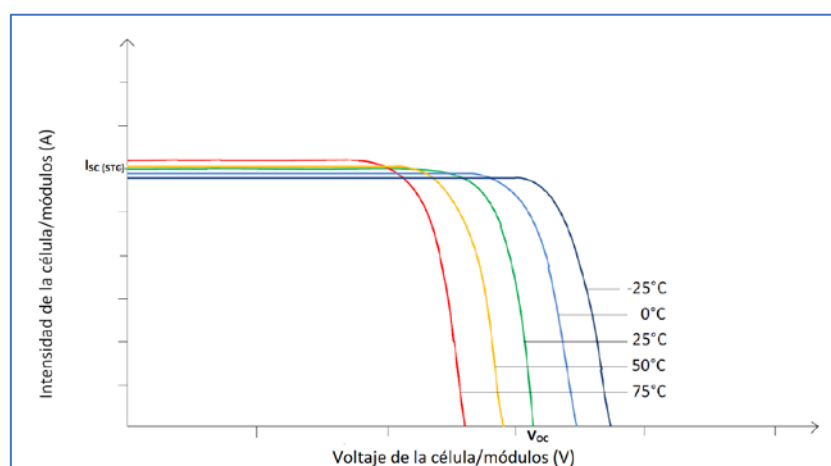


Ilustración 22: Curva I-V. Fuente: www.ingelibreblog.wordpress.com

Como se aprecia la tensión de circuito abierto (V_{oc}) disminuye cuando aumenta la temperatura. La intensidad de cortocircuito (I_{sc}), sin embargo, aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante.

2.7 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Como se ha mencionado anteriormente en este capítulo, la energía solar FV aprovecha la radiación solar transformándola directamente en energía eléctrica mediante el efecto FV, que consiste en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética (radiación solar). Existen distintas tecnologías fotovoltaicas (fijas, seguimiento solar a un eje y seguimiento solar a dos ejes) pero la mayoría se basan en el silicio.

Principalmente, existen dos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas en función del uso final que se le dé a la electricidad producida:

- Instalaciones FV aisladas
- Instalaciones FV conectadas a red

Habitualmente las instalaciones aisladas de red están orientadas a aplicaciones de bombeo, señalización, comunicaciones y electrificación rural, mientras que, las instalaciones conectadas a red están orientadas a la venta de energía eléctrica y autoconsumo.

Las posibilidades de aplicación de la energía solar fotovoltaica son inmensas y abarcan desde las aplicaciones más simples como calculadoras y relojes solares, a las más complejas como grandes plantas de generación eléctrica o sistemas de alimentación para satélites artificiales.

En cuanto a sus elementos, una instalación FV conectada a red está formada por los paneles FV, el generador FV (el conjunto de módulos FV cuya asociación serie-paralelo en diferentes ramas forma el generador), un inversor, un contador y una sección de distribución/protección eléctrica; por otro lado, en una instalación aislada hay que considerar además un controlador de carga, así como unas baterías que forman el denominado subsistema de acumulación.

Estos son los elementos básicos de una instalación FV, pero en realidad habría que considerar otros elementos también importantes y que pueden suponer un coste significativo, como el cableado de la instalación, los soportes de los paneles o el uso de otros dispositivos como los convertidores.

2.7.1 Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas

2.7.1.1 Definición

Las instalaciones FV aisladas se tratan de sistemas diseñados para alimentar, de manera *independiente* de la red eléctrica, instalaciones, infraestructuras o dispositivos. Para ello, el sistema capta la radiación solar y se encarga posteriormente de producir energía y suministrarla, o bien, para almacenarla en baterías. De hecho, este tipo de sistemas FV se caracterizan por el uso de baterías, puesto que es necesario un sistema de acumulación que nos proporcione energía en las horas del día en las que la intensidad lumínica no sea suficiente para ofrecer la electricidad necesaria. Por esto, durante las horas de luz en las que se consume menos energía de la que se produce, debemos almacenar la energía sobrante.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos más habituales son de poca potencia, habitualmente de entre 3 y 10 KWp, pero también nos encontramos casos muy rentables como son el bombeo de agua, alimentación de equipos de medida, de telecomunicaciones, iluminación y señalización de lugares aislados, etc.

2.7.1.2 Elementos de un Sistema FV Aislado

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado de la red son:

■ Módulos FV / Paneles FV

Se denomina panel solar FV (se explica en detalle en el apartado “2.5.3. Panel fotovoltaico”) al conjunto de células FV (se explica en detalle en el apartado “2.5.2. Célula fotovoltaica”) que son las encargadas, a través del efecto FV (se explica en detalle en el apartado “2.5.1. Efecto fotovoltaico”), de convertir la radiación solar en electricidad. Pueden ser de varios tipos, principalmente, de silicio monocristalino, silicio policristalino o de silicio amorfo (cada tipo está explicado con detalle en el apartado “2.5.2.1. Tipos de células y su rendimiento”).

Las células se conectan entre sí en serie y paralelo para conseguir la tensión e intensidad de funcionamiento deseadas. Por otro lado, es importante fijarnos siempre en la curva I-V que proporciona cada fabricante en sus hojas técnicas y en la influencia de la temperatura en la corriente y tensión del módulo. El aumento de temperatura hace aumentar ligeramente la corriente y en mayor medida, disminuir la tensión de salida del módulo. (se explica con mayor detalle en el apartado “2.5.3.1. parámetros fundamentales de un panel FV”).



Ilustración 23: Panel fotovoltaico.
Fuente: www.infucop.cl/

■ Sistema de acumulación: baterías

Las baterías se encargan de almacenar la energía eléctrica en corriente continua que se obtiene de los paneles FV. Cuando es necesario un consumo en períodos donde los paneles FV no están funcionando, o lo hacen generando menos energía que la demandada, se extrae de ellas la energía eléctrica necesaria.

Es preferible (según el IDAE) que las baterías sean de plomo-ácido, estacionarias y de placa tubular, no siendo posible utilizar baterías de arranque de vehículos. Estas baterías de Pb-ácido, a pesar de ser las más empleadas, están encaminadas al desuso debido a la alta contaminación que provocan. Su sustituto son las baterías de NiMH (Níquel-Metal-Hidruro).

En instalaciones FV no se buscan descargas agresivas, sino más bien progresivas. Las baterías poseen dos características fundamentales, que son:

- Capacidad de carga, C_n .
- Profundidad de descarga

La capacidad de carga se mide en Amperios/Hora (Ah) y nos indica cual es el valor de la energía que la batería podrá almacenar. Esta capacidad no es determinante a la hora de proporcionar energía, ya que dependerá de a qué velocidad la suministra.



Ilustración 24: Baterías.
Fuente: www.vesna.es

La profundidad de descarga nos indicará cuál es el máximo valor de la energía que el sistema será capaz de utilizar sin que se vea deteriorado su funcionamiento, normalmente este alrededor del 70%.

$$\text{Capacidad aprovechable} = \text{Capacidad total } (C_n) \times \text{Profundidad de descarga}$$

▪ Regulador de carga

Se trata de un dispositivo que será usado para cargar la energía en el sistema. Como característica principal hay que destacar que protege a la batería de sobrecargas por parte del generador FV y de la descarga por exceso de uso. Puesto que ambos hechos afectan en el correcto funcionamiento del sistema.

Las intensidades máximas de entrada y salida del regulador adecuado para cada aplicación dependerán de la corriente máxima que pueda producir el sistema de generación FV para la entrada y la corriente máxima de las cargas para la salida.

Para tener en cuenta los posibles picos de irradiancia o los cambios de temperatura, es recomendable que, a la hora de escoger un regulador, sea aquel con un 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar al sistema de generación FV ($I_{ENTRADA}$) o bien, de la que puede consumir la carga del sistema (I_{SALIDA}). La elección del regulador será aquel que soporte la mayor de las dos corrientes calculadas.



Ilustración 25: Regulador FV.
Fuente: www.tutiendaenergetica.es

▪ Inversor

Es un equipo electrónico que sirve para convertir la energía de corriente continua (CC) del generador en corriente alterna (CA) a la frecuencia y tensión de utilización. El rendimiento de los inversores oscila entre el 91% y el 95%.

La tensión de entrada al inversor dependerá de la tensión de la instalación, pudiendo ser 12V, 24V o 48V en CC; mientras que la tensión de salida tendrá un valor de 230V en CA.

A la hora de dimensionar el inversor, se tendrá en cuenta la potencia que demanda la suma de todas las cargas CA en un instante, de este modo se elegirá un inversor cuya potencia sea un 20% superior a la demandada por las cargas, suponiendo su funcionamiento al mismo tiempo.



En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de ésta.

Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son: [Fuente: www.mapsacatalogo.com](http://www.mapsacatalogo.com)

- *Protección contra sobrecargas y cortocircuitos*; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- *Protección contra calentamiento excesivo*; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- *Protección de funcionamiento modo "isla"*; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- *Protección de aislamiento*; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- *Protección contra inversor de polaridad*; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles FV.

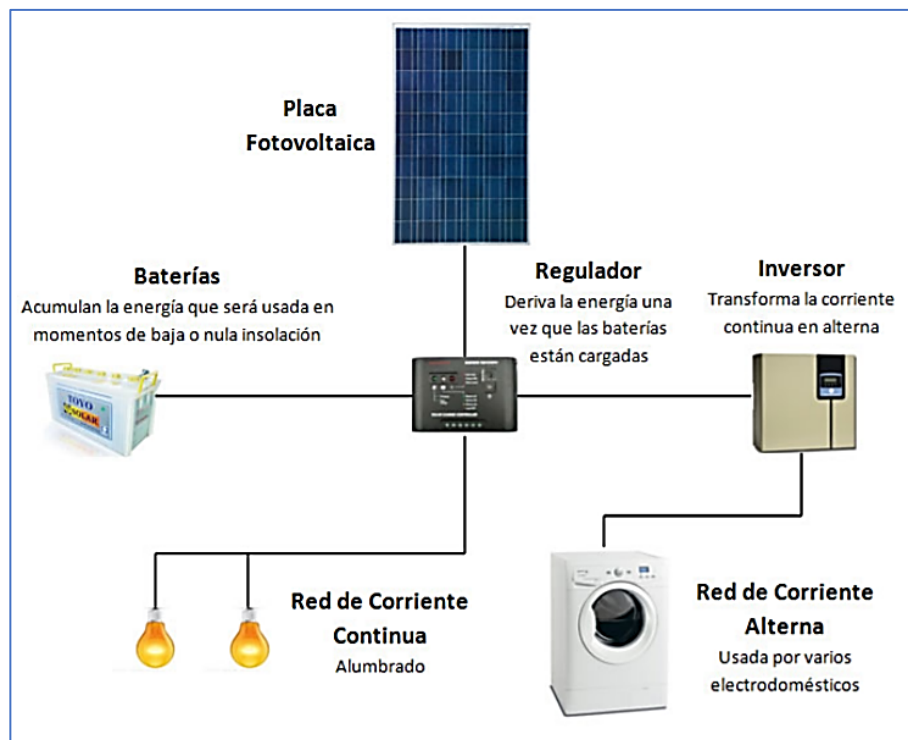


Ilustración 27: Esquema eléctrico básico de una instalación FV aislada. Fuente: www.grupodac.info

Los paneles son los encargados de generar electricidad en corriente continua; el regulador tiene la función de regular el proceso de carga y cuidar del estado de la batería. En el sistema de baterías se almacenará la energía generada por los paneles FV. Cuando el inversor detecte consumo, cogerá la energía necesaria de las baterías, la transformará en corriente alterna (CA) y abastecerá las necesidades.

2.7.1.3 Aplicaciones

- *Aplicaciones espaciales:* Utilizado en equipos electrónicos de satélites y naves espaciales.
- *Sector de gran consumo:* Como pueden ser calculadoras, relojes, etc.
- *Telecomunicaciones:* Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar FV. Por ejemplo: repetidores de TV, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc.
- *Señalización:* La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas FV. Por ejemplo: balizamiento de aeropuertos, señalización de carreteras.
- *Bombeo:* En pozos alejados de la red eléctrica, para el bombeo. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que, en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce.
- *Zonas protegidas:* En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, resulta más rentable utilizar sistemas FV en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.
- *Electrificación de viviendas aisladas:* Si hay gran distancia del punto de consumo a la red
- *Alumbrado de calles y carreteras:* Poder utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil, hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.

2.7.2 Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red

2.7.2.1 Definición

Una instalación fotovoltaica conectada a red se caracteriza, principalmente, porque la energía generada no tiene que responder a una demanda concreta como ocurre en los sistemas FV aislados. El objetivo principal es generar la mayor cantidad de energía posible, adaptada al espacio físico disponible y al coste de la inversión que se quiere realizar. Esta energía generada se inyecta a la red de distribución pública.

Por esta razón, una de las diferencias principales de estas instalaciones es que no dispone de sistemas de acumulación ni de reguladores, puesto que no es necesario almacenar la energía generada.

2.7.2.2 Elementos de un Sistema FV Conectado a Red

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico conectado a la red son:

- **Módulos FV / Paneles FV**

Se denomina panel solar FV (se explica en detalle en el apartado “2.5.3. Panel fotovoltaico”) al conjunto de células FV (se explica en detalle en el apartado “2.5.2. Célula fotovoltaica”) que son las encargadas, a través del efecto FV (se explica en detalle en el apartado “2.5.1. Efecto fotovoltaico”), de convertir la radiación solar en electricidad. Pueden ser de varios tipos, principalmente, de silicio monocristalino, silicio policristalino o de silicio amorfo (cada tipo está explicado con detalle en el apartado “2.5.2.1. Tipos de células y su rendimiento”).

Las células se conectan entre sí en serie y paralelo para conseguir la tensión e intensidad de funcionamiento deseadas. Por otro lado, es importante fijarnos siempre en la curva I-V que proporciona cada fabricante en sus hojas técnicas y en la influencia de la temperatura en la corriente y tensión del módulo. El aumento de temperatura hace aumentar ligeramente la corriente y en mayor medida, disminuir la tensión de salida del módulo. (se explica con mayor detalle en el apartado “2.5.3.1. parámetros fundamentales de un panel FV”).



Ilustración 28: Panel FV.
Fuente: www.infucop.cl

- **Generador FV**

Para generar electricidad es necesario dotar a la instalación de un generador fotovoltaico, que está formado por los paneles solares FV. Estos paneles se agrupan de la siguiente forma:

- Conexión en serie: formando una cadena, rama o “string”.
- Conexión de cadenas en paralelo: formando el generador propiamente dicho o bien una matriz o “array”, con un determinado número de “strings” en paralelo.

Los módulos se conectan entre sí, en serie y paralelo, con el fin de obtener los valores de potencia y tensión admisibles por el inversor, además han de estar orientados de tal forma que se consiga el máximo aprovechamiento.



Ilustración 29: Generador fotovoltaico.

Fuente: www.energiaestrategica.com

■ Inversor

Los inversores se encargan de convertir la energía eléctrica generada en corriente continua (CC) por los módulos FV a corriente alterna (CA), en las condiciones requeridas por la red eléctrica, como son, una frecuencia de 50 Hz y una tensión de 230V o 400V.

Los dispositivos para instalaciones conectadas a red son distintos a los que se utilizan en las instalaciones aisladas, en este caso, la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la compañía, sin pasar por los equipos de consumo de la vivienda, estando prohibida por la legislación vigente la instalación de baterías.

La colocación de los inversores se realiza lo más próxima posible a los módulos FV, de este modo, se minimizan las pérdidas en el cableado y se ahorra en longitudes de cables de gran sección, como son las líneas principales de CC. El rendimiento de los inversores oscila entre el 91% y 95%.

En España, el *R.D. 1699/2011*, indica que si la potencia nominal del inversor o suma de inversores es menor o igual de 5 kW, la conexión con la red de distribución debe ser monofásica, mientras que, cuando es mayor es obligatorio hacer una conexión trifásica.

En sistemas de mayor potencia, más de 15 kW, es necesario usar inversores con salida trifásica.

La conexión trifásica se puede realizar con un sólo inversor con salida trifásica, o con tres inversores monofásicos (uno para cada fase) conectados en paralelo. Deben cumplir las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas certificadas por el fabricante) incorporando *protecciones* frente a:

- Protección contra sobrecargas.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones presentes en la red como: defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.
- Cortocircuitos en alterna.



Ilustración 30: Inversor FV. Fuente: www.cemaer.org

Es necesario que la instalación disponga de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica. Si esta separación no está garantizada por el inversor se deberá introducir un transformador de aislamiento entre ambas.

- **Equipos de medida: Contador, y conexión a red**

El generador FV necesita dos contadores o uno único bidireccional, debidamente protegidos, colocados entre el inversor y la red. Así, se podrá medir por un lado la energía generada por la instalación que se inyecta a la red y, por otro lado, la energía que pueda haber sido consumida por el generador FV en condiciones de ausencia de radiación solar, o consumo por parte del titular de la instalación.

Para la conexión de la instalación FV a la red de baja tensión, debe existir un interruptor general de maniobra, que este ubicado de tal forma que la empresa distribuidora pueda acceder a él. También es necesaria la colocación de un interruptor automático que corte el suministro en caso de que se pierda el sincronismo con la tensión o la frecuencia de red.

Si la potencia nominal de la instalación, es decir, la potencia nominal de los inversores empleados es superior de 100 kVA, la instalación FV no se puede conectar a la red de distribución de baja tensión. En tales casos, debe disponerse de un **transformador*** y acoplarla a una línea de distribución de alta tensión.

*A la salida del inversor se colocará un **transformador**. Se trata de una máquina eléctrica que transforma los niveles de tensión de salida de la instalación FV, a los niveles de tensión existentes en la red eléctrica a donde se va a interconectar.

Además, este transformador protege al sistema del siguiente modo: Por un lado, evita que puedan pasar pequeñas componentes de corriente continua (CC) a la red, con lo que asegura la calidad del suministro; y, por otro lado, su neutro con puesta a tierra garantiza la separación galvánica entre la zona de alterna (CA) y la de continua, dando así una gran seguridad al sistema.

Por otro lado, que la potencia nominal sea inferior a 100 kVA no asegura que se pueda realizar la interconexión a la red de baja tensión. Esta potencia no puede superar la mitad de la capacidad de transporte de la red de distribución en baja tensión pública en el punto de conexión. Dicha capacidad de transporte se define como la capacidad térmica de diseño de la red de distribución en el punto de conexión.



Ilustración 32: Equipos de medida de instalación fotovoltaica.
Fuente: www.soliclima.es



Ilustración 31: Centro de transformación.
Fuente: PFSA

■ Protecciones

En primer lugar, la implantación de protecciones en una instalación FV debe llevarse a cabo atendiendo a la reglamentación vigente en el *artículo 11* del *Real Decreto 1663/2000* y al *Reglamento Electrotécnico de Baja tensión*.

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar a la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento. Por tanto, las protecciones son los dispositivos empleados para interrumpir el suministro en caso de producirse sobreintensidades o anomalías de funcionamiento que pudieran dañar a los equipos.

Cuando se produce una avería o cualquier anomalía en un circuito, los aparatos de protección serán los encargados de la detección y despeje de ésta, procurando dejar siempre fuera de servicio el tramo más pequeño posible.

Por un lado, disponemos de protecciones de corriente continua:

- Se dispone de un *fusible*, situado en el positivo para cada una de las bajadas de módulos fotovoltaicos, a la entrada del inversor además de un seccionador, con la finalidad de garantizar la seguridad y facilitar el mantenimiento y reparación del sistema.
- Existirán *bastidores* entre positivo y tierra; y negativo y tierra para el generador FV contra sobreintensidades inducidas por descargas atmosféricas.



Ilustración 33: Fusible.

Fuente: Bussmann

Por otro lado, en protecciones de corriente alterna se distinguen:

- *Interruptor magnetotérmico* con intensidad de cortocircuito superior a la establecida en el punto de conexión. Este interruptor debe ser accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual en un momento determinado.
- Un *interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- *Interruptor automático de la interconexión*, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la *interconexión de máxima y mínima frecuencia* (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).



Ilustración 35: Interruptor Magnetotérmico.
Fuente: es.geindustrial.com



Ilustración 34: Interruptor Diferencial.
Fuente: www.elmaterialelectrico.com

■ Estructura soporte

La estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación FV (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el *Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)*.

Se trata de un soporte metálico que proporciona rigidez y resistencia a los paneles fotovoltaicos, además de aislamiento y estanqueidad. Esta estructura es la encargada de sustentar los módulos FV y darles la inclinación y orientación adecuada, de modo que favorezca la máxima absorción de radiación solar posible.

Se construirán a partir de perfiles y tubos modulares y acoplables de acero galvanizado con un revestimiento de zinc que asegura la protección eficaz y eficiente contra las inclemencias de la climatología y asegura una mayor durabilidad y un menor mantenimiento. Esta estructura deberá resistir el peso de los módulos FV, así como posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

Tipos de estructura: La estructura soporte puede ser fija o móvil.

- Soportes fijos.

Se usan en aquellos lugares donde es posible elegir un ángulo de inclinación fijo. Así, si orientamos las placas solares de manera que, en invierno permita mayor exposición a los rayos solares, obtenemos un aumento de la electricidad en horas de oscuridad. Por el contrario, en verano, no tendremos la orientación adecuada, y, por tanto, la eficiencia disminuirá.

Son más económicas que las estructuras móviles. Existen modelos para tejado, pared, suelo, poste e inclusive con integración arquitectónica.



Ilustración 36: Estructura fija. Fuente: www.lealmetal.es

- Soportes móviles.

Tienen la gran ventaja de seguir la trayectoria del sol, pudiendo generar mayor cantidad de energía eléctrica. Existen dos tipos de soportes móviles:

- Seguidor automático pasivo (un eje de rotación)
- Seguidor automático activo (uno o dos ejes de rotación).

El *seguidor automático pasivo* realiza un único movimiento, de Este a oeste. El soporte contiene dos tanques conectados entre sí llenos de un líquido con un punto de ebullición muy bajo. De manera que cuando está en reposo, todo el líquido permanece en uno de los tanques. A medida que el sol va calentando, el líquido comienza a evaporarse, llenando el tanque superior y provocando así, el movimiento acimutal. Este tipo de soporte es ventajoso porque no consume energía eléctrica, aunque el ajuste del ángulo de inclinación debe hacerse manualmente.

El *seguidor automático activo* se presenta en dos variantes: con un eje de rotación o con dos ejes de rotación. La ventaja que presentan es que el movimiento acimutal es más rápido, pues se ejecuta con una pequeña batería. Los de dos ejes de rotación incorporan, además, la posibilidad de un ajuste automático del ángulo de inclinación. Consumen electricidad, alrededor de 5 Wh/día.



Ilustración 38: Estructura con seguidor solar de un eje.
Fuente: www.solarnews.es



Ilustración 37: Estructura solar con seguimiento de dos ejes. (Instalación Murcia). Fuente: www.solener.com



Ilustración 39: Soporte con seguimiento solar 2 ejes (Instalación Córdoba).
Fuente: www.magtel.es

■ Cableado instalación

Como en toda instalación eléctrica la manera de conectar los distintos elementos que aparecen en ella se hace mediante unos conductores eléctricos. Estos conductores vienen determinados por una serie de características como puede ser la longitud que tienen, la conductividad de este, la sección o la intensidad que les atraviesa. Dependiendo de estas características habrá que escoger un tipo de cable según la zona de la instalación en la que nos encontremos.



Ilustración 40: Conductor eléctrico.
Fuente: www.ingemecanica.com

En la siguiente imagen se muestra la distribución y conexión de los elementos anteriormente descritos:

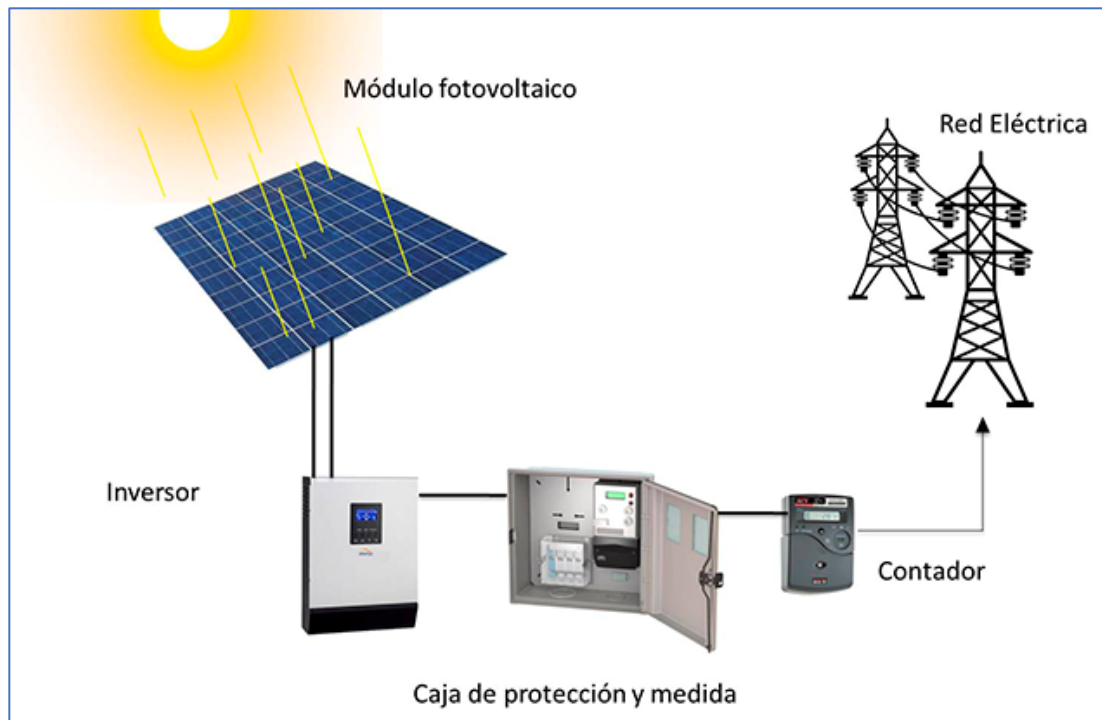


Ilustración 41: Esquema básico de sistema FV conectado a red. *Fuente:* www.renovgal.es

2.7.2.3 Aplicaciones de las Instalaciones Conectadas a Red

Hay varias formas de construir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red:

- **Sobre tejados de naves o edificios industriales o públicos.** En este tipo de instalación se aprovecha el gran espacio vacío expuesto al sol que forman las cubiertas de los edificios de gran superficie.



Ilustración 42: Instalación FV sobre nave. *Fuente:* www.diariorenovables.com

- **Instalaciones en edificios de viviendas y viviendas unifamiliares.** Se aprovecha la cubierta de los bloques de viviendas, o bien de viviendas unifamiliares que presentan una superficie de tamaño adecuado.



Ilustración 43: Instalación FV sobre vivienda. *Fuente:* www.cemaer.org

- **Huertos o centrales solares.** Se trata de instalaciones FV construidas directamente sobre el terreno. Normalmente, se ejecutan en grandes extensiones que no tienen un mejor aprovechamiento agrícola o ganadero.



Ilustración 44: Huerto Solar FV en Extremadura. *Fuente:* www.hoy.es

2.8 Normativa (Legislación de Ámbito Nacional)

Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). (BOE de 18 de septiembre de 2002)

Real Decreto 1435/2002 de 27-12, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y acceso a las redes de baja tensión.

Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico (BOE número 306, de 23 de diciembre de 2005).

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE número 126, de 16 de mayo de 2007).

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Real Decreto 1623/2011, por el que se regula el régimen jurídico de las extensiones naturales de las redes de distribución eléctrica, así como de las denominadas instalaciones de nueva extensión de red eléctrica.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Plan de Energías Renovables (PER). Actualmente vigente el del periodo 2011-2020.

Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental.

Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

3 OBJETO Y ALCANCE

Las crisis energética, ambiental y económica a nivel global, a las que se ha hecho mención en el apartado “1. **INTRODUCCION**” de este documento, son las causas de promover la realización de este tipo de instalaciones de origen renovable, con el fin de reducir el uso de energías de origen fósil, y así, evitar la emisión de gases contaminantes a la atmósfera (calentamiento global), y contribuir a la sostenibilidad energética del país.

El objetivo del presente estudio es determinar la viabilidad técnica y económica de una instalación solar fotovoltaica conectada a red, concretamente un “*huerto solar*”, con el fin de inyectar la energía generada a la red, para su posterior venta en el mercado eléctrico español. Esta energía se vendería a precio de “*pool*” obteniéndose un margen de beneficios por su venta, tal y como establece el *RD 1578/2008*, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En este trabajo se estudiará la posibilidad de llevar a cabo el proyecto en una finca situada en una zona próxima a Castro Urdiales (Cantabria), con el fin de obtener el máximo beneficio energético de ésta.

A priori, Cantabria no sería la zona idónea que elegir para la implantación de un huerto solar fotovoltaico, ya que en España disponemos de otras zonas con mayores horas de sol y radiación solar recibida, la razón principal por la que dicho emplazamiento es elegido radica en la posesión de la parcela de origen familiar carente de explotación en la actualidad. Asimismo, al ser una zona sin ningún valor natural o paisajístico, la colocación masiva de paneles no va a tener prácticamente impacto medioambiental.

En el estudio se analizarán, entre otros, los siguientes aspectos:

- Funcionamiento de la tecnología solar fotovoltaica.
- Cálculo de la radiación solar disponible y previsión de energía generada.
- Cálculo estructural (orientación e inclinación óptima de paneles FV, etc.).
- Componentes de la instalación (generador FV, inversor, equipos de medida).
- Distribución física de los elementos.
- Cálculo eléctrico (esquema eléctrico, cableado, etc.).
- Estudio de viabilidad económica.

Los principales objetivos del estudio son:

- Viabilidad técnica y económica de la instalación.
- Máximo aprovechamiento energético de la parcela en cuestión.
- Disposición óptima de los paneles fotovoltaicos, con el fin de generar la máxima energía posible e inyectarla a la red.
- Máxima rentabilidad de la instalación.
- Fomentar la energía solar como fuente de producción de energía limpia.

Para su diseño y posterior estudio económico se tendrá en cuenta la legislación vigente en la actualidad, a junio de 2018, para este tipo de instalaciones. (Detallada en el apartado “2.8. **Normativa**”).

4 UBICACIÓN DE LA PLANTA EN ESTUDIO

El emplazamiento propuesto para la instalación del “huerto solar” se encuentra en la localidad de Castro Urdiales, provincia de Cantabria. Este municipio está ubicado en el noreste de la comunidad autónoma.

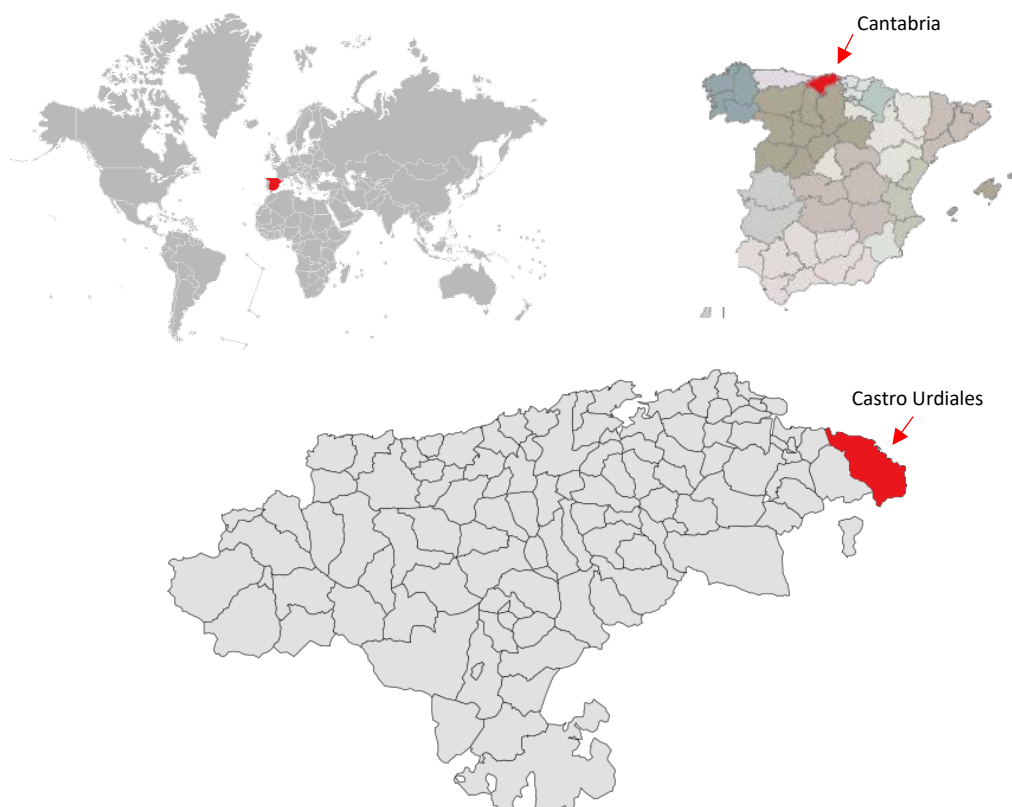


Ilustración 45: Situación geográfica de la zona de estudio. Fuente: www.wikipedia.com (elaboración propia).

La instalación FV objeto de este estudio se llevará a cabo en una finca, situada en el polígono 29, parcela 40 (Rozas, Castro Urdiales). La parcela cuenta con una superficie de 64.280 m², de los cuales 408 m² están contruidos, y la siguiente referencia catastral 39020A029000400000JX. La parcela tiene calificación de suelo rústico, y es una propiedad privada.

Por ser el promotor de la instalación el propietario de ésta no será necesario establecer ningún contrato de arrendamiento, como viene siendo habitual en este tipo de instalaciones de realizar contratos a 25 años.

El impacto visual no se considera relevante, debido a que es una zona poco visible desde zonas de acceso público.

La energía eléctrica generada se verterá a la línea eléctrica más cercana. En este caso la entidad suministradora y distribuidora pertenece a *Iberdrola S.A.*

El principal uso de la finca es agrario. Sin embargo, dicha finca posee una serie de características beneficiosas para una instalación fotovoltaica como son:

- Terreno en pendiente con la zona más alta en la parte Norte y la zona más baja en la parte Sur de la misma.
- Terreno rústico y poco aprovechado en la actualidad.
- Accesibilidad del área.
- Existencia cercana de una línea eléctrica de evacuación.

Las coordenadas de la finca son:

- *Coordenada X:* 481.339,29
- *Coordenada Y:* 4.802.555,77



Ilustración 46: Vista aérea de la zona de estudio. Fuente: Google maps

5 METODOLOGIA DE ESTUDIO

5.1 Análisis del Terreno

El dimensionamiento del campo solar irá en función del máximo número de paneles que puedan ser instalados en la superficie útil del emplazamiento y, por consiguiente, de la potencia nominal que pueda instalarse.

Debido a que nuestra zona de estudio se encuentra en Castro Urdiales (España), es decir, se ubica en el hemisferio norte los paneles deben estar orientados en dirección sur para así obtener el máximo aprovechamiento de la energía disponible. Las dificultades que presenta la orografía de la zona de estudio hacen necesario que se tenga que analizar que partes del total de la finca están orientadas al sur, y éstas sean óptimas para poder llevar a cabo la instalación.

Se recurre a la base de datos de la página web de <http://mapas.cantabria.es/> para poder analizar aquellas partes de la finca que ofrecen una orientación óptima. Se trata de una página web facilitada por la “*Consejería de Universidades de Investigación, Medio Ambiente y Política Social del Gobierno de Cantabria*” que ofrece distintos medios de consulta para libre interpretación como son geología, geomorfología, topografía, geodesia, etc.

En nuestro caso nos interesa aquella información relacionada con el relieve, especialmente con las curvas de nivel, ya que éstas permiten obtener una interpretación aproximada de la altitud del terreno. Y además con ello poder obtener, por un lado, que partes de la finca están orientadas hacia el sur y por otro, obtener un valor aproximado de la pendiente que presenta el terreno.

Debido a, que el presente trabajo se trata de un estudio y por falta de recursos utilizaremos la página web mencionada, aunque lo más correcto sería utilizar una base de datos del terreno existente tipo a las que ofrece el Instituto Geográfico Nacional (IGN) o llevar a cabo un levantamiento topográfico de la zona.

Tras entrar en la aplicación de mapas de Cantabria y localizar la zona de estudio, se activa la información que deseamos conocer como es la superficie y sus curvas de nivel. Posteriormente dicha información se importa hasta la aplicación de AutoCAD.

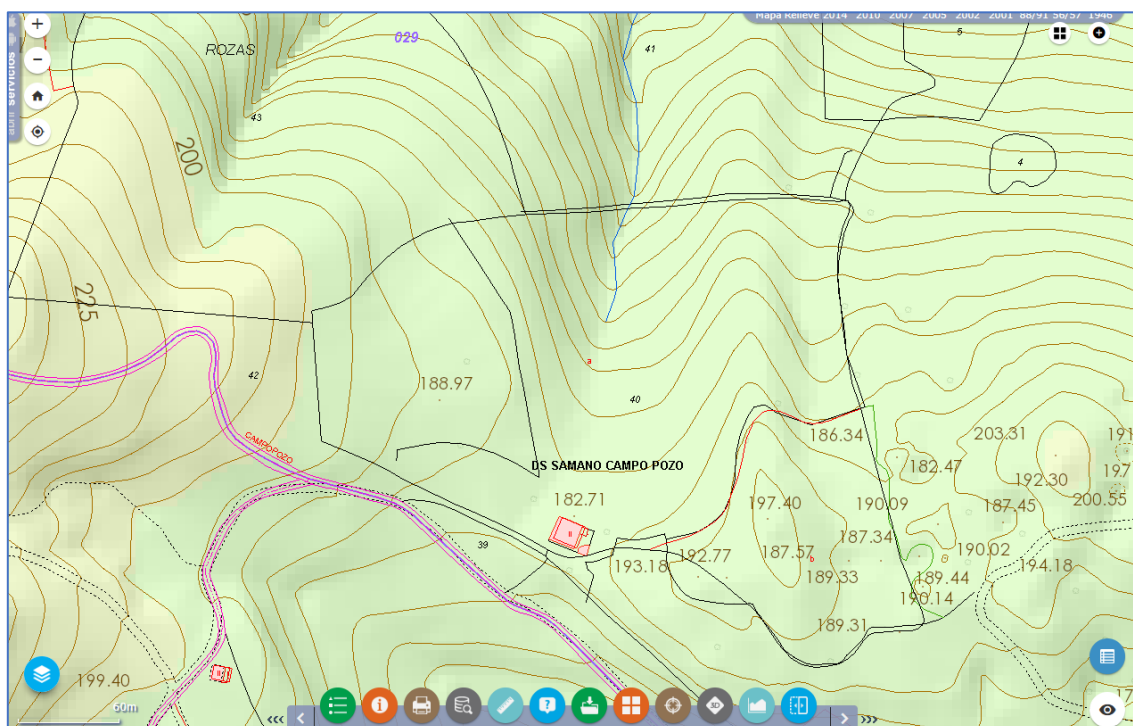


Ilustración 47: Zona de estudio. Fuente: <http://mapas.cantabria.es/>

El siguiente paso consiste en, una vez tenemos la cartografía importada en AutoCAD, escalar el terreno hasta hacer coincidir la escala del mapa con la de AutoCAD, para así trabajar en magnitud real. Posteriormente, se trazan varios perfiles transversales dirección norte-sur, como podemos ver en la siguiente imagen. (Están numerados de izquierda a derecha, del 1 al 7).

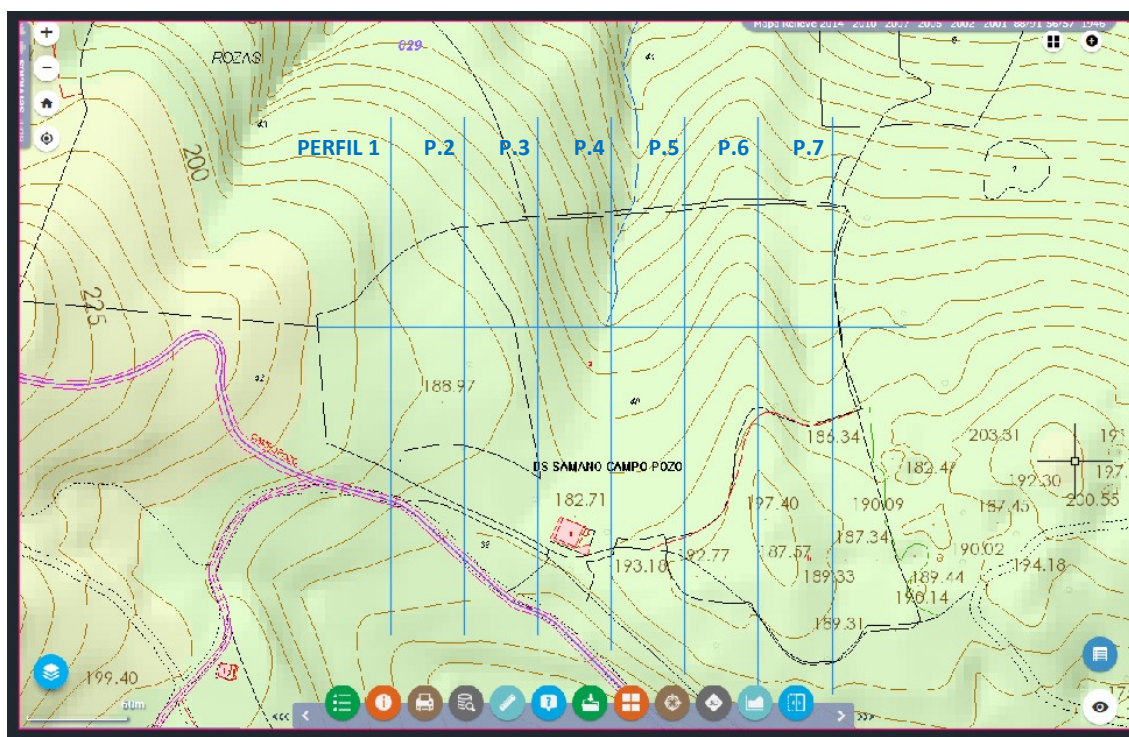


Ilustración 48: Zona de estudio con perfiles hechos. Fuente: AutoCAD

‘Captura de imagen’ de los perfiles producidos en AutoCAD. Procedemos a analizarlos.

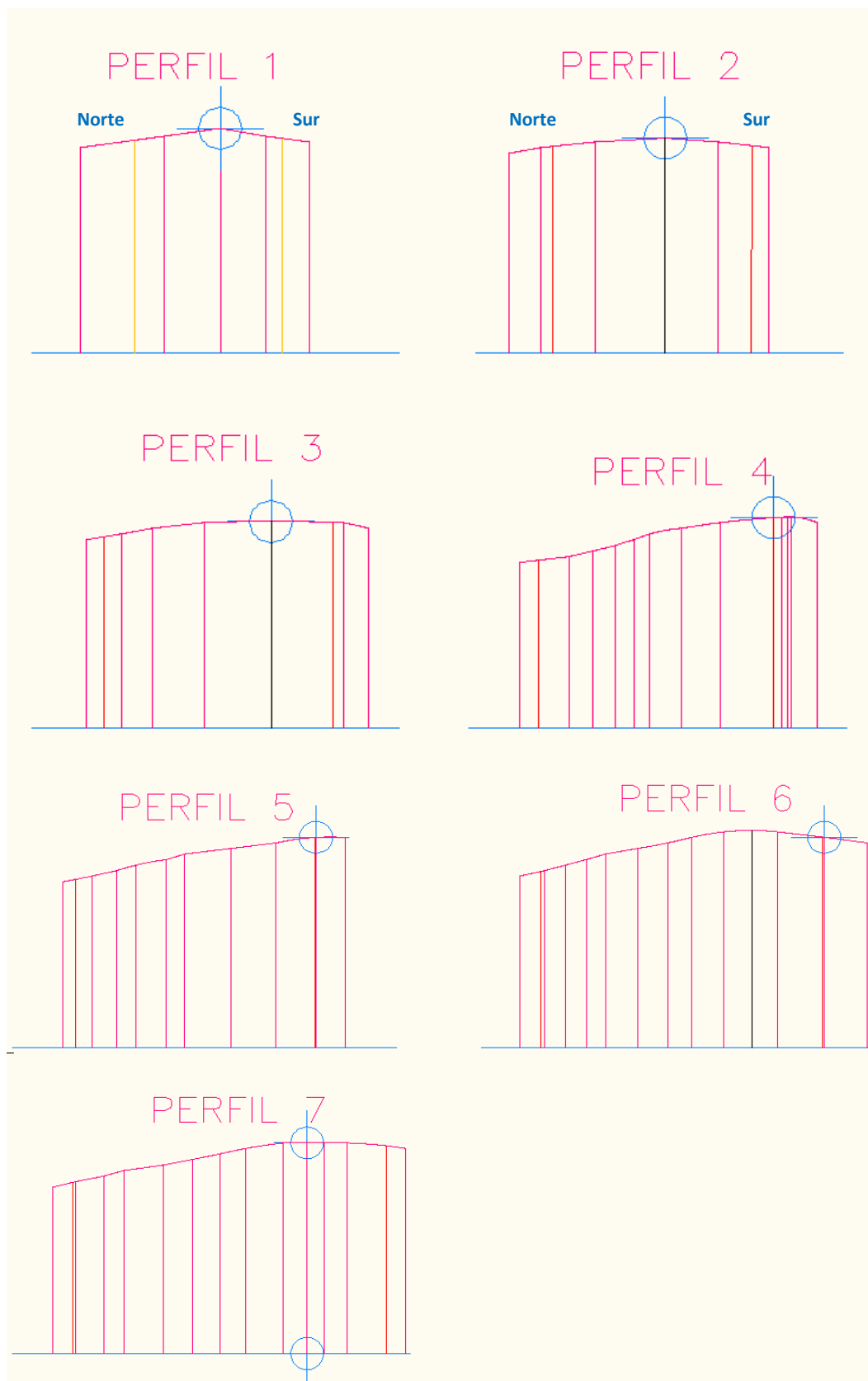


Ilustración 49: Perfiles del terreno producidos en AutoCAD

La parte izquierda de los perfiles representa la zona Norte de la finca. Por un lado, en esta zona se necesita conseguir un mayor ángulo de inclinación respecto a la pendiente en comparación con la parte Sur y, por otro lado, las sombras producidas por otros paneles hacen necesario que exista una mayor separación entre filas, lo que provoca que haya una disminución en la producción de energía por metro cuadrado de la zona.

La parte derecha de los perfiles representa la zona Sur de la finca. Por las razones mencionadas en el párrafo anterior, solo se buscará instalar el mayor número de paneles posibles en esta zona de la finca aprovechando la pendiente de esta, para disminuir el ángulo de inclinación del panel respecto al terreno y las distancias entre paneles. De este modo se podrá conseguir un mayor volumen de energía producida por metro cuadrado, y además menores pérdidas.

Los perfiles anteriormente dibujados mediante AutoCAD sirven del mismo modo para calcular la pendiente del terreno en distintos puntos de este. En las siguientes tablas se representa para cada uno de ellos las pendientes aproximadas mediante trigonometría y un valor medio de la pendiente.

Tabla 1: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 1.

PERFIL 1						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
185	190,000	71,286	5	7,01	10,47	14,21
185	186,479	46,187	1,479	3,20		
185	196,895	119,000	11,895	10,00		
185	196,895	75,630	11,895	15,73		
185	190,000	37,169	5	13,45		
185	188,140	23,338	3,14	13,45		

Tabla 2: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 2.

PERFIL 2						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
175	180,000	26,673	5	18,75	13,01	10,73
175	181,125	37,175	6,125	16,48		
175	185,000	73,333	10	13,64		
175	188,300	132,770	13,3	10,02		
180	188,300	88,407	8,3	9,39		
180	185,000	43,322	5	11,54		
180	181,723	15,321	1,723	11,25		

Tabla 3: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 3.

PERFIL 3						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
165	167,523	14,934	2,523	16,89	15,65	16,03
165	170,000	29,600	5	16,89		
165	175,000	56,353	10	17,75		
165	180,000	100,179	15	14,97		
165	181,683	157,144	16,683	10,62		
175	181,683	83,130	6,683	8,04		
175	180,247	30,745	5,247	17,07		
175	180,000	21,753	5	22,99		

Tabla 4: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 4.

PERFIL 4						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
145	146,875	15,645	1,875	11,98	17,85	17,54
145	150,000	41,721	5	11,98		
145	155,000	61,971	10	16,14		
145	160,000	81,516	15	18,40		
145	165,000	97,071	20	20,60		
145	170,000	110,622	25	22,60		
145	175,000	137,619	30	21,80		
145	180,000	170,611	35	20,51		
180	184,354	37,130	4,354	11,73		
180	185,000	29,887	5	16,73		
180	185,000	25,714	5	19,44		
180	185,000	22,482	5	22,24		

Tabla 5: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 5.

PERFIL 5						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
150	152,112	11,306	2,112	18,68	16,86	0,06
150	155,000	24,961	5	20,03		
150	160,000	46,724	10	21,40		
150	165,000	63,759	15	23,53		
150	170,000	90,401	20	22,12		
150	175,000	106,457	25	23,48		
150	180,000	146,838	30	20,43		
150	185,000	186,400	35	18,78		
190	189,967	25,874	0,033	0,13		
190	190,000	25,336	0	0,00		

Tabla 6: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 6.

PERFIL 6						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
155	159,178	18,291	4,178	22,84	20,46	12,58
155	160,000	21,891	5	22,84		
155	165,000	40,029	10	24,98		
155	170,000	58,591	15	25,60		
155	175,000	75,177	20	26,60		
155	180,000	103,115	25	24,24		
155	185,000	129,667	30	23,14		
155	190,000	150,577	35	23,24		
155	195,000	178,806	40	22,37		
155	196,265	203,388	41,265	20,29		
185	196,265	100,938	11,265	11,16	19,85	10,50
185	195,000	78,838	10	12,68		
185	190,200	39,282	5,2	13,24		
185	190,000	37,714	5	13,26		

Tabla 7: Pendiente del terreno pertenecientes al perfil 7.

PERFIL 7						
Punto Inicio	Punto Fin	Distancia (ΔX) (m)	Altura (ΔY) (m)	Pendiente (%)	Pendiente Total (%)	Pendiente Zona SUR (%)
150	154,435	17,474	4,435	25,38	19,85	10,50
150	155,000	19,699	5	25,38		
150	160,000	44,380	10	22,53		
150	165,000	61,872	15	24,24		
150	170,000	96,775	20	20,67		
150	175,000	121,987	25	20,49		
150	180,000	145,962	30	20,55		
150	185,000	168,844	35	20,73		
150	190,000	229,709	40	17,41		
185	190,000	78,740	5	6,35	14,65	
185	187,396	16,358	2,396	14,65		

*En color gris se representa la zona Norte de la finca.

Una vez que se obtienen las pendientes aproximadas del terreno desde los perfiles, se calcula la media de cada uno de ellos. En la siguiente tabla se muestra el resumen de la pendiente media de cada perfil de la zona orientada al sur. Se obtiene que la pendiente total de la finca es de un 16,31% mientras que la pendiente de la zona que nos interesa en este estudio, orientación sur, es de aproximadamente 11,66%. Nos fijaremos en la pendiente cuyo valor es más bajo.

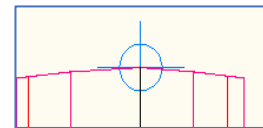
Tabla 8: Tabla resumen de las pendientes del terreno de la zona Sur y pendiente total terreno.

PENDIENTE ZONA SUR							TOTAL
Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5	Perfil 6	Perfil 7	
14,21	10,73	16,03	17,54	0,06	12,58	10,50	16,31

La pendiente cuyo valor es más bajo presentará la más restrictiva a la hora de establecer la distancia de separación entre paneles, de forma que se reduzcan las pérdidas por sombreados entre módulos. Dicha pendiente utilizada para cálculo es 0,06%.

En caso de que el estudio resultará ser viable y se llevará a cabo la posterior ejecución de la instalación, sería necesario realizar obra civil con el fin de nivelar y obtener una pendiente constante del terreno, o bien, a la hora de tomar los soportes para la estructura fija de los paneles realizar las zapatas de las estructuras con altura variable.

Por otra parte, los perfiles transversales nos permiten obtener la línea que separa la zona Norte de la Sur en el terreno. Para conseguir dicha línea tenemos que devolver del perfil los puntos más altos de la zona (en donde se realiza el cambio de pendiente) al plano topográfico. En los perfiles los puntos de cambio están marcados como se puede apreciar en la imagen.



A continuación, se muestra la zona resultante del proceso, la que nos interesa para realizar el estudio.

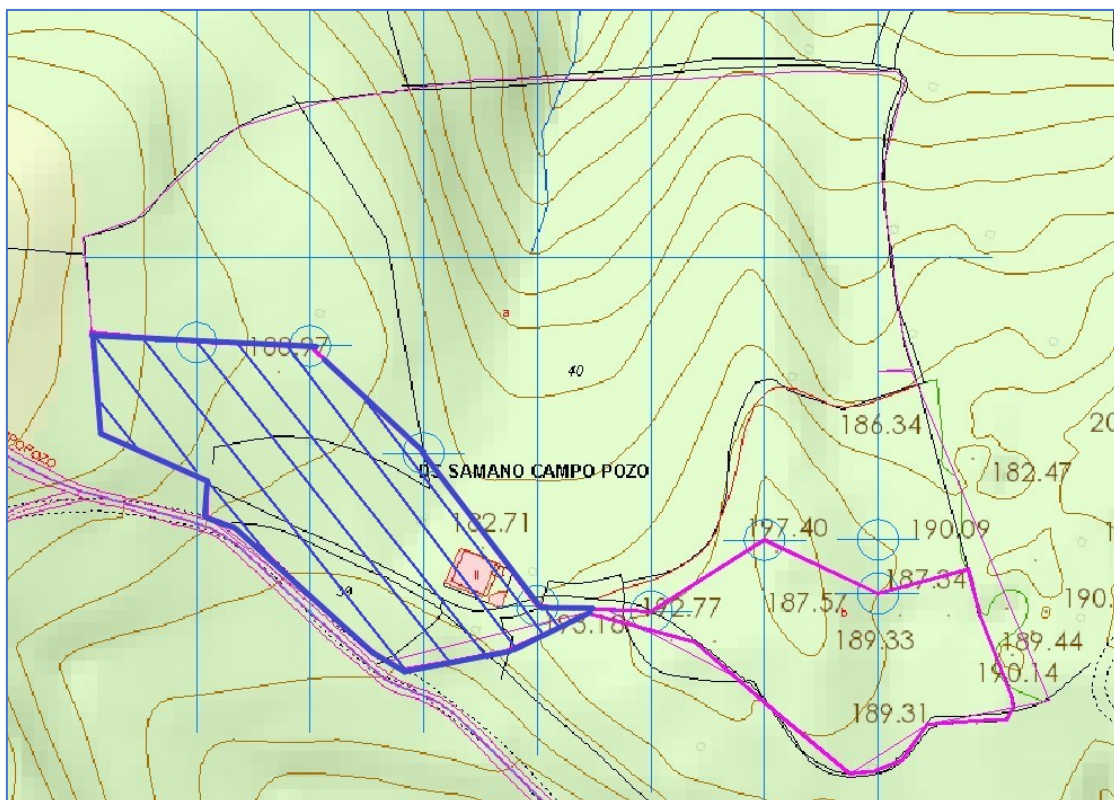


Ilustración 50: Diferenciada zona Norte y Sur de la finca. *Fuente:* AutoCAD

De la anterior imagen se obtiene que de los 64.280 m² totales de la finca únicamente están orientados al sur aproximadamente 19.172 m² (~30%). Además, de esta parte es necesario restar la zona situada al este ya que se trata de zonas rocosas más escarpados donde la instalación se vuelve más difícil de llevar a cabo, por lo que nos quedaría una superficie de 13.391 m². Y, por último, debemos quitar los 408 m² de la vivienda construida.

Con lo que nos quedaría una superficie útil de 12.983 m² del total de la finca (*parte rayada en azul de la imagen*).

5.2 Elección del Panel Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos, como ya se vio en detalle en el apartado “2.5.3. *Panel fotovoltaico*”, están formados por un conjunto de células FV que son las encargadas de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Las células se conectan entre sí en serie y paralelo para conseguir la tensión e intensidad de funcionamiento deseadas. Pueden ser de varios tipos, principalmente, de silicio monocristalino, silicio policristalino o de silicio amorfo (cada tipo está explicado en detalle en el apartado “2.5.2.1. *Tipos de células y su rendimiento*”).

Actualmente existen en el mercado numerosas marcas de módulos fotovoltaicos y diversos modelos de estos. A continuación, se muestra una tabla comparativa en la que se han preseleccionado los siguientes 4 fabricantes y modelos por su amplia experiencia en el mercado fotovoltaico, como son ATERSA (España), SolarWorld (Alemania), SunPower (Estados Unidos) y Trina Solar (China). En este estudio se ha determinado elegir un módulo de silicio monocristalino ya que presenta un mayor rendimiento en comparación con los otros tipos. A su vez, se ha tomado en consideración una potencia de 300Wp, dado que es una potencia estandarizada para muchos fabricantes. Se procede a comparar las principales características en función de cada modelo (datos extraídos de sus correspondientes fichas técnicas):

Tabla 9: Comparativa de paneles fotovoltaicos

	MARCA			
	ATERSA	Trina Solar	SolarWorld	SunPower
TECNOLOGÍA CÉLULAS	Monoc.	Monoc.	Monoc. PERC	Monoc.
CÉLULAS DEL MÓDULO	72 (6x12)	60 (6x10)	60	96
POTENCIA NOMINAL (PNOM)	305 W	300 W	300 W	327 W
EFICIENCIA DEL MÓDULO (%)	15,68%	18,10%	17,89%	20,10%
TENSIÓN MÁX. POTENCIA (VMÁX)	36,71 V	32,60 V	32,60 V	54,70 V
CORRIENTE MÁX. POTENCIA (IMÁX)	8,31 A	9,19 A	9,31 A	5,98 A
TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO (VOC)	44,89 V	39,90 V	40,00 V	64,90 V
CORRIENTE CORTOCIRCUITO (ISC)	8,84 A	9,64 A	9,83 A	6,46 A
DIMENSIONES (MM)	1965 x 990 x 40	1650 x 992 x 35	1675 x 1001 x 33	1559 x 1046 x 46
PESO (KG)	22,5	18,6	18	18,6
GARANTÍA (AÑOS)	10 producto	10 años fabricación 25 años potencia lineal	20 años producto 25 años potencia lineal	25 años producto y rendimiento
PRECIO	160€/unidad	99€/unidad	125€/unidad	191€/unidad

*Datos tomados en condiciones de medida estándar, STC (Standard Test Conditions): masa de aire AM1,5; Irradiancia: 1000W/m² y Temperatura de la célula: 25°C

Podemos apreciar como el módulo del fabricante americano SunPower presenta un rendimiento notablemente mayor que el resto de los modelos y una amplia garantía, pero ello conlleva un precio también mucho más elevado. Por ello, este modelo queda descartado de nuestro estudio ya que este proyecto no se trata de una planta fotovoltaica de grandes dimensiones donde sería más fácil sacar rentabilidad a este tipo de módulos.

Los modelos que presentan los otros 3 fabricantes tienen unas características similares, mientras que el módulo de ATERSA presenta 72 células, los modelos de Trina Solar y SolarWorld contienen 60, pero no es un factor determinante a la hora de escoger el módulo que utilizaremos en nuestra instalación FV.

Para nuestra elección nos vamos a guiar en función de la eficiencia del módulo, la garantía que ofrece el fabricante, y por supuesto e la parte económica. El modelo de ATERSA queda descartado ya que es el modelo que menor eficiencia presenta y a su vez es el que tiene un precio más elevado. El módulo de Trina Solar tiene una eficiencia sensiblemente mayor, pero la garantía que ofrece el fabricante es considerablemente inferior.

En función de estos datos, para nuestro estudio nos quedaremos con el modelo alemán SolarWorld-300 mono PERC, ya que presenta una buena relación calidad-precio y es el único fabricante que ofrece 20 años de garantía del producto y 25 años de garantía de potencia lineal. Es importante la garantía de los productos ya que este tipo de instalaciones tiene una vida útil en torno a los 25 años. Se trata de un modelo cuya fabricación completa se realiza en Alemania, además SolarWorld cuenta con una extensa experiencia en el sector de más de 40 años.

5.3 Orientación y Ángulo de Inclinación

El objetivo de la instalación FV es aprovechar al máximo la energía solar que puede incidir en los paneles fotovoltaicos en la zona de estudio. Para ello es importante definir correctamente la orientación e inclinación que estos tendrán, para evitar pérdidas indeseadas.

La *orientación* se define por un ángulo llamado azimut (α), que es el ángulo que se forma entre la proyección de la radiación solar a la superficie en el plano horizontal y el meridiano del lugar. Debemos tener en cuenta la ubicación del terreno, en nuestro caso está situado en el hemisferio norte, de modo que se capture la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde $\alpha=0^\circ$.

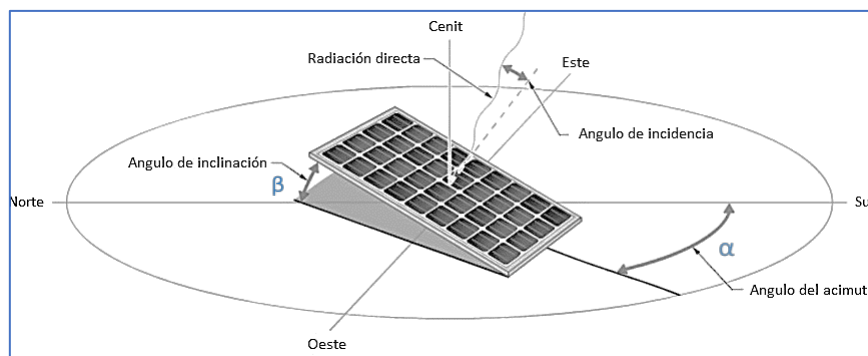


Ilustración 51: Ángulo de azimut (α) y ángulo de inclinación (β). Fuente: Google imágenes

Lo que se busca con el ángulo de *inclinación* (β) es conseguir que la radiación solar sea lo más perpendicular posible a la superficie del panel, para así maximizar la radiación captada y la energía producida.

El ángulo de inclinación óptimo se determina en función de la latitud (ϕ) de la zona, en nuestro caso tenemos un valor de 43°N .

El cálculo de dicho ángulo se obtendrá mediante dos métodos, el del “mes peor” y a través de la aplicación informática PVGIS. Esta aplicación nos ofrece una serie de mapas interactivos de Europa, que recogen los datos referentes a la irradiancia solar sobre la superficie, a lo largo del tiempo y para diversos ángulos de incidencia. Además, con PVGIS se pueden obtener datos de irradiancia, radiación, temperaturas medias e incluso estimaciones de la producción eléctrica de una instalación fotovoltaica.

5.3.1 Método del “Mes Peor”

En este método se debe considerar el periodo de explotación de la instalación fotovoltaica, y la latitud del emplazamiento donde serán instalados los paneles solares. Se calcula el ángulo de inclinación óptimo aproximado de los paneles respecto a la horizontal siguiendo la siguiente tabla:

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Ilustración 52: Cálculo del ángulo de inclinación óptimo. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE

El diseño de nuestra instalación será anual, de modo que sustituimos ($\phi - 10$; $43 - 10 = 33$), y obtenemos un valor aproximado de 33° el cual será nuestro ángulo de inclinación óptimo.

5.3.2 Ángulo Óptimo Mediante PVGIS

Mediante el PVGIS podemos obtener un ángulo de inclinación óptimo anual para la localización propuesta, en nuestro caso latitud: $43^\circ 22' 32''N$ y longitud: $-3^\circ 13' 49''W$, partiendo de una orientación Sur.

Month	H_h	I_{opt}
Jan	1510	63
Feb	2270	56
Mar	3710	44
Apr	4620	29
May	5300	16
Jun	5750	9
Jul	5770	13
Aug	5050	24
Sep	4250	40
Oct	2840	52
Nov	1620	60
Dec	1360	66
Year	3680	36

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

Ilustración 53: Ángulo de inclinación óptimo (θ). Fuente: PVGIS

El resultado ofrecido por el programa otorga un valor de ángulo de inclinación óptimo de 36° .

El método del “mes peor” ofrece, desde un punto de vista personal, un resultado menos exacto debido a que únicamente establece como base de cálculo el valor de la latitud. Por tanto, consideraremos un ángulo de inclinación de los paneles durante todo el año de 36°, como establece el programa PVGIS para el emplazamiento considerado en el presente estudio.

5.4 Radiación Solar Disponible en el Emplazamiento

El objetivo de toda instalación fotovoltaica es generar la máxima cantidad de energía posible en un emplazamiento concreto.

De modo que es importante conocer la irradiancia que incide en el terreno propuesto a estudio. Para ello, es necesario conocer los datos geográficos del emplazamiento donde se instalará el generador fotovoltaico. Se exponen a continuación:

- Localidad: Castro Urdiales (Cantabria)
- Latitud: 43.375636 (43° 22' 32.29N)
- Longitud: -3.23035 (3° 13' 49.26W)

Para calcular la radiación solar nos apoyaremos en la base de datos PVGIS, debemos conocer otros datos como, que nuestra instalación tendrá soportes fijos y un ángulo de inclinación óptimo de 36° (como se vio en el apartado anterior).

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 36 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.2 %

Month	H_h	$H(36)$	T_D
Jan	1510	2510	9.0
Feb	2270	3320	8.5
Mar	3710	4670	11.6
Apr	4620	5040	13.9
May	5300	5210	15.0
Jun	5750	5390	17.9
Jul	5760	5530	19.8
Aug	5040	5290	20.3
Sep	4240	5160	19.8
Oct	2840	3960	17.6
Nov	1620	2530	13.0
Dec	1360	2410	10.2
Year	3670	4260	14.7

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 $H(36)$: Irradiation on plane at angle: 36deg. (Wh/m²/day)
 T_D : Average daytime temperature (°C)

Ilustración 54: Datos obtenidos mediante PVGIS para el emplazamiento seleccionado.

En el dimensionamiento de este tipo de instalaciones, en vez de trabajar directamente con valores de irradiancia, habitualmente se usa el concepto de Hora Solar Pico (HSP)*.

*HSP es una unidad de medida que consiste en tomar la radiación solar incidente a lo largo de un día (Wh/m^2) y dividirla entre 1.000 W/m^2 , que es la irradiancia en condiciones estándar bajo la que son medidas las características de los módulos fotovoltaicos (condiciones STC). Como conclusión, en este caso las HSP equivalentes de nuestro emplazamiento serán 4,26.

5.5 Distancia Mínima entre Filas de Módulos FV

Otro factor para tener en cuenta en el diseño de la instalación FV es la distancia mínima que las filas deben tener entre sí, con el fin de evitar pérdidas por sombreado, y mantener un espacio necesario para la instalación y mantenimiento de los módulos.

Es importante que esta separación sea la mínima posible, ya que si se tiene una distancia demasiado grande podría haber espacios del terreno sin aprovechar. De modo, que se reduciría así la eficiencia de la planta y la producción de energía eléctrica. Por otro lado, desaprovechar espacio disponible conlleva un incremento en el tiempo de retorno de la inversión inicial.

El cálculo de la distancia adecuada se realiza de acuerdo con el siguiente gráfico:

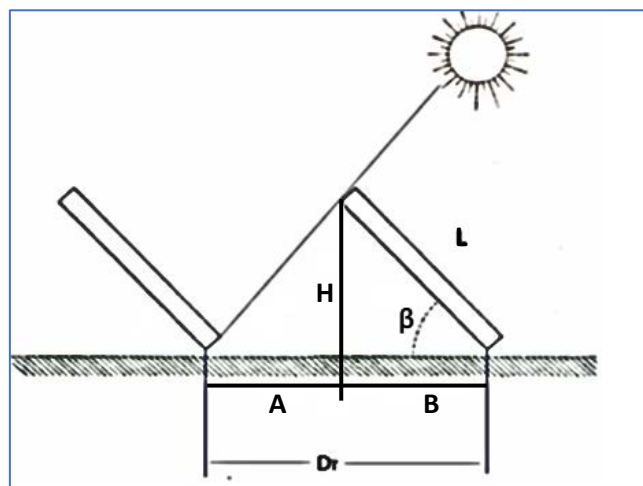


Ilustración 55: Separación entre filas. Fuente: www.energiasolar.lat

Donde:

L: Representa la longitud del panel.

H: Altura del panel desde la parte alta posterior hasta el suelo.

β : Ángulo que forma el panel con la horizontal. En nuestro caso será necesario restar el ángulo de la inclinación del terreno al de la inclinación óptima del panel.

A: Representa la distancia horizontal existente entre la parte posterior de la vertical que corta con la superficie de un panel y el comienzo del siguiente.

B: Protección horizontal del panel.

Es necesaria la latitud (ϕ) de la zona para poder obtener todas las variables anteriormente definidas. Para ello se utilizarán las siguientes series de fórmulas:

$$A = H/\text{tg}(61^\circ - \text{Latitud})$$

$$H = L \cdot \text{sen } \beta$$

$$B = L \cdot \text{cos } \beta$$

$$Dr = A + B$$

Teniendo en cuenta que la latitud (ϕ) de Castro Urdiales es de $43,38^\circ$ y tomándose los valores de las pendientes del terreno se determina la separación correcta entre paneles para cada perfil.

Para la conversión de las unidades de pendiente a grados, nos apoyaremos en el siguiente gráfico:

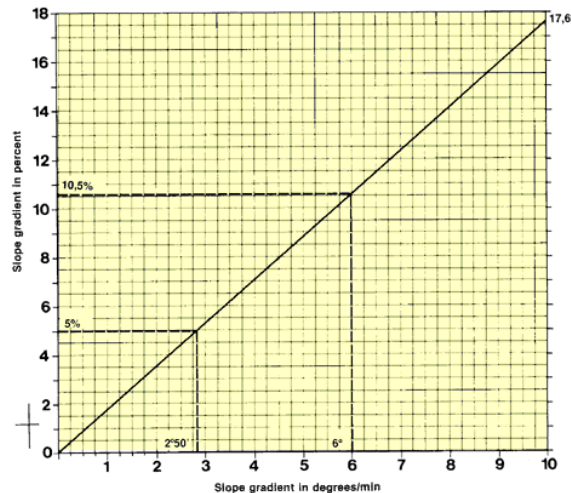


Ilustración 56: Conversión unidades. Fuente: ww.aristasur.com

Que la pendiente sea del 10,5% significa que por cada 100 metros recorridos en horizontal se avanzan 10,5 en vertical, traducido a grados serían 6° como podemos ver en la imagen de arriba.

Tomándose como datos de referencia: longitud del panel (L), inclinación óptima sobre la horizontal (β), proyección horizontal (B) y vertical (H) del panel sobre los ejes cartesianos; y, latitud de la zona (ϕ). Todos ellos se recogen en la siguiente tabla:

L panel (m)	β ($^\circ$)	H (m)	B (m)	Φ ($^\circ$)
1,675	36	0,985	1,355	43,380

Se calculan las distancias entre los paneles de acuerdo con el siguiente gráfico:

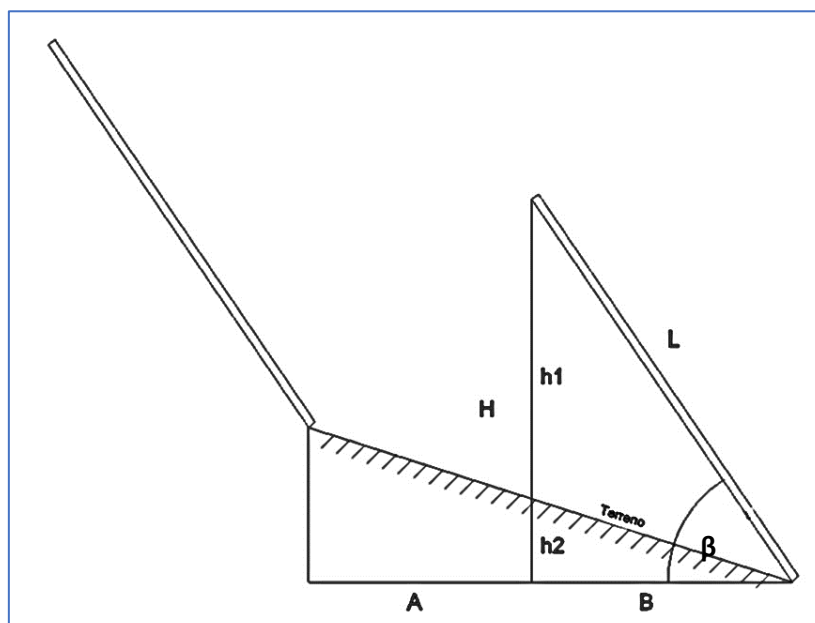


Ilustración 57: Esquema separación paneles con terreno en pendiente. Fuente: Elaboración propia

Mediante trigonometría para obtener las distancias, en primer lugar, se ha calculado la distancia desde la horizontal hasta la pendiente (h_2), después a cada perfil se le ha restado esa distancia a la proyección vertical del panel FV y se obtiene la longitud entre paneles horizontales (A), así como la distancia de base a base (c). Los valores obtenidos se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 10: Tabla resumen resultados de la distancia

N.º Perfil	Pendiente		h_2	h_1	A	c
	%	º	(m)	(m)	(m)	(m)
Perfil 1	14,21	8,09	0,19	0,79	2,49	3,89
Perfil 2	10,73	6,12	0,15	0,84	2,64	4,02
Perfil 3	16,03	9,11	0,22	0,77	2,42	3,82
Perfil 4	17,54	9,95	0,24	0,75	2,35	3,76
Perfil 5	0,06	0,04	0,00	0,98	3,10	4,45
Perfil 6	12,58	7,17	0,17	0,81	2,56	3,95
Perfil 7	10,50	5,99	0,14	0,84	2,65	4,03

De promedio se obtiene una separación media horizontal entre paneles de 2,6 metros.

5.5.1 Cálculo Separación de la Primera Fila

Debemos tener en cuenta, otros factores como, que la parte sur de la finca limita con una plantación de eucaliptos. La plantación y la finca de este estudio están separados por un camino de 2 metros, existiendo otros 2 metros entre el camino y la primera fila de árboles, habiendo un total de 4 metros de separación.

A continuación, se muestra una foto de la zona tomada a pie de campo dónde se puede apreciar el camino y la plantación de árboles mencionada anteriormente.



Ilustración 58: Foto de la finca objeto de estudio

Las plantaciones de este tipo tienen un ciclo de crecimiento relativamente corto, alcanzando entre 10 y 15 metros de altura hasta la copa en torno a los 15 años. Transcurrido ese tiempo, como principal uso industrial, se les suele cortar para su aprovechamiento en plantas papeleras.

La altura que finalmente alcanzan los árboles es un factor que debemos tener en cuenta, ya que la sombra que producen sobre la zona influye en las pérdidas que puedan tener los paneles, así como en la rentabilidad de estos.

Por esta razón, en este apartado se calcula la distancia mínima necesaria entre los árboles y la primera fila de paneles. Se aprovechan los datos del terreno existentes al realizar los perfiles transversales. Se toma como referencia el estado actual de la plantación que, estando en una etapa intermedia de crecimiento, se situaría sobre los 10 metros de altura.

Tabla 11: Tabla resumen que contiene resultados de la distancia

N.º Perfil	Pendiente		h2	h1	A	Distancia final
	%	º	(m)	(m)	(m)	(m)
Perfil 1	14,21	8,09	0,19	9,81	30,888	26,888
Perfil 2	10,73	6,12	0,15	9,85	31,014	27,014
Perfil 3	16,03	9,11	0,22	9,78	30,793	26,793
Perfil 4	17,54	9,95	0,24	9,76	30,730	26,730
Perfil 5	0,06	0,04	0,00	10,0	31,486	27,486
Perfil 6	12,58	7,17	0,17	9,83	30,951	26,951
Perfil 7	10,5	5,99	0,14	9,86	31,045	27,045

Tomándose una altura de árbol aproximada de 10 metros, h1 equivale a la distancia vertical del tronco restándole la distancia vertical debido al avance de la pendiente (h2). Con h1 se hace igual que en el caso anterior, utilizándose la fórmula para obtener el valor de A, se consigue obtener la distancia entre los árboles y el primer panel. A esa distancia es necesario restar el ancho del camino más la parte del terreno que no está cultivada de la finca, es decir, 4 metros. Una vez hecho el cálculo, se obtiene la distancia existente desde la valla de la finca hasta la primera fila de captadores, obteniéndose una distancia de 27 metros aproximadamente.

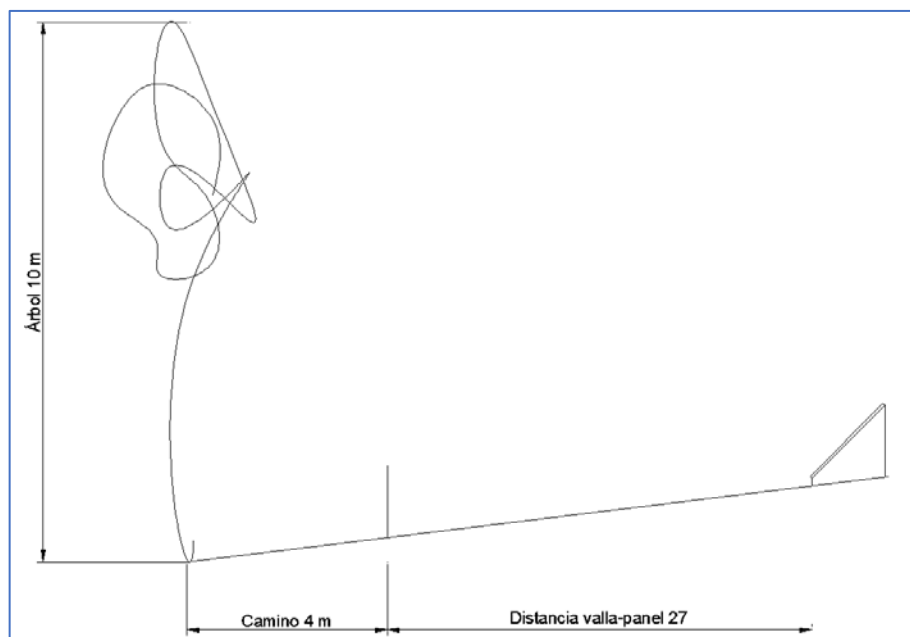


Ilustración 59: Esquema distancia zona arbolada – fila de módulos. Fuente: Elaboración propia.

Para concluir, en la última columna de la tabla anterior “distancia final” se recoge la separación mínima que debemos dejar desde donde empieza la finca hasta la primera fila de módulos FV, para así evitar pérdidas por sombras. Se toma 27 metros de distancia de cálculo para la realización del estudio.

5.5.2 Instalación Final

Finalmente, con todas las distancias anteriores calculadas se ha conformado un plano donde aparecen los paneles escogidos para esta instalación, cuyas dimensiones son 1675 x 1001 x 33 (mm), colocados en planta.

Aparte de las separaciones transversales entre filas de paneles, se han dispuesto 20 paneles como máximo por fila, habiendo una separación entre ambos para ir corrigiendo los desniveles del terreno, y evitar del mismo modo sombras laterales en las horas iniciales y finales del día. Además, esta separación se hace con intención de facilitar las labores de instalación de paneles, así como el mantenimiento de estos y de la finca.

La siguiente imagen muestra el plano con los paneles fotovoltaicos orientados al sur dispuestos en planta. La línea azul representa una estimación de la separación necesaria a dejar con el cierre para evitar las sombras de los árboles, lo que corresponde a los 27 metros calculados en el apartado anterior.

Como resultado, se obtiene un total de 1584 paneles FV, para la superficie útil de nuestra zona de estudio.

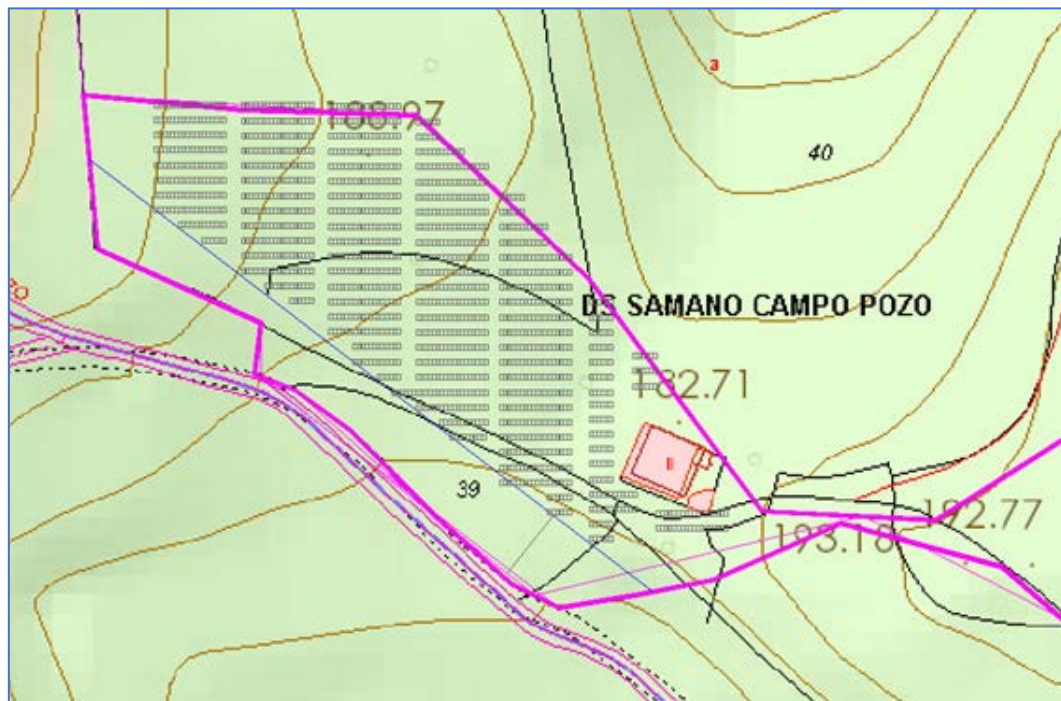


Ilustración 60: Plano de la disposición de los paneles FV. Fuente: Elaboración propia

5.6 Elección del Inversor Fotovoltaico

Como ya se ha visto con anterioridad en el presente estudio, un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función consiste en transformar la corriente continua en corriente alterna, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz para su consumo. Algunas veces se le denomina convertidor CC-CA.

En las instalaciones de conexión a red, la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la compañía, estando prohibido por la legislación vigente la instalación de baterías.

En el Artículo 12. "Condiciones de conexión" del *R.D. 1699/2011* se indica:

1. Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.
2. Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.
3. Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.
4. La contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 por ciento de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.
5. El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

La conexión trifásica se puede realizar con un sólo inversor con salida trifásica o con tres inversores monofásicos conectados en paralelo.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la curva característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o variaciones de la temperatura de los paneles FV. La sensibilidad del circuito detector del punto de máxima potencia es de unos 30W y el tiempo de respuesta en la búsqueda del nuevo punto oscila entre 2 y 10 segundos.

A partir de los parámetros de la red eléctrica, de la situación del sincronismo, y del seguimiento del punto de máxima potencia, el sistema de control principal del inversor comunica al generador en forma de onda senoidal las acciones a realizar en cada momento.

Para la elección del inversor se tiene en cuenta la potencia nominal que es capaz de producir la instalación. Si se disponen de **1584 paneles** FV y cada uno de ellos tienen una potencia nominal de **300 W**, se obtiene que la instalación tiene una capacidad de producción de **475,2 KW**.

El modelo de inversor escogido para nuestra instalación FV pertenece a la marca SMA Ibérica, concretamente el modelo 'Sunny Tripower 25.000TL'. Las características técnicas se exponen a continuación:



Ilustración 61: Inversor Sunny Tripower 25.000TL. Fuente: www.sma-iberica.com

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD	≤ 3%	
Fases de inyección/conexión	3/3	
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%

Ilustración 62: Características técnicas inversor. Fuente: www.sma-iberica.com

Se ha escogido este modelo entre otros por las siguientes razones:

- Cumple con los requisitos de potencia eléctrica necesaria.
- Altas prestaciones frente a una buena relación calidad/precio.
- SMA es el mayor fabricante de inversores solares y con mayor volumen de ventas a nivel mundial, ofreciendo una garantía desde 5 años, lo cual aporta calidad a la instalación y seguridad a la hora de operar.

5.7 Dimensionado Campo Fotovoltaico y Resultados

5.7.1 Temperatura Máxima y Mínima que Pueden Alcanzar los Paneles

Para la realización del cálculo de tensiones de los paneles fotovoltaicos es importante conocer la temperatura de las células que componen el panel FV, debido a la gran influencia que tiene sobre la eficiencia de estos.

En primer lugar, se debe calcular el rango de temperaturas que se pueden alcanzar sobre los módulos fotovoltaicos, a partir de las temperaturas máximas y mínimas de la zona donde se sitúa la instalación utilizando la información recogida en algún organismo oficial como AEMET o similar.

A partir de la temperatura de operación nominal de la célula, T_{ONC} , parámetro relevante que suministra el fabricante, que en nuestro caso es de 46°C pueden obtenerse las temperaturas mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I \cdot [(T_{ONC} - 20) / 800]$$

Dónde:

- **T_c (°C):** Temperatura de las células fotovoltaicas.
- **T_{amb} (°C):** Temperatura ambiente. Datos obtenidos por algún organismo oficial como AEMET.
- **T_{ONC} (°C):** Temperatura de operación nominal de una célula FV en condiciones estándar de referencia que son, una irradiancia total de 800 W/m², espectro del Sol AM1.5, una temperatura del aire de 20 °C, y una velocidad de viento de 1 m/s. Dato facilitado en la ficha de especificaciones técnicas del módulo.
- **I (W/m²):** Irradiación solar medida con célula solar calibrada en CEM situada en el emplazamiento. Datos obtenidos del JRC European Energy Commission (PVGis) o algún Organismo Oficial similar (AEMET, etc.).

La temperatura máxima sobre los paneles se calcula a partir de la máxima temperatura recogida en la zona, siendo igual a 35,40°C (fente: <https://datosclima.es/Aemethistorico>), y un valor de irradiancia estándar de 1000 W/m²:

$$T_{max \text{ módulo}} = T_{amb} + I \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800}$$

$$T_{max \text{ módulo}} = 35,40 + 1000 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 67,9^\circ\text{C}$$

La temperatura mínima que puede alcanzar el panel FV se determina para un nivel de irradiancia de 100W/m² y para la mínima temperatura en la zona, siendo esta -2°C en Castro Urdiales:

$$T_{min \text{ módulo}} = T_{amb} + I \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800}$$

$$T_{min \text{ módulo}} = -2 + 100 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 1,25^\circ\text{C}$$

Según la ficha de especificaciones técnicas del módulo FV, nuestro modelo tiene un rango de operación desde -40°C hasta los +85°C. Cumplimos con esa restricción en la zona de estudio.

5.7.2 Valores de Tensión Máximos y Mínimos que Pueden Alcanzar los Paneles FV

Definiremos las variables a usar en el cálculo (V_{PMP} , $V_{OC\ MAX}$, y $V_{PMP\ MIN}$).

V_{PMP} (V): Tensión máxima potencia en condiciones estándar del módulo FV, se produce con el módulo trabajando a 25°C y es un valor facilitado por el fabricante en la ficha de especificaciones técnicas del panel, en nuestro caso $V_{PMP\ módulo} = 32,6\ V$.





PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	290 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	39.6 V	40.0 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	31.9 V	32.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.75 A	9.83 A
Maximum power point current	I_{mp}	9.20 A	9.31 A
Module efficiency	η_m	17.30 %	17.89 %

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled, ID 0000189351)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	219.6 Wp	226.7 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	36.7 V	37.0 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	29.5 V	30.2 V
Short circuit current	I_{sc}	7.99 A	8.06 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.43 A	7.52 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 97% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

Ilustración 63: Especificaciones técnicas del panel a emplear en nuestra instalación FV. Fuente: SolarWorld

$V_{OC\ MAX}$ (V): Tensión a circuito abierto máxima del módulo, que se producirá a circuito abierto en unas condiciones de mínima temperatura ambiente de -10°C a una irradiancia de 100 W/m².

Se aplicará la siguiente fórmula:

$$V_{OC\ MAX} = V_{OC} + \Delta V * (T_2 - T_1)$$

Donde:

- $V_{OC\ MAX}$: Tensión a circuito abierto máxima del módulo (V).
- V_{OC} : Tensión a circuito abierto en condiciones estándar del módulo (V), en el caso de nuestro módulo es de 40 V.
- ΔV = Coeficiente de incremento de tensión con la temperatura (V/°C)
- T_2 = Temp. mín./max. que puede alcanzar el módulo calculado anteriormente.
- T_1 = Temperatura estándar de funcionamiento (°C) en este caso T_1 igual a 25°C
- Coef. Temp. de V_{OC} medido en (V/°C) o (%/K), en nuestro módulo es -0.29%/K

Por lo tanto, tenemos que el incremento de temperaturas será $\Delta T = T_2 - T_1 = -1,25 - 25 = -26,25^\circ C$ y el incremento de tensión será -0,29(%/°K), valor indicado por el fabricante.

Volviendo a la expresión anterior podemos deducir que la VOC MAX de nuestro módulo será:

$$Voc \text{ max módulo} = Voc + (T2 - T1) \cdot \frac{Coef. Temp de Voc \cdot Voc}{100}$$

$$V \text{ max módulo} = 40 + (-26,25) \cdot \frac{(-0,29 \cdot 40)}{100} = 43 \text{ V}$$

VPMP MIN (V): Tensión mínima del módulo FV. La tensión de entrada al inversor ha de ser menor a la mínima tensión de máxima potencia del inversor, que ocurrirá para una temperatura.

La temperatura máxima que puede alcanzar el módulo se ha calculado en el apartado anterior y toma el valor de 67,9°C, por lo tanto:

$$VPMP \text{ MIN} = VPMP + \Delta V \cdot (T2 - T1)$$

El incremento vendrá dado por $\Delta T = T2 - T1 = 67,9 - 25 = 42,9^\circ\text{C}$, y aplicamos la misma fórmula que para el VOC MAX, pero para el VPMP MIN, se obtiene:

$$Vpmp \text{ min modulo} = Vpmp + (T2 - T1) \cdot \frac{Coef. Temp de Voc \cdot Voc}{100}$$

$$V \text{ min modulo} = 40 + (42,9) \cdot \frac{(-0,29 \cdot 40)}{100} = 35 \text{ V}$$

Isc (A): Intensidad de cortocircuito. Dato facilitado por el fabricante del módulo FV en su ficha técnica, en nuestro caso tiene un valor de $Isc = 9,83 \text{ A}$

Ipmp (A): Intensidad en el punto de máxima potencia. Dato facilitado por el fabricante del módulo FV en su ficha de especificaciones técnicas, en nuestro caso $Ipmp = 9,31 \text{ A}$

5.7.3 Cálculo del Número de Strings en Paralelo Mediante Comparación de Intensidades

El número de strings en paralelo se obtiene comparando la intensidad máxima admisible por el inversor en corriente continua, frente a la intensidad máxima que puede ser suministrada por los módulos, es decir, la corriente de cortocircuito (Isc).

Como ya es conocido, por un mismo string de módulos en serie, circula la misma intensidad. Sin embargo, la intensidad suministrada por el conjunto de todos los strings en paralelo será igual a la suma de las intensidades de cada uno de dichos strings.

Fijándonos en las hojas de características técnicas de los elementos, tenemos que la potencia del inversor elegido es de 25.000W mientras que su tensión máxima de entrada es de 800V, y por otro lado, tenemos que la Isc del módulo seleccionado es de 9,83A.

$$I_{max. admisible} = \frac{Potencia inversor}{V_{max inversor}} = \frac{25.000}{800} = 31,25 \text{ A}$$

$$N^{\circ} \text{ max. strings} = \frac{I_{max. admisible}}{I_{sc. modulo}} = \frac{31,25}{9,83} = 3,18$$

Con los cálculos establecidos, para no sobredimensionar la instalación fotovoltaica obtenemos un máximo de **3 strings** por inversor.

5.7.4 Número Máximo de Paneles en Serie

Para calcular el número máximo de paneles por inversor que será necesario instalar en la instalación FV, se debe establecer una comparación entre los rangos de tensión en el punto de máxima potencia del inversor, y la tensión máxima que pueden ser generadas por los paneles:

$$N^{\circ} \text{ paneles máximo} = \frac{V_{\text{max inversor PM}}}{V_{\text{max módulos}}} = \frac{800}{43} = 19,6$$

$$N^{\circ} \text{ paneles mínimo} = \frac{V_{\text{min inversor PM}}}{V_{\text{min módulos}}} = \frac{390}{35} = 11,2$$

Como se puede observar, el número de paneles máximo en serie nos da como resultado 19,6 siendo necesario adoptar un número entero de paneles. Por lo que se decide instalar ramas de paneles en serie o "strings" de **20 módulos**. Es conveniente instalar un número de paneles próximo al límite máximo, debido a que la tensión por cada ramal será mayor y por tanto la intensidad menor, resultando así, una cantidad de pérdidas inferior. Además,

$$N^{\circ} \text{ paneles max.} = \frac{V_{\text{max inversor PM}}}{V_{oc}} = \frac{800}{40} = 20$$

Una vez calculado el número de módulos, es necesario conocer tensión máxima en el punto de máxima potencia por ramal, es decir, la tensión de un panel por el total de paneles en serie:

$$V_{\text{max. string.}} = N_{\text{paneles. serie}} * V_{\text{max. paneles}} = 20 * 43 = 860 \text{ V}$$

Como única comprobación para una correcta elección del número de módulos en serie, es necesario verificar que la tensión de circuito abierto de dicho conjunto de paneles sea inferior a la tensión máxima de entrada del inversor en DC:

$$N_{\text{paneles. serie}} * V_{oc} < V_{\text{max. inversor}} = 20 * 40 = 800 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

5.7.5 Número de Inversores de la Instalación Fotovoltaica

Finalmente procedemos a calcular el número de inversores que necesitaremos en nuestra instalación. Si se tiene un total de 1584 módulos fotovoltaicos, y se ha determinado conectar 20 módulos máximo en serie en cada string, tendremos un total de 80 filas en la instalación.

$$N^{\circ} \text{ filas instalación} = \frac{N^{\circ} \text{ total paneles FV}}{N^{\circ} \text{ paneles en serie}} = \frac{1584}{20} = 79,2$$

Como se determinó en el apartado anterior, tendremos un máximo de 3 strings conectados por cada inversor, por lo que:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{N^{\circ} \text{ filas instalación}}{N^{\circ} \text{ max strings}} = \frac{80}{3} = 26,66$$

Se necesitarán un total de **27 inversores** en nuestra instalación fotovoltaica.

5.7.6 Estructura Soporte de los Paneles

La estructura es la encargada de sustentar los módulos fotovoltaicos y darles la inclinación y orientación adecuada, de modo que favorezca la máxima absorción de radiación solar posible. Se construirán de un material resistente que asegure la protección eficaz contra las inclemencias de la climatología; que deberá resistir el peso de los módulos FV, así como posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

Existen dos tipos de estructura soporte: las fijas y las móviles. Las estructuras móviles permiten variar su inclinación de modo que en función de la época del año en la que se opere aprovechan mejor la captación de radiación solar, por lo que son más eficientes que las fijas, pero también tienen un coste más elevado.

En el caso de nuestra instalación, los módulos FV estarán orientados al sur ($\alpha=0^\circ$) y tendrán un ángulo de inclinación de 36° con respecto a la horizontal, así como el periodo de operación será anual. Debido a la sencillez que presentan, su facilidad de instalación y mantenimiento; y por ser más económicas en comparación con las móviles, se ha determinado poner estructuras fijas.

Se ha optado por elegir una estructura fija monoposte hincada con dos filas de paneles, modelo HFH-2PH, cuyo material es acero. Se caracteriza por su elevada durabilidad, resistencia a la corrosión, facilidad de instalación y facilidad de reciclado. En cada estructura se albergarán 20 módulos por fila, por lo que se necesitarán un total de 40 estructuras de este tipo.



Ilustración 64: Estructura paneles fotovoltaicos HFH-2PH. *Fuente:* www.hiasa.com

Principales características de esta estructura:

- Calidad del acero S-235/275JR.
- Las estructuras son adaptables a las diferentes dimensiones de paneles del mercado (dos filas de paneles) incluso con la estructura montada.
- Todos los elementos estructurales, así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión según UNE-EN ISO 1461.
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- Facilidad en el montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.
- Perfecta adaptabilidad de los sistemas a la topografía del terreno. Hasta un máximo de pendiente del 12%.
- No necesita cimentación ni ningún tipo de obra civil.

5.7.7 Cableado Instalación. Cálculo de Secciones

Los cables para una instalación fotovoltaica deben tener ciertas características que los hacen particularmente diferentes de los cables que se utilizan en otras instalaciones, estos cables proporcionan más seguridad para el usuario.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán una sección adecuada para garantizar que la caída de tensión en el lado de la corriente continua sea inferior al 1,5%, siendo recomendable el 0,5%; y en el lado de corriente alterna la contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al valor de 2,5 % de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.

Dado que según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en su ITC BT-40, apartado 5, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

5.7.7.1 Cableado en Corriente Continua

El conexionado entre módulos se realizará con terminales multicontacto que facilitarán la instalación y además aseguran la durabilidad de las conexiones. A partir de los módulos FV y hasta el inversor, los positivos y negativos de la instalación son cables unipolares, protegidos y señalados conforme marca la reglamentación vigente. (Rojo- Negro).

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 % en la parte de CC de la tensión nominal, calculando los cables para una intensidad máxima admisible igual a la de cortocircuito del generador fotovoltaico.

El cable más utilizado es un conductor flexible de cobre de aislamiento 0,6/1 KV con polietileno reticulado denominado RV-K o RZ1-K, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Está fabricado de acuerdo con norma UNE 21-123 y presenta unas prestaciones elevadas frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Las cajas de conexión en corriente continua deben ser resistentes a las condiciones climáticas del lugar, y como las que se coloquen en los soportes irán en el exterior precisan un grado de protección mínima IP 64, así como tener aislamiento clase II, con una clara distribución entre el polo positivo y el negativo. Serán cajas de dimensiones adecuadas, en su interior deben estar claramente identificados cada uno de los circuitos, fusible, interruptores, etc. El acceso a estas cajas estará limitado a personal autorizado.

5.7.7.2 Cableado en Corriente Alterna

El cableado de corriente alterna se corresponde al último tramo de la instalación, es el que va desde el inversor hasta el punto de conexión con la red de distribución eléctrica.

El cable más utilizado es un conductor flexible de cobre de aislamiento 0,6/1 KV con polietileno reticulado denominado RV-K, está especialmente diseñados para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Fabricado de acuerdo a la norma UNE 21-123 y presenta unas prestaciones elevadas frente sobrecargas y cortocircuitos.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1 % en la parte de CA de la tensión nominal, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La caída de tensión será diferente si la corriente es continua o alterna y dentro de la alterna si es monofásica o trifásica. Por todo ello las fórmulas para el cálculo de las caídas de tensión quedan de la siguiente manera.

Para instalaciones en corriente continua:

$$U = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V \cdot S}$$

Donde:

U= caída de tensión producida en voltios.

P= potencia consumida en vatios.

L= longitud de la línea en metros.

Y = conductividad del material (cobre o aluminio) en (m/Ωmm²).

V= tensión nominal de la línea en voltios.

S= sección de la línea en milímetros cuadrados.

Para instalaciones en corriente alterna trifásica:

$$U = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot V \cdot S}$$

Donde:

U= caída de tensión producida en voltios.

P= potencia consumida en vatios.

L= longitud de la línea en metros.

Y = conductividad del material (cobre o aluminio) en (m/Ωmm²).

V= tensión nominal de la línea en voltios.

S= sección de la línea en milímetros cuadrados.

En corriente alterna, las cajas de conexión deben ser resistentes a las condiciones climáticas del lugar, irán en el interior de la vivienda edificada en el terreno donde se encuentran los contadores, deberán tener aislamiento clase II. Se colocará una caja de conexión por cada contador, serán cajas de dimensiones adecuadas, en su interior deben estar claramente identificados cada uno de los, interruptores. El acceso a estas cajas estará limitado a personal autorizado.

5.7.7.3 Cálculo de la Sección

El siguiente esquema resume los principales puntos donde cambia la sección del cableado necesario.

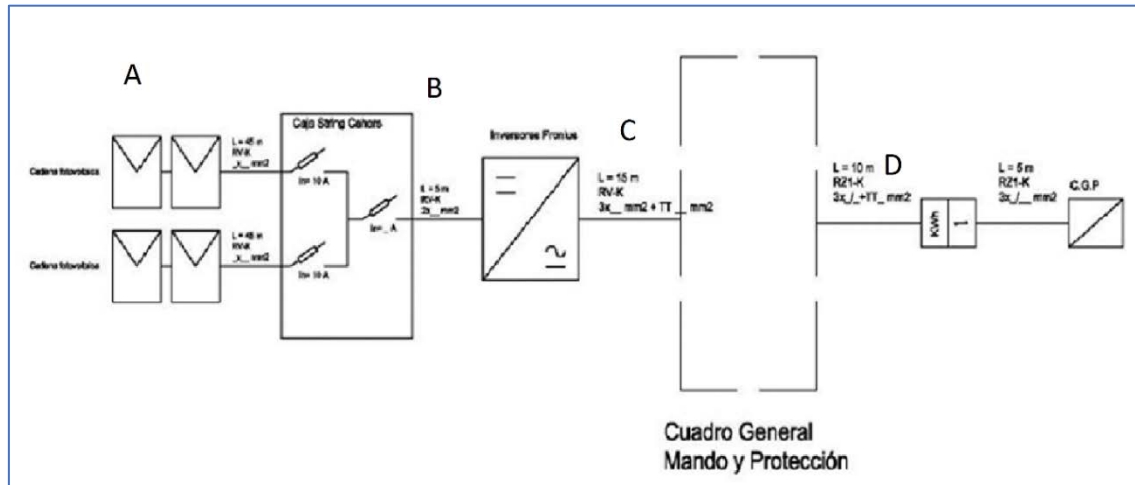


Ilustración 65: Puntos donde cambia la sección del cableado de la instalación. Fuente: www.sfe-solar.com

Cada uno de los puntos marcados en el dibujo (A-B-C-D) corresponde a:

Punto A: Cable que une los paneles en serie.

Como estamos en corriente continua se sumarán las tensiones de los paneles al estar en serie, por lo que $20 \text{ paneles} \times 32,6 \text{ V}_{\text{PMP}} / \text{panel} = 652 \text{ V}$; y la corriente es igual a la unitaria de cada panel al estar en serie $I_{\text{PMP}} = 9,31 \text{ A}$.

Punto B: Cable que une todas las filas de los paneles antes de entrar al inversor.

Como cada inversor tiene capacidad para 3 líneas se sumarán las corrientes de entrada de acuerdo con las Leyes de Kirchoff ($9,31 \text{ A} \times 3 \text{ filas} = 27,93 \text{ A}$). La tensión será igual a la unitaria de cada fila de paneles. Todo ello en corriente continua también.

Punto C: Corriente a la salida del inversor.

Teniendo que la tensión de salida está en trifásica, se toman los valores de tensión y corriente de salida del inversor. ($V = 400/\sqrt{3}$, $I = 36,2 \text{ A}$).

Punto D: Corriente a la salida del cuadro general de mando, en él se suman las corrientes procedentes de cada inversor luego tendremos que la tensión se mantiene, en trifásica, y las corrientes máximas que circulará por ese cable, será igual a la suma de las intensidades máximas de cada inversor. En este punto, debido a la gran potencia que circulará por los cables de salida es necesario realizar una transformación de corriente, de modo que al elevar la tensión se disminuya la corriente que circula por los cables, pudiendo así disminuir la sección de los cables y las pérdidas por conducción.

Para cada uno de los puntos, se calculará siempre teniendo en cuenta a las de mayor longitud en cada una de las líneas.

Para el cálculo de las secciones necesarias en la planta fotovoltaica, se toman como referencia las ITC-BT-40, ITC-BT-07 y ITC-BT-19.

Según el apartado 5 de la ITC BT-40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Según el apartado 2.2. "Intensidades máximas admisibles" de la ITC BT-19 del REBT se tiene:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾							3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾									3x PVC ³⁾		3x XLPE o EPR	
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50				117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601			
240				315	350	374	419	455	490	552	711			
300				360	404	423	484	524	565	640	821			

1) A partir de 25 mm² de sección.
2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
3) O en bandeja no perforada.
4) O en bandeja perforada.
5) D es el diámetro del cable.

Ilustración 66: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza de aislamiento.

Fuente: REBT IT- BT-19

En la anterior tabla, en función del tipo de aislamiento y el modo de conducción teniendo en cuenta la corriente que circula por cada cable, se selecciona la sección más oportuna siempre que la caída de tensión este dentro de una horquilla admisible.

Una vez escogida una sección de acuerdo con las características del punto de la instalación, se determina la corriente máxima admisible para esa sección.

En la siguiente tabla se indican factores de reducción de la intensidad máxima admisible habituales en el caso de agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores, mientras que los factores de corrección para el agrupamiento de varios circuitos en bandejas se pueden consultar directamente en la ITC-BT-07.

No se considerarán los factores de reducción cuando la distancia en la que discurran paralelos los circuitos sea inferior a 2 m, por ejemplo, en la salida de varios circuitos de un cuadro de mando y protección.

Tipo de instalación		Nº de circuitos trifásicos (1)						
		Nº de bandejas	1	2	3	4	6	9
Bandejas perforadas (2)	Contiguos 	1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65
	Espaciados 	1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	-
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
Bandejas verticales perforadas (3)	Contiguos 	1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70
	Espaciados 	1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-
Bandejas escalera, soportes, etc. (2)	Contiguos 	1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
		2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
	Espaciados 	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-
		2	1,00	1,00	1,00	0,95	0,95	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,95	0,75	-

NOTAS:

(1) Incluye además el conductor neutro, si existiese.

(2) Los valores están indicados para una distancia vertical entre bandejas de 300 mm. Para distancias más pequeñas, se reducirán los factores.

(3) Los valores están indicados para una distancia horizontal entre bandejas de 225 mm., estando las bandejas montadas dorso con dorso. Para distancias más pequeñas se reducirán los factores.

Ilustración 67: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos. Fuente: REBT ITC-BT-07

Viendo que cumple, para una intensidad en concreto, los requerimientos a los que se está sometiendo. Se tendrá que calcular la caída de tensión admisible según en cada caso (continua, alterna monofásica, trifásica ...) expuesto en el apartado anterior.

La conductividad del cable teniendo en cuenta que puede llegar a ser de 90°C, se escogerá de la siguiente ilustración:

	Temperatura del conductor		
	20 °C	Termoplásticos 70 °C	Termoestables 90 °C
Cu	58,00	48,47	45,49
Al	35,71	29,67	27,8

Ilustración 68: Tabla temperatura del conductor. Fuente: www.sectorelectricidad.com

A modo de hacer más simple el cálculo y evitar cualquier error humano, se ha realizado el cálculo de las secciones necesarias por medio de una hoja de cálculo Excel. Esta hoja de cálculo está fundamentada en toda la normativa, formulas, variables y características de los conductores explicadas anteriormente.

La siguiente imagen muestra cada uno de los campos que la componen. A partir de unas variables de entrada, se obtiene para cada punto la sección de cable admitida.

Designación del Circuito Tensiones V V

Características de la carga e instalación

Potencia (W) Coeficiente a aplicar Factor de Potencia Longitud (m) u% max (%) Temperatura Ambiente (°C) Coeficiente Reductor Iz

Agrupación de circuitos N° de circuitos agrupados Coef. Reductor Iz

Elección del cable y tipo de instalación N° de conductores por fase

Conductor Aislamiento Suministro Tipo de Instalación Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.

Rho (20 °C) 0,0178571 Temp.Max(°C) 70 Alpha 0,00392 k 115

Ib (A) Sección (mm2) Iz (A) Temperatura uso (°C) 51 Resistividad 0,020028 u% (%) u (V)

Cumple **Cumple**

Haciendo los cálculos para cada uno de los cuatro tipos de cable existentes en la instalación, obtenemos la siguiente tabla resumen:

Tabla 12: Tabla resumen resultados

Punto		A	B	C	D
Tipo		DC	DC	AC	AC
Material		XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
Tensión	V	652	652	400/1,81	400/1,81
Corriente	A	9,31	27,5	36,2	941,2
Longitud	m	12	10	110	50
Sección	mm2	(2+T) x 2,5	(2+T) x 6	(4+T) x 10	(4+T) x 300
U	%	0,34	0,46	0,62	0,95
U	V	2,2	3	2,5	3,8

Como vemos en el último caso, la sección de cable obtenida resulta ser una sección muy grande. Conviene realizar a la salida del cuadro general una transformación de tensión, elevándose la tensión para disminuir pérdidas en el transporte y obtener secciones más pequeñas.

5.7.8 Protecciones y Equipos de Medida

5.7.8.1 Protecciones Contra Corrientes

La protección contra corrientes de defecto viene expuesta en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión la ITC BT-21 “Protección contra contactos directos e indirectos”. El contacto de una persona con un elemento en tensión puede ser directo o indirecto. Se dice que es directo cuando dicho elemento se encuentra normalmente bajo tensión, por el contrario, el contacto es indirecto si el elemento ha sido puesto bajo tensión accidentalmente (fallo del aislamiento).

Protección contra contactos directos. La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Salvo indicación contraria, los medios a utilizar vienen definidos en la Norma UNE 20.460 -4-41, que son habitualmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos diferenciales. Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

Protección contra contactos indirectos. Para la elección de las medidas de protección contra contactos indirectos, se tendrá en cuenta la naturaleza del emplazamiento, las masas y los elementos conductores, la extensión e importancia de la instalación, etc., que obligarán en cada caso a adoptar la medida de protección más adecuada. Las medidas de protección contra los contactos indirectos pueden ser de las clases siguientes:

Clase A: Esta medida consiste en tomar disposiciones destinadas a suprimir el riesgo mismo, haciendo que los contactos no sean peligrosos, o bien impidiendo los contactos simultáneos entre las masas y elementos conductores, entre los cuales pueda aparecer una diferencia de potencial peligrosa. Los sistemas de protección de la Clase A son los siguientes:

- Separación de circuitos.
- Empleo de pequeñas tensiones de seguridad.
- Separación entre partes activas y las masas por medio de aislamientos de protección.
- Inaccesibilidad simultánea de elementos conductores y masas.
- Recubrimiento de las masas con aislamientos de protección.
- Conexiones equipotenciales.

Clase B: Esta medida consiste en la puesta a tierra directa o la puesta a neutro de las masas, asociándola a un dispositivo de corte automático, que origine la desconexión de la instalación defectuosa. Los sistemas de protección de la Clase B son los siguientes:

- Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.
- Puesta a tierra de las masas y dispositivo de corte por tensión de defecto.
- Puesta a neutro de las masas y dispositivo de corte por intensidad de defecto.

5.7.8.2 Protección Contra Sobrecargas

Entendemos por *sobrecarga* al exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento o bien, a una avería o demanda excesiva de carga. Las sobrecargas deben de protegerse, ya que pueden dar lugar a la destrucción total de los aislamientos, de una red o de un equipo conectado a ella. Una sobrecarga no protegida degenera siempre en un cortocircuito.

Los dispositivos más empleados para la protección contra sobrecargas son:

- Fusibles calibrados, tipo gT (de fusión lenta) o gF (de fusión rápida), nunca AM.
- Interruptores automáticos magnetotérmicos (PIA), protege de sobreintensidades.
- Relés térmicos

5.7.8.3 Protección Contra Cortocircuitos

Se denomina *cortocircuito* a la unión de dos conductores o partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial o tensión entre sí, sin ninguna impedancia eléctrica entre ellos.

Los dispositivos más empleados para la protección contra cortocircuitos son:

- Fusibles calibrados, protege los conductores.
- Interruptores automáticos magnetotérmicos

5.7.8.4 Protección Contra Sobretensiones

Al estar expuestas a la intemperie, las instalaciones de energía fotovoltaica están especialmente amenazadas por la descarga de rayos. Su instalación y sus equipos eléctricos y electrónicos pueden ser dañados o destruidos, y la rentabilidad de la generación eléctrica mermada.

La característica fundamental de las instalaciones fotovoltaicas es la existencia de un circuito de corriente continua antes del inversor y otro de corriente alterna a la salida de este. Ambos circuitos necesitan ser protegidos de las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas.

La sobretensión es un aumento de tensión eléctrica. Puede ser peligroso para cualquier equipo eléctrico / electrónico si supera su tensión máxima diseñada. Dependiendo de su duración se denomina transitoria (pico de tensión) o permanente (aumento de tensión). Las causas de las sobretensiones pueden ser naturales (por rayos) o humanas (fallos en conexionado del neutro).

Parte corriente continua. Hay una gran variedad de fabricantes de protecciones contra sobre tensiones en el mercado, estos han sido fabricados para proteger los sistemas fotovoltaicos contra la descarga de rayos. Para ello estas protecciones deben ser Clase II.

Parte corriente alterna. Existen en el mercado equipos diseñado para proteger líneas trifásicas donde el riesgo de descarga directa de rayo sea alto. Deben ofrecer una protección Clase I+II para sobretensiones transitorias.

5.7.8.5 Cuadro de Distribución, Protección y Mando

El cuadro de distribución es donde se alojan las protecciones de las personas contra contactos directos e indirectos, y de la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones de las corrientes alternas generadas a la salida de los inversores. Está formado por un cuadro (IP55 según CEI-529) de Poliéster, reforzado con fibra de vidrio, prensado en caliente que aloja los diferentes mecanismos de protección y mando.

Al cuadro tendrá acceso la empresa de distribución. La envolvente para el interruptor de control de potencia será precintable y sus dimensiones estarán de acuerdo con el tipo de suministro y tarifa a aplicar. Sus características y tipo corresponderán a un modelo oficialmente aprobado.

Los dispositivos generales e individuales de mando y protección serán, como mínimo:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual y que esté dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos. Este interruptor será independiente del interruptor de control de potencia.
- Un interruptor diferencial general, destinado a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos.
- Interruptor diferencial de protección y mando contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones.

5.7.8.6 Puesta a Tierra

Según el Artículo 15 “Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones” del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, estas deben cumplir:

- La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Las secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra serán:

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión(*)	Según apartado 3.4 de la itc-bt-18 16 mm2	16 mm2 Cobre 16 mm2 Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm2 Cobre 50 mm2 Hierro	
(*) La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Ilustración 69: Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra. Fuente: GUIA-BT-18

Los materiales utilizados y la realización de tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación. Los terminales serán bitensión.

5.7.8.7 Equipos de Medida

El seguimiento del funcionamiento de una instalación fotovoltaica de una manera fiable y segura precisa de dispositivos que realicen, al menos, las funciones que se relacionan, con los correspondientes equipos necesarios para ello, además de para la monitorización de la instalación:

Control. Algunas de las funciones de control en una instalación fotovoltaica pueden ser el seguimiento solar de los módulos, posición de seguridad de éstos en caso de condiciones ambientales extremas, supervisión del nivel de carga de los acumuladores, supervisión de los parámetros característicos de la instalación, etc. Estas funciones se realizan mediante un *sistema electrónico*, como un ordenador con software apropiado (scada) para controlar en todo momento los movimientos de la instalación, un autómata programable o un controlador diseñado específicamente para tal fin.

Medida. Para el seguimiento de medida se utilizan habitualmente *contadores* de energía eléctrica de tipo tradicional, electromecánicos, electrónico, etc. Dependiendo del tipo de línea estos contadores deberán ser monofásicos o trifásicos.

En nuestro caso, aprovechamos que el terreno objeto de estudio tiene una vivienda construida sin ningún tipo de uso en la actualidad, en donde irán alojados estos dispositivos. De modo que evitamos realizar la construcción de una “caseta” que es lo que se hace habitualmente para proteger estos elementos.

Finalmente se muestra un esquema unifilar de los componentes de la instalación mencionados anteriormente, tales como protecciones e interruptores, contador, etc.

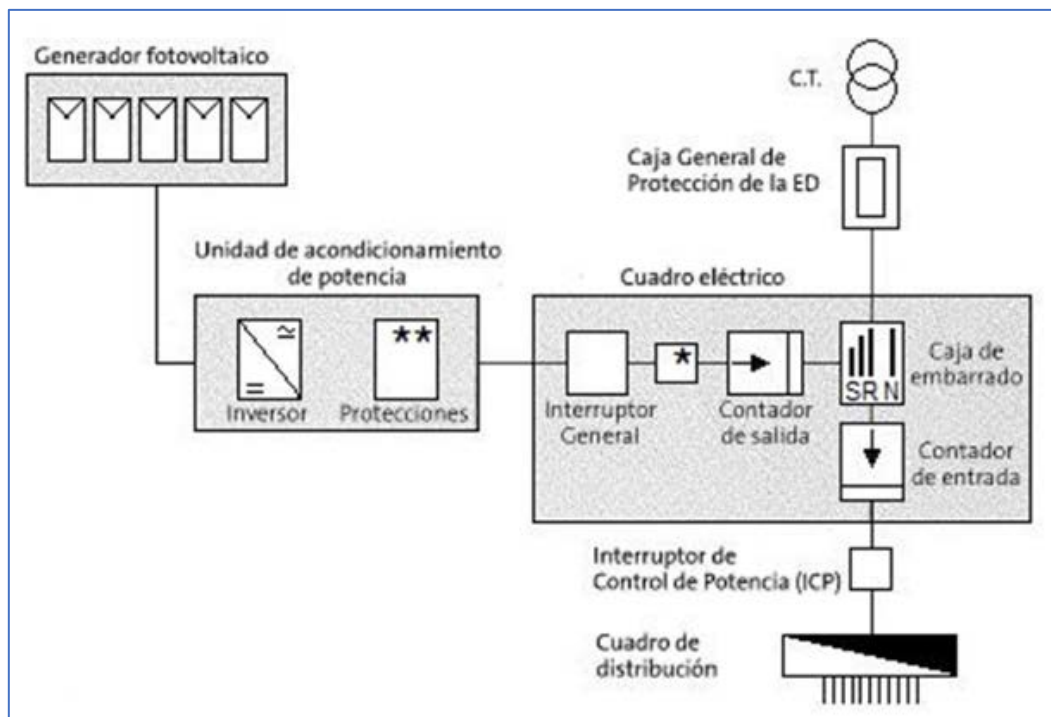


Ilustración 70: Esquema unifilar del diseño eléctrico de una instalación fotovoltaica. Fuente: ULHI

5.7.9 Otros Datos del Terreno

Cabe destacar que, en el caso de nuestra instalación fotovoltaica no necesitaremos realizar la instalación de un centro de transformación ya que tenemos aproximadamente a una distancia de un kilómetro un centro de transformación de IBERDROLA. La energía generada se enganchará allí directamente.

A continuación, se muestra una 'captura de imagen' de la zona en la que se puede apreciar el terreno y el centro de transformación.

TERRENO DE LA INSTALACIÓN FV

CENTRO DE TRANSFORMACION



Ilustración 71: Distancia del terreno al centro de transformación. *Fuente: Google maps*

5.7.10 Performance Ratio (PR)

Para obtener un correcto diseño del huerto solar es fundamental conocer el rendimiento global de la instalación, conocido como performance rate (PR), ya que evalúa la diferencia entre la energía que suministra un sistema fotovoltaico real y una instalación ideal sin pérdidas. Es decir, el performance rate se refiere a la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, y determinará la producción de energía.

El rendimiento global de la instalación (PR) se obtendrá a partir de la siguiente expresión:

$$PR = \eta_{\text{paneles}} * \eta_{\text{Inversor}} * \eta_{\text{cableado}} * \eta_{\text{sombras}}, etc$$

5.7.10.1 Tipos de Pérdidas

Antes de proceder a su cálculo, vamos a definir los principales tipos de pérdidas que se suelen considerar para obtener ese valor.

Azimut e inclinación: la óptima orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos es fundamental para absorber la máxima radiación posible durante todo el año. En nuestro caso, en el diseño hemos tomado la apropiadas para la zona, por lo que las consideraríamos nula.

Pérdidas por sombreado: El procedimiento para determinar pérdidas por sombras consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectoria del Sol. Habitualmente son menores del 2%. La ubicación del huerto solar no presenta obstáculos que proyecten sombra en los módulos solares. En nuestro caso, las pérdidas por sombreados son mínimas, ya que en el diseño de la instalación se ha respetado la distancia mínima entre ramas de módulos para evitar que se proyecten sombras entre ellas.

Tolerancia de la potencia del módulo por la fabricación y el uso. Los paneles sufren una degradación con el paso del tiempo. Por tanto, cuando un fabricante proporciona el valor de potencia del módulo, se trata de una aproximación al valor real, dentro de un rango que suele oscilar entre el +5% y el -10% de dicho valor.

Pérdidas por polvo y suciedad: Cuando se deposita suciedad sobre la superficie del módulo, se disminuye la potencia de salida de este. Una forma de poder minimizar estas pérdidas es inclinando el módulo más de 15º, para evitar por ejemplo la deposición de excrementos de aves, también al tener inclinación en las épocas de lluvia puede arrastrar polvo y mantenerse más limpios. En nuestra instalación la inclinación es de 36º lo cual favorece menores pérdidas de este tipo. Normalmente las pérdidas por polvo y suciedad se estiman entre el 0,5-5%.

Rendimiento del inversor y seguimiento del punto de máxima potencia (PMP): En nuestro caso el inversor elegido para la instalación tiene un rendimiento del 98,20%, por lo que las pérdidas estimadas que presenta son alrededor del 2%. Normalmente el conjunto de pérdidas de este tipo se estima en el orden el 4%-10%.

Caídas de tensión en cables: si se hace un diseño de conductores con secciones adecuadamente grandes, se pueden minimizar estas pérdidas. Se dan tanto en tramos de corriente continua como de corriente alterna. Estas pérdidas incluyen también las caídas de tensión en las conexiones, interruptores y dispositivos de protección como fusibles y magnetotérmicos. En ambos casos (corriente continua y corriente alterna), las pérdidas suelen estar comprendidas entre el 0,5%-1%.

Disponibilidad: si la instalación queda fuera de servicio, se producen pérdidas porque en ese intervalo no se inyecta energía a la red. Esto puede ocurrir por accidentes, por falta de mantenimiento, por vandalismo, etc. Habitualmente se consideran valores del 1-3%.

Pérdidas por temperatura: Los módulos fotovoltaicos están fabricados bajo las Condiciones estándar de Medida (CEM). El fabricante proporciona los valores característicos del módulo medidos en CEM y además proporciona el valor de temperatura de operación nominal de la célula (TONC). La temperatura de funcionamiento de una célula fotovoltaica difiere con la variación de la temperatura ambiente y se define por la expresión siguiente:

$$T_{\text{panel}} = T_{\text{amb}} + I * [(TONC - 20) / 800]$$

Dónde:

- T_{panel} (°C): Temperatura de las células fotovoltaicas.
- T_{amb} (°C): Temperatura ambiente.
- $TONC$ (°C): Temperatura de operación nominal de una célula FV. Dato facilitado en la ficha de especificaciones técnicas del módulo, en nuestro caso es de 46°C
- I (W/m²): Irradiación solar medida con célula solar calibrada en CEM situada en el emplazamiento. Datos obtenidos mediante PVGIS.

Como una célula de silicio suele disminuir su rendimiento un 0,4%/°C a partir de 25°C, el rendimiento que tendrá el módulo a su temperatura de trabajo será:

$$\eta_{\text{panel}} (T_{\text{panel}}) = \eta_{\text{panel}} (25^{\circ}\text{C}) * [1 - (T_{\text{panel}} - 25) * (0,4/100)]$$

En este caso conocemos todos los datos para poder obtener de una forma más precisa las pérdidas por temperatura. Los datos de irradiación y temperatura media de la zona de estudio nos la proporcionan el PVGIS, y la temperatura de operación nominal de la célula nos la facilita el fabricante en la hoja de especificaciones técnicas del módulo, en este caso 46°C.

Tabla 13: Tabla resumen rendimiento del panel fotovoltaico en las condiciones del terreno

Mes	Irradiación (Wh/m2)	Tmedia (°C)	Tpanel	Rendimiento Panel
Enero	2510	9,00	90,58	13,20
Febrero	3320	8,50	116,40	11,35
Marzo	4670	11,60	163,38	7,99
Abril	5040	13,90	177,70	6,96
Mayo	5210	15,00	184,33	6,49
Junio	5390	17,90	193,08	5,86
Julio	5530	19,80	199,53	5,40
Agosto	5290	20,30	192,23	5,92
Septiembre	5160	19,80	187,50	6,26
Octubre	3960	17,60	146,30	9,21
Noviembre	2530	13,00	95,23	12,86
Diciembre	2410	10,20	88,53	13,34
Año	4260	14,70	-	8,74

Según la ficha de especificaciones técnicas del fabricante, el rendimiento del módulo operando en condiciones estándar es de 17,89%, pero hemos calculado que la eficiencia media anual del módulo en la zona donde ira instalado el huerto solar es de 8,74%, por lo tanto, las pérdidas serán: 17,89% - 8,74% = 9,15%.

Por otro lado, las pérdidas por este efecto se pueden minimizar con una adecuada ventilación de los paneles y suelen situarse en el intervalo entre un 3%-10% (típicamente 6,5%).

Una vez conocidos los habituales tipos de pérdidas, debido a la elevada complejidad para determinarlos, el rendimiento PR se ha calculado a partir del ya utilizado programa informático, PVGIS.

Es necesario introducir los datos de la potencia pico de la instalación (en nuestro caso 475,2KW), el ángulo de inclinación de los módulos (en nuestro caso 36°) y requiere una estimación de las pérdidas relacionadas con los equipos que vayan a ser integrados en la instalación, tales como paneles fotovoltaicos, inversor, cableado, etc. Este valor típicamente se estima en pérdidas de un 7%.

Según el programa PVGIS, al valor introducido como pérdidas en los diferentes equipos, se le añaden un 8,9% debido a pérdidas por temperatura y baja irradiancia (incluido sombras, polución del ambiente, etc.), y un 2,8% en función de pérdidas por efecto de la reflexión.

Aunque en nuestro caso hemos visto que las pérdidas por temperatura son algo superiores, por lo que tomaremos el valor de 9,20%. Por tanto, el PR resultaría:

$$PR = \eta (\text{panel, inv., etc}) * \eta (\text{temp., sombr., polución}) * \eta_{\text{cableado}} * \eta (\text{efecto reflexión})$$

$$PR = 0.93 * 0.908 * 0.972 = 0.8208$$

$$P_{\text{pérdidas}} = 1 - PR$$

$$P_{\text{pérdidas}} = 1 - 0.8208 = 0.1792$$

Para concluir, se puede observar que la instalación presenta unas pérdidas aproximadas del 17,92% y tendrá un rendimiento en torno del 82,08%.

5.7.11 Producción Mensual y Anual esperada de la Instalación FV

La estimación de la energía suministrada por la instalación fotovoltaica a la red eléctrica se realiza a través de la siguiente ecuación (fuente: IDAE):

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

- **G_{dm} (α, β):** Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador. Datos obtenidos mediante PVGIS, en nuestro caso G_{dm} (0,36).
- **P_{mp}:** Potencia pico del generador, en nuestro caso tiene un valor de 475,2 kW.
- **PR:** Performance rate, o rendimiento global de la instalación. Dato calculado en el apartado anterior y que en nuestro caso tiene un valor de 82,08%
- **G_{CEM}:** Tiene un valor de 1kW/m²

Tabla 14: Producción anual esperada para la instalación fotovoltaica

Mes	G _{dm} (0,36) [kWh/m ² día]	P _{mp} [kWp]	PR	E _d [kWh/día]
Enero	2,51	475,2	0,821	979,01
Febrero	3,32	475,2	0,821	1294,95
Marzo	4,67	475,2	0,821	1821,51
Abril	5,04	475,2	0,821	1965,82
Mayo	5,21	475,2	0,821	2032,13
Junio	5,39	475,2	0,821	2102,34
Julio	5,53	475,2	0,821	2156,94
Agosto	5,29	475,2	0,821	2063,33
Septiembre	5,16	475,2	0,821	2012,63
Octubre	3,96	475,2	0,821	1544,57
Noviembre	2,53	475,2	0,821	986,81
Diciembre	2,41	475,2	0,821	940,01
PROMEDIO [KWh/día]				1661,59
TOTAL ANUAL [KWh/año]				606479,66

Se tiene que la producción anual estimada es de **606,479MWh**.

5.7.12 Resumen Resultados

Finalmente, en este capítulo se hace un resumen de los resultados obtenidos en apartados anteriores.

Para el diseño técnico de la instalación, se toma como punto de partida el terreno objeto de estudio. En primer lugar, debemos determinar la superficie aprovechable de todo el espacio disponible analizando las características de este, es decir, su pendiente y orientación. Se realizan varios perfiles transversales a lo largo del terreno para obtener la pendiente. Una vez tenemos calculada la pendiente del terreno, se desestima la parte que tiene orientación al norte y nos quedamos con las zonas que tienen orientación sur. De las 6,5 hectáreas iniciales del terreno, se obtiene como superficie útil alrededor de 1,2 hectáreas.

El objetivo de toda instalación fotovoltaica es generar la máxima cantidad de energía posible en un emplazamiento concreto, de modo que es importante conocer la irradiancia que incide en el terreno propuesto a estudio. Haciendo uso del programa informático PVGIS nos reporta todos los datos acerca de la irradiancia en la zona tanto por meses como de forma anual. Lo que da como resultado que se tiene una irradiancia de $4260 \text{ Wh/m}^2/\text{año}$, o lo que es lo mismo 4,26 HSP.

Para la elección del módulo FV se hace una comparación de las principales características entre varios modelos de marcas relevantes del mercado, y valorando la eficiencia y la relación calidad-precio, nos decantamos por un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino de la marca SolarWorld, modelo 300W MONO PERC.

Una vez escogido el módulo a instalar, se procede a determinar la orientación y ángulo de inclinación óptimo que estos deben tener para evitar tener pérdidas en su eficiencia. España está situada en el hemisferio Norte, por lo que se captará mayor radiación solar si se orientan los módulos al sur geográfico ($\alpha=0^\circ$), por otro lado, la inclinación óptima varía en función de la latitud de la localización. En nuestro caso hemos tomado de referencia el dato obtenido por el ya mencionado programa informativo PVGIS que nos indica que es la inclinación (β) óptima para instalar los módulos es de 36° .

Además de la orientación e inclinación, es importante tener en cuenta otros factores en el dimensionamiento de la planta como es la separación que debe existir entre módulos con el fin de evitar pérdidas por sombreado. Ya que si no se deja una separación adecuada entre paneles las sombras harían que se produjese una reducción en la eficiencia de la planta, así como de la producción de energía eléctrica. En este caso teniendo en cuenta la pendiente del terreno obtenemos un valor de 2,6m de separación entre filas.

Por otro lado, se debe tener en cuenta si existen obstáculos cercanos al terreno que pudiesen producir sombra en la zona. En nuestro caso, el único obstáculo que puede producir sombras sobre los módulos es una plantación de eucaliptos colindante con una parte de la finca. Por lo que se hacen los cálculos oportunos y se determina dejar una separación de 27 metros desde la valla del terreno hasta la colocación del primer módulo. Así evitaríamos las sombras producidas por los árboles.

Una vez conocidos los datos de superficie útil y la superficie que no se puede instalar por sombreado, con el espacio disponible y las dimensiones del módulo seleccionado se determina la colocación de 1584 módulos FV en el terreno.

El siguiente paso sería determinar la elección del inversor y que conexión se realiza entre paneles FV. De acuerdo con las características del terreno, se decide apostar por un inversor de la marca SMA Iberica, modelo Sunny Tripower 25.000TL de 25KW.

Con los datos del módulo FV y del inversor, se calcula la conexión entre ellos. En función de la tensión e intensidad de salida de los módulos FV obtenemos que en cada fila se conectarán un total de 20 módulos en serie, y a su vez estos irán conectado en paralelo en 3 ramas conectadas al inversor. Por lo que se necesitará un total de 27 inversores.

Se ha optado por elegir una estructura fija monoposte hincada con dos filas de paneles, modelo HFH-2PH, cuyo material es acero. Se caracteriza por su elevada durabilidad, resistencia a la corrosión, y facilidad de instalación. Cada estructura tiene capacidad para albergar 40 módulos distribuidos en 2 filas de 20 módulos cada una. Lo que hace que se necesite un total de 40 estructuras en la instalación.

Otra parte importante en el diseño de una instalación fotovoltaica es el cableado de esta. Los cables para una instalación FV deben tener ciertas características que los hacen particularmente diferentes de los cables que se utilizan en otras instalaciones, estos cables proporcionan más seguridad para el usuario. Los conductores serán de cobre y deben tener una sección adecuada para respetar las máximas caídas de tensión permitidas por normativa. Así como un correcto diseño de los equipos de medida y protecciones. Si no se hace un diseño correcto de la parte eléctrica, los costes en la instalación podrían elevarse considerablemente.

En nuestro caso, aprovechamos que el terreno objeto de estudio tiene una vivienda construida sin ningún tipo de uso en la actualidad, en donde irán alojados estos dispositivos (contadores, sistemas de control, etc.). De modo que evitamos realizar la construcción de una "caseta" que es lo que se hace habitualmente para proteger estos elementos.

Cabe destacar que, no necesitaremos realizar la instalación de un centro de transformación ya que tenemos aproximadamente a una distancia de un kilómetro un centro de transformación de IBERDROLA. La energía generada se enganchará allí directamente.

El último paso previo a conocer el rendimiento de la instalación y su producción real estimada es conocer las pérdidas que se producen. Se calcula a través del performance rate (PR), ya que evalúa la diferencia entre la energía que suministra un sistema fotovoltaico real y una instalación ideal sin pérdidas. Típicamente se considera un valor del 7% de pérdidas relacionadas con los equipos que vayan a ser integrados en la instalación, tales como paneles fotovoltaicos, inversor, cableado, etc. Por otro lado, se ha calculado las pérdidas por temperatura que nos da un valor del 9,20%, y finalmente, se recurre al soporte informático PVGIS para estimar 2,8% de pérdidas por efecto de la reflexión. Con estos datos se tiene que la instalación tendrá un valor de aprox. 18% de pérdidas, y su PR tiene un 82% de rentabilidad.

Finalmente, con todos los datos obtenidos anteriormente, haciendo uso de la ecuación que nos ofrece el IDAE que es la siguiente:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} \text{ kWh/día}$$

Se tiene que la producción anual estimada es de 606,479MWh para la instalación FV en Castro Urdiales.

6 ANALISIS COSTE-BENEFICIO DE LA INSTALACION FV

6.1 Ingresos Instalación Fotovoltaica

Los ingresos que nos va a proporcionar la instalación fotovoltaica se obtienen por la venta de la energía eléctrica generada, que dependen de una serie de variables como son:

- La potencia instalada
- La energía producida en el año en MWh
- El precio de venta que se otorga por cada MWh

Se considera la vida útil de la planta de 25 años, dado que es la garantía máxima que nos facilitará el fabricante de los paneles, en este caso SolarWorld, aunque la vida de estos con un buen mantenimiento puede alcanzar los 30 años, lo que significa que nuestra instalación seguirá generando ingresos algunos años más.

Para calcular los ingresos por la venta de la electricidad generada hay que tener en cuenta:

- La energía producida en un año en MWh
- El precio de venta del MWh

Simplemente se trata de multiplicar estos dos factores:

$$\text{Ingresos instalación FV} = \text{Energía producida anual (MWh)} * \text{precio venta (€/MWh)}$$

Los datos relativos a la energía producida anualmente por la instalación FV se han calculado previamente en el apartado “5.7.10 Producción mensual y anual esperada de la instalación FV”, dando un valor de **606.479MWh**. Así como también se ha establecido una estimación de la producción esperada para cada mes, la cual podemos ver en el siguiente gráfico:

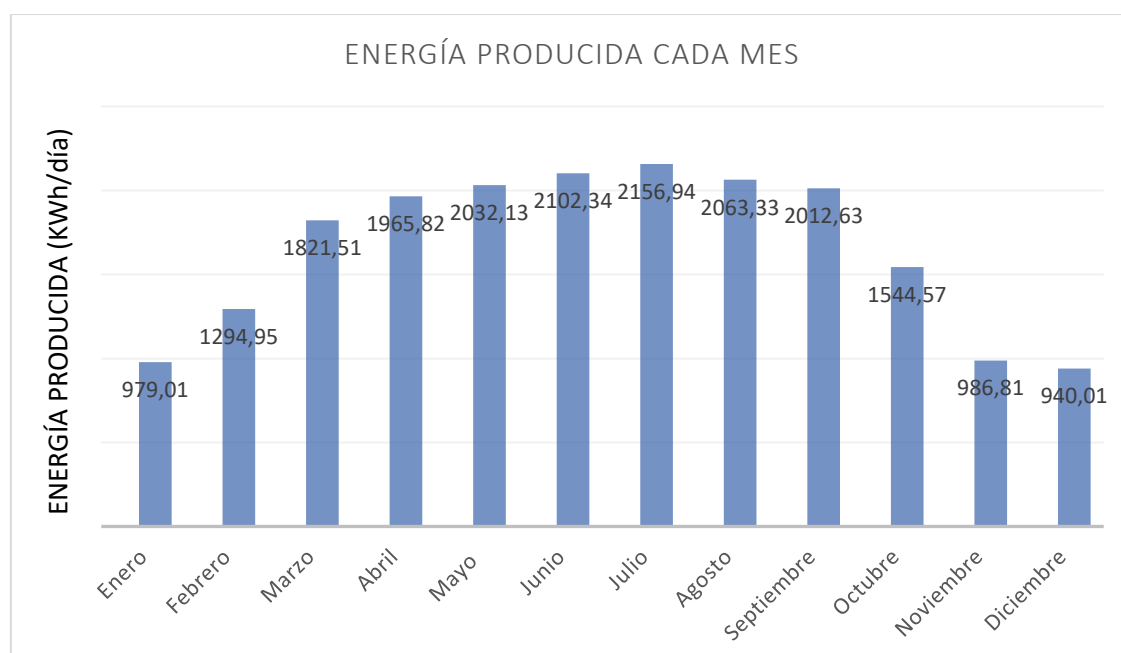


Figura 2: Energía producida por la instalación cada mes

Una vez conocida la producción estimada, nos queda de determinar el precio de venta en el mercado (€/MWh), para ello nos iremos a la página del OMIE* de donde haremos una estimación con los datos de la electricidad de los tres últimos años, desde el 2015-2017.

*OMIE: Operador del Mercado Eléctrico en España.

6.1.1 Breve Explicación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico en España

Los intercambios de energía eléctrica en la Península Ibérica (tanto España como Portugal) se negocian a través del conocido como *pool* o mercado eléctrico, cuyo funcionamiento se trata de explicar brevemente a continuación.

El mercado eléctrico es gestionado por un operador independiente: OMIE. Este, se encarga de gestionar el mercado mayorista de la electricidad, donde los agentes compradores y vendedores contratan las cantidades que necesitan (MWh) a precios públicos y transparentes. OMIE gestiona de una manera integrada los mercados diarios e intradiarios para toda la Península Ibérica.

Para cada hora, los productores y consumidores que quieran producir o consumir energía, deberán presentar una oferta, según sus necesidades y a través de un representante comercializador (suele denominarse agente de mercado), al precio que consideren.

El mercado diario, o sesión diaria, permite la presentación de ofertas para las 24 horas del día siguiente al de su cierre, a las 12:00h, y es en el que más energía se negocia. En cambio, los mercados intradiarios se van convocando a lo largo del día anterior y del propio día de entrega. En este caso la energía negociada es menor ya que su horizonte horario se va reduciendo paulatinamente y están destinados a cambios de previsiones de compraventa. Las ofertas se introducen a través de Unidades de Oferta (UOF), que integran la producción de una o más centrales representadas por el mismo agente, o la demanda de un conjunto de consumidores suministrados por el mismo comercializador.

Si bien, productores y compradores pueden pactar un intercambio bilateral independiente al mercado, lo habitual es que la mayor parte de éstos acudan al *pool* para realizar sus compraventas. Los vendedores son las centrales de producción, mientras que por otro lado están los compradores, que son la totalidad de los consumidores (doméstico o industriales).

Horariamente y para cada una de las sesiones, OMIE ordena las ofertas recibidas en *Unidades de Oferta* de menor a mayor precio para la venta y, de mayor a menor precio para la compra; siendo el precio inferior 0 y el precio superior 180,30 €/MWh.

El resultado sería un gráfico de dos curvas agregadas donde el eje 'x' es la energía y el eje 'y' corresponde al precio. La casación es *marginalista*, pues donde se cruzan ambas curvas agregadas se establece el precio de casación para esa hora y sesión, a la cual venderán y comprarán las unidades que hubieran quedado por debajo y por encima, respectivamente, de ese valor, es decir toda la electricidad contratada.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, bajo la supervisión del Ministerio de Economía y Competitividad, garantiza la función de regulador y vela por el correcto funcionamiento del mercado liberalizado. El operador de la red de transporte, Red Eléctrica de España (REE), garantiza el funcionamiento del sistema y la gestión técnica de la red.

El siguiente gráfico es un ejemplo de las dos curvas agregadas de oferta y demanda:

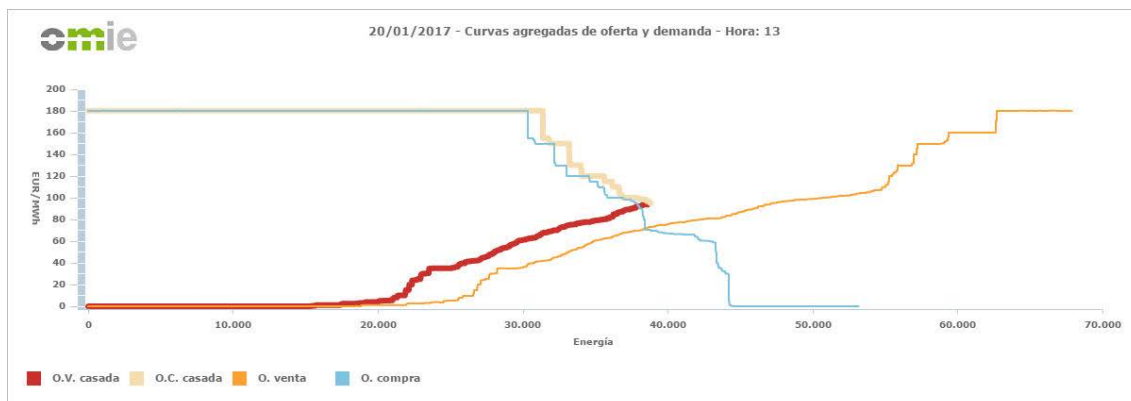


Ilustración 72: Ejemplo curva de casación. Fuente: OMIE

A continuación, se muestra una tabla que recoge los precios medios de cada mes en el rango de los años 2015-2017.

Tabla 15: Precios medios de la electricidad facilitados por OMIE

Mes	Precios venta Electricidad 2015 €/MWh	Precios venta Electricidad 2016 €/MWh	Precios venta Electricidad 2017 €/MWh	Promedio 15-16-17 €/MWh
Enero	51,6	36,53	71,49	53,207
Febrero	42,57	27,5	51,74	40,603
Marzo	43,13	27,8	43,19	38,040
Abril	45,34	24,11	43,69	37,713
Mayo	45,12	25,77	47,11	39,333
Junio	54,73	38,9	50,22	47,950
Julio	59,55	40,53	48,63	49,570
Agosto	55,59	41,16	47,46	48,070
Septiembre	51,88	43,59	49,15	48,207
Octubre	49,9	52,83	56,77	53,167
Noviembre	51,2	56,13	59,19	55,507
Diciembre	52,61	60,49	57,94	57,013
PROMEDIO datos últimos 3 años				47,365

*Datos obtenidos de la página web del OMIE

Para estimar los ingresos que tendrá nuestra instalación FV tomaremos un valor para la electricidad de 47,365€/MWh, el promedio de los últimos 3 años según datos de OMIE.

*Ingresos instalación FV = Energía producida anual (MWh) * precio venta (€/MWh)*

$$\text{Ingresos instalación FV} = 606,479 \text{ (MWh)} * 47,365 \text{ (€/MWh)} = 28.726€$$

Finalmente se estima que los ingresos producidos por la instalación FV ascienden a **28.726€** al año.

6.2 Presupuesto Instalación Fotovoltaica

En este apartado se hace un desglose de los distintos elementos que forman la instalación FV y un coste estimado para cada uno de ellos.

Tabla 16: Presupuesto del generador fotovoltaico

Generador Fotovoltaico				
Concepto	Descripción	Precio Unitario	Cantidad	P.Total (€)
Panel FV	Panel Solar marca SolarWorld, modelo 300W Mono PERC	125	1584	198000
Estructura	Estructura solar fija monoposte hincada con dos filas de paneles, modelo HFH-2PH	1650	40	66000
Inversor	Inversor SMA Ibérica, modelo Sunny Tripower 2500TL	2415	22	53130
Caja de Conexiones	Marca FRONIUS. Caja de conexión tipo 1	260	3	780
	Marca FRONIUS. Caja de conexión tipo 2	350	1	350
TOTAL				318.260

Tabla 17: Presupuesto del cableado

Cableado y Equipos de Medida			
Concepto	Descripción	Precio Unitario (€)	Precio Total (€)
Cableado BT	Cableado	28000	28000
Cableado MT	Cableado	45000	45000
Cableado	Puesta a tierra	2500	2500
	cableado de potencia	500	500
TOTAL			76.000

Tabla 18: Presupuesto de los equipos de medida

Equipos de Medida			
Concepto	Descripción	Precio Unitario (€)	Precio Total (€)
Sistema medida	Caja de acometida, contadores	2000	2000
	Equipo de protección y mando	1200	800
Servicios auxiliares	Equipos de medida de servicios auxiliares	650	650
TOTAL			3.450

Tabla 19: Presupuesto referido a otros gastos

Otros Gastos Estimados			
Concepto	Descripción	Precio Unitario (€)	Precio Total (€)
Ingeniería	Proyectos, tasas oficiales y varios	6000	6000
Seguridad	Cámaras de vigilancia	3000	3000
Obra civil	Zanjas para el cableado	4500	4500
		TOTAL	13.500

En total se tiene que el presupuesto final estimado para esta instalación es de **411.210€**

Cabe resaltar los siguientes datos:

- No se tienen gastos de arrendamiento del terreno, habitual en este tipo de instalaciones hacer contratos a 25 años, porque la finca es una propiedad privada perteneciente al promotor de este estudio. Es una finca de suelo rústico.
- No se tiene gastos en la fabricación de casetas para albergar los distintos dispositivos de la instalación, porque la finca cuenta con una vivienda que hará esa función.
- No se tiene gastos de obra civil elevados porque se dispone de terreno en pendiente y las estructuras fijas monoposte van hincadas en el terreno, por lo que no será necesaria mucha obra para adecuar el terreno a las condiciones. El terreno no tiene vegetación, por lo que tampoco será necesario desbrozar ni similar.
- No se tiene gastos en la implantación de un centro de transformación ya que se enganchará la energía generada a un centro de transformación de IBERDROLA que se encuentra a 1km de distancia de la finca.

6.3 Periodo de Retorno

Una vez hemos obtenido los ingresos que tendríamos anualmente con la instalación y los costes de ponerla en funcionamiento, se procede a hacer un análisis para saber el periodo de retorno de la inversión inicial, y comprobar si la instalación FV sería rentable o no.

Datos de partida:

Ingresos anuales	28726 €
Presupuesto inicial	411210 €

Para hacer la estimación vamos a suponer un ingreso anual de 28.826€ los primeros 25 años de vida de la instalación.

Aunque como se ha visto es un precio orientativo ya que depende de la energía producida cada año y esta a su vez depende de la irradiancia de la zona que no todos los años es la misma, así como con el paso del tiempo los paneles pierden eficiencia y otros factores. También el precio de la electricidad varía cada día por lo que es imposible de hacer una estimación a largo plazo.

A continuación, se muestra un gráfico de los ingresos los primeros 25 años de vida.

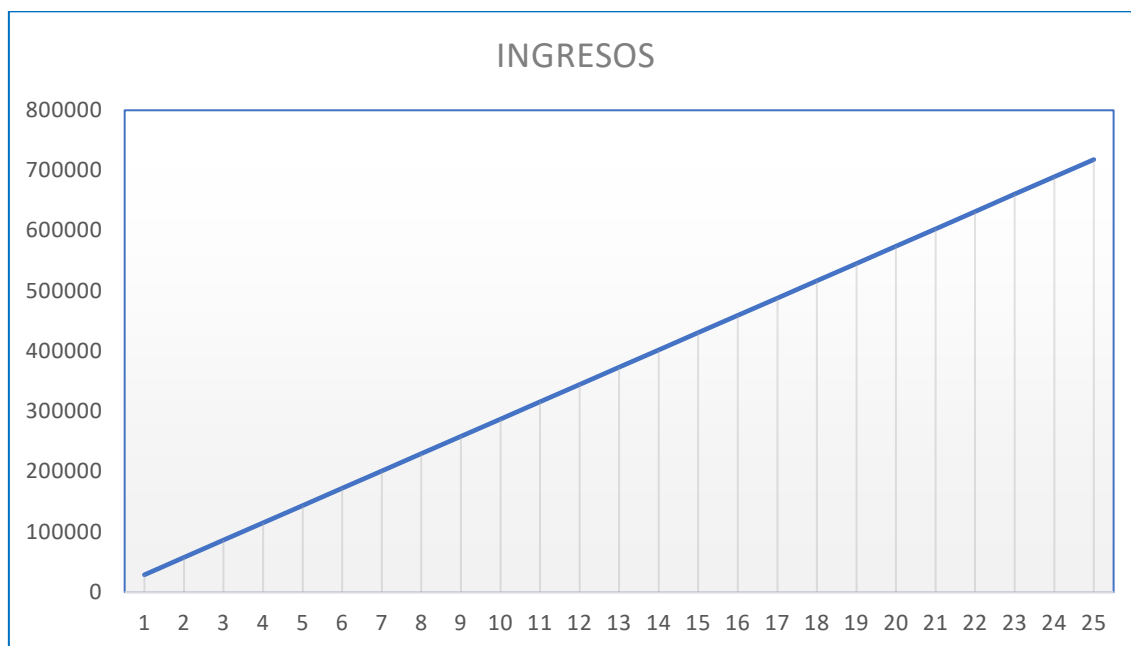


Figura 3: Gráfico que muestra los ingresos en 25 años

La instalación fotovoltaica en los primeros 25 años de vida daría unos ingresos estimados de **718.150€**

En el siguiente gráfico se expone la amortización de la instalación fotovoltaica, partimos de los 411.210€ de coste inicial de puesta en marcha, y cada año vamos restando los ingresos producidos. Lo que nos da como resultado que a partir del **año 15** la instalación empezaría a dar ingresos.

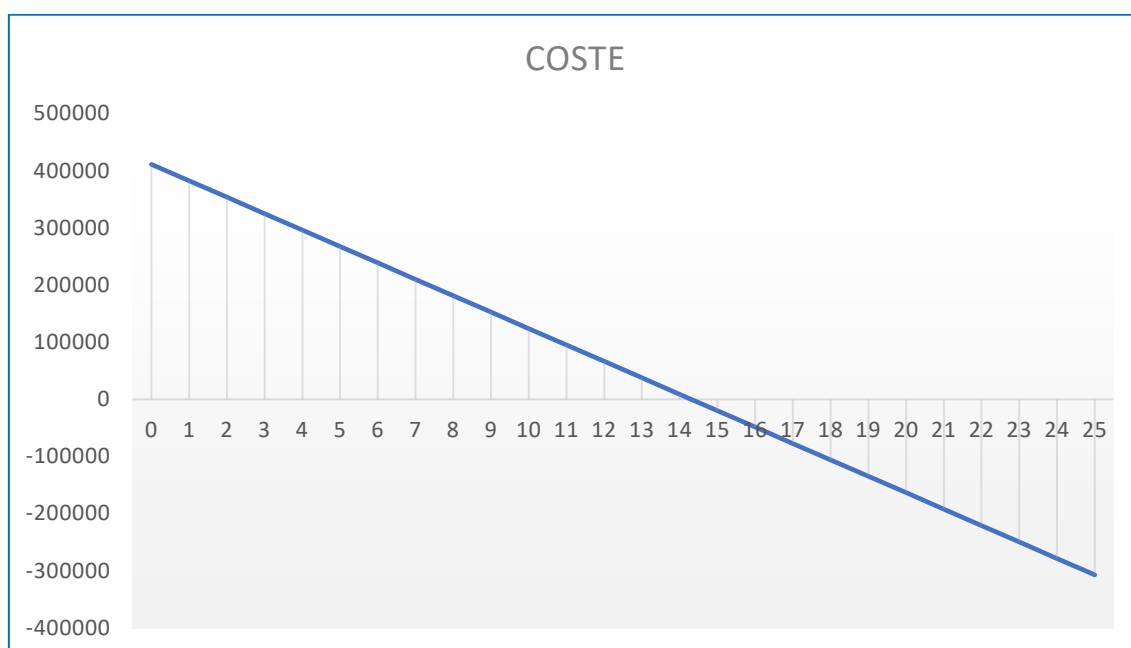


Figura 4: Gráfico que muestra la amortización del coste inicial

Finalmente se expone una tabla más en detalle que recoge los valores obtenidos en cada año, y una gráfica con las dos curvas.

Se recuerda que, la estimación se hace a 25 años, pero si se tiene un mantenimiento adecuado de los paneles, la vida útil se puede alargar hasta las 30-35 años, con lo que se podría generar más ingresos.

Tabla 20: Resumen de los costes y beneficios por año de la instalación fotovoltaica

Año	Ingreso €/año	Presupuesto	Año	Ingreso €/año	Presupuesto
0	0	411210	13	373438	37772
1	28726	382484	14	402164	9046
2	57452	353758	15	430890	-19680
3	86178	325032	16	459616	-48406
4	114904	296306	17	488342	-77132
5	143630	267580	18	517068	-105858
6	172356	238854	19	545794	-134584
7	201082	210128	20	574520	-163310
8	229808	181402	21	603246	-192036
9	258534	152676	22	631972	-220762
10	287260	123950	23	660698	-249488
11	315986	95224	24	689424	-278214
12	344712	66498	25	718150	-306940

Se resalta en rojo a partir de qué año la instalación quedaría amortizada y la inversión quedaría saldada, a partir de ese momento los ingresos serían positivos para el promotor de la planta. Esto ocurre a partir del año 15 de vida de la instalación.

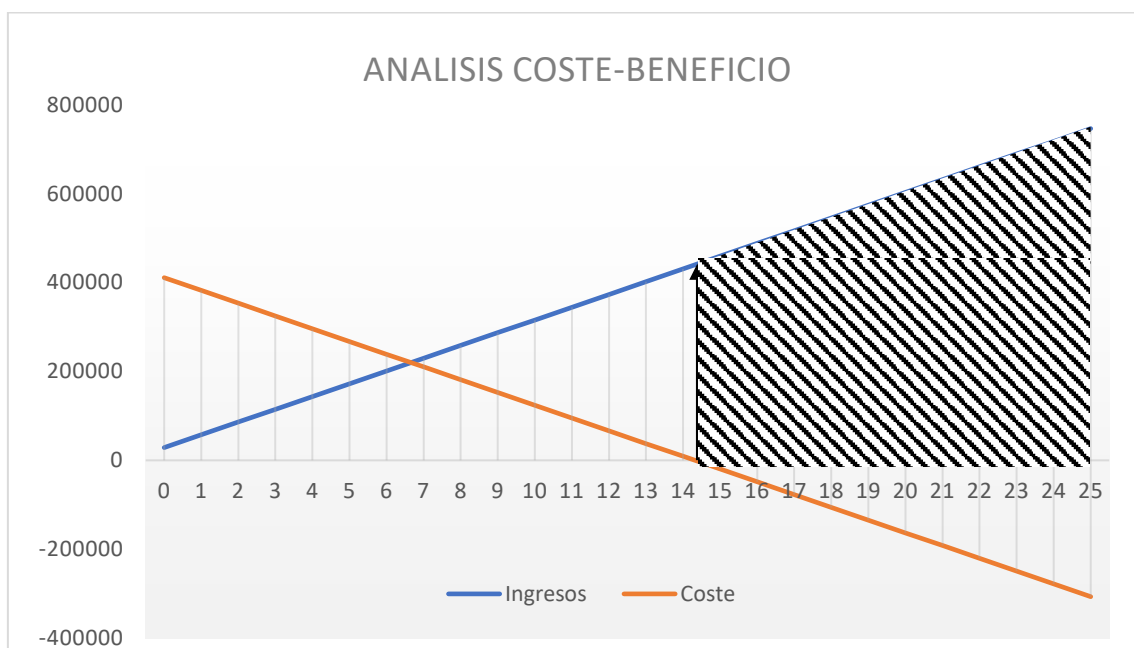


Figura 5: Gráfico que representa los ingresos frente a los costes de la instalación FV

7 CONCLUSIONES

En el presente Trabajo Fin de Grado se ha estudiado la viabilidad técnica y económica de la posible implantación de una instalación solar fotovoltaica en la zona de Castro Urdiales.

La realización de este estudio me ha permitido obtener mayores conocimientos en distintos ámbitos como es en medio ambiente y sostenibilidad, legislación, energías renovables, y sobre energía solar fotovoltaica. Por otro lado, se han aplicado distintos conocimientos recibidos en la Escuela Politécnica de Ingeniería de Minas y Energía relativos a energías, proyectos, topografía, electricidad, etc.

El estudio surge por la propuesta de una persona externa a la Universidad, que es propietario de la finca objeto de estudio ya que quería conocer la viabilidad de implantar un huerto solar para sacar rentabilidad de este. Por lo tanto, como base de partida para el estudio, conocemos el terreno donde se quiere hacer la instalación.

El primer conflicto surge en el análisis del terreno. Se debe acotar la superficie útil que tenga las características apropiadas para una instalación FV. Para ello se hacen unos perfiles transversales de la finca para determinar que zona tiene orientación adecuada. Se parte de una superficie lo suficientemente grande a priori, aproximadamente 6,5 hectáreas, pero finalmente tras los cálculos oportunos se obtiene una superficie útil de 1,2 hectáreas.

Una vez conocida la zona aprovechable del terreno se procede a hacer un estudio de los distintos elementos que la componen, y comparar las características técnicas de unos frente a otros. Se han escogido en función de la productividad, la eficiencia y otros criterios técnicos y económicos.

La mayor dificultad en el diseño técnico surge en la correcta elección del módulo FV, así como el inversor, que son los elementos principales de la instalación y de ellos depende el rendimiento que pueda tener, de modo que aprovechemos mejor la radiación solar de la zona si se hace una elección adecuada de estos elementos. Hoy en día, existe una gran diversidad de marcas en el mercado para los distintos elementos y hay multitud de opciones.

Los cálculos se han apoyado en el programa informático PVGIS, que ha resultado ser una herramienta muy útil para obtener la radiación incidente en la zona, así como datos relativos a las pérdidas que pudiese haber en la zona, entre otros.

Tras el estudio técnico, obtenemos que el terreno produciría unos 606,5MWh de energía al año. Para determinar si es rentable o no, se procede al análisis económico.

En la parte técnica se puede concluir que la zona es apropiada para realizar este tipo de instalación, ya que tiene características muy positivas como ser un terreno en pendiente alejado lo suficientemente de la vía pública para evitar impacto visual en la zona, pero a su vez es accesible lo que facilitaría la instalación de los elementos. Más allá de la zona de eucaliptos colindante con el terreno no se tienen otros obstáculos que proyecten sombras, por lo que se evitan pérdidas y además, cuenta con un centro de transformación próximo a el donde se realizaría el enganche a la red.

Posteriormente, se ha hecho un análisis económico de la instalación FV, valor que en primera instancia es el que decanta la balanza a la hora de llevar al plano real todo lo estudiado y simulado de manera teórica. Son muchos los factores influyentes en la viabilidad económica ya que, aunque se hayan tomado datos de previsiones, no dejan de ser estimaciones que pueden no reflejar variaciones reales e imprevistas en el precio de materiales y la electricidad.

La energía solar fotovoltaica aún está desarrollándose, aunque cada día los módulos son más eficientes y se tienen opciones más atractivas y costes más económicos.

El gran problema que presentan este tipo de instalaciones es la inestabilidad en el marco legislativo por parte del Gobierno. Hace unos años España era puntera en este tipo de energía, y durante varios años se instaló nueva potencia, todo ello fomentado por las primas que otorgaba el Estado, lo cual hizo que fuese muy atractiva y que se llevasen a cabo muchas instalaciones, pero muchas de ellas sin un correcto dimensionamiento. No era sostenible, y se tomó la medida de retirar el incentivo económico, lo cual creó una gran incertidumbre en el sector. Por lo que se ha estado varios años sin apenas instalar nueva potencia en nuestro país.

Cabe destacar que el presente trabajo se trata de un estudio previo y que por ello se han tomado estimaciones y no se tiene en cuenta posibles imprevistos que puedan surgir como pueden ser fallos en los módulos u otros elementos de la instalación, posibles sustituciones de estos, etc. La producción anual obtenida y los ingresos dependen de otros factores como el precio de la electricidad que varía diariamente, o la radiación solar incidente en la zona que cada año es diferente, aunque presenta similitudes. La vida útil para el análisis económico se toma en 25 años, pero si se lleva a cabo un correcto mantenimiento de los elementos, se puede alargar hasta los 30-35 años, por lo que se generaría ingresos durante unos años más.

La instalación solar fotovoltaica tiene una vida útil de 25 años, dato de referencia del análisis económico. Estimando un valor fijo de ingresos por año, y una inversión inicial fija sin tener en cuenta más costes, en nuestro caso, la instalación fotovoltaica recuperaría la inversión a partir del año 15, por lo que estaría sobre 10 años obteniéndose ingresos.

Por lo tanto, se determina que el estudio es viable.

8 BIBLIOGRAFIA

LIBROS

- “Instalaciones de energía fotovoltaica” (Ibergarceta publicaciones, S.L., Madrid 2010)
Autores: Narciso Moreno Alfonso; Lorena García Díaz.
- “Estado del arte de las energías renovables.” (Universidad de Cantabria, 2010)
Autores: Juan Francisco Miranda Cotano, Marta Calva Coterro, María Peña Sacristán

IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red
[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf]
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red
[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf]
- Plan de Energías Renovables
[<http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>]

BOE (Boletín Oficial del Estado)

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)

- ITC-BT-19
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_19.pdf]
- ITC-BT-07
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_07.pdf]
- GUIA-BT-18
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf]

MAPAMA (Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente)

- Cambio climático y cómo nos afecta
[<https://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/que-es-el-cambio-climatico-y-como-nos-afecta/>]

Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

- Legislación fotovoltaica
[<https://unef.es/legislacion-fotovoltaica/>]

OTRAS

- Base de datos PVGIS
[<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>]
- Catastro
[<http://www.sedecatastro.gob.es/>]
- Cartografía
[<http://mapas.cantabria.es/>]
- Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es]
- Red Eléctrica de España
[<http://www.ree.es/es/>]
- Operador del Mercado Ibérico de Energía
[<http://www.omie.es/reports/>]
- Sun Fields. Proveedor Equipos Energía Solar Fotovoltaica
[<https://www.sfe-solar.com/inversores-solares-fotovoltaicos/sma/sunny-tripower-20000tl-25000tl/>]
- Apuntes Universidad de Cantabria “Energías renovables. Energía solar”
[https://ocw.unican.es/pluginfile.php/193/course/section/97/tema_6.3.pdf]