

Valencia, Julio de 2018

TRABAJO FINAL DE GRADO

Plan de Empresa para la instalación
de una planta fotovoltaica en
España

Autor: Víctor Díaz Ruiz

Tutora: Sofía Estelles Miguel

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA
FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS
GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS

ÍNDICE

1 – INTRODUCCIÓN	6
1.1 – RESUMEN	6
1.2 – OBJETO DEL TFG	8
1.3 – OBJETIVOS	8
1.4 - METODOLOGÍA	9
2 – ANTECEDENTES	11
2.1 – EL SECTOR ENERGÉTICO, PROBLEMAS Y PERSPECTIVAS DE FUTURO	11
2.2 – LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO	15
2.3 - APROXIMACIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL	19
2.4 – ANÁLISIS DEL SECTOR DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO	23
2.5 – ANÁLISIS DEL SUBSECTOR DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE OTROS TIPOS.....	28
3 – ANÁLISIS ESTRATÉGICO	30
3.1 – ANÁLISIS DEL MACROENTORNO	30
3.1.1 – FACTORES POLÍTICOS	31
3.1.2 – FACTORES ECONÓMICOS	34
3.1.3 – FACTORES SOCIALES.....	41
3.1.4 – FACTORES TECNOLÓGICOS	43
3.1.5 – FACTORES ECOLÓGICOS.....	46
3.1.6 – FACTORES LEGALES	48
3.2 – ANÁLISIS DEL MICROENTORNO.....	49
3.3 – ANÁLISIS DAFO	54
4 – PLAN DE OPERACIONES.....	55
4.1 – TIPOLOGÍA DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO	55
4.2 – LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	58
4.3 - COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	63
4.3.1 - PANELES FOTOVOLTAICOS.....	63
4.3.2 – ESTRUCTURAS DE FIJACIÓN	65
4.3.3 - INVERSOR.....	67
4.3.4 - PROTECCIONES.....	68
4.3.5 - CABLEADO	68
4.3.6 – CAJAS STRING	68

4.4 – DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	69
4.4.1 – ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES.....	69
4.4.2 – ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DEL INVERSOR.....	72
4.4.3 – DISTRIBUCIÓN EN PLANTA	74
4.4.5 – ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	78
4.5 – SIMULACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	79
5 – PLAN DE RECURSOS HUMANOS	81
5.1 – FUNCIONES A DESARROLLAR.....	81
5.2 – ORGANIGRAMA.....	84
5.3 – GASTOS ASOCIADOS AL PERSONAL Y SERVICIOS EXTERIORES.....	85
6 – PLAN JURÍDICO MERCANTIL.....	87
6.1 – MISIÓN, VISIÓN Y VALORES.....	87
6.2 – FORMA JURÍDICO MERCANTIL	88
6.3 – AUTORIZACIONES ADMINISTRATIVAS Y REGISTROS.....	89
7 – PLAN DE MARKETING	92
7.1 – SEGMENTACIÓN Y PÚBLICO OBJETIVO	92
7.2 – MARKETING MIX	95
7.2.1 – PRODUCTO	95
7.2.2 – PRECIO.....	96
7.2.3 – COMUNICACIÓN.....	99
7.2.4 – DISTRIBUCIÓN	100
8 – PLAN ECONÓMICO FINANCIERO	101
8.1 – PLAN DE INVERSIÓN Y FINANCIACIÓN	102
8.2 – SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN	104
8.3 – ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD	110
9 – CONCLUSIONES	113
BIBLIOGRAFÍA.....	117
ANEXOS	121

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO POR PAÍS EN FUNCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA.....	11
GRÁFICO 2 - CONSUMO MUNDIAL ENERGÉTICO POR GRUPO DE PAÍSES.....	13
GRÁFICO 3 - PROYECCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR GRUPO DE PAÍSES.....	14
GRÁFICO 4 - PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA.....	15
GRÁFICO 5 - EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD SOLAR FOTOVOLTAICA INSTALADA EN EL MUNDO.....	16
GRÁFICO 6 - EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ANUALMENTE EN EUROPA.....	17
GRÁFICO 7 - EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA EN MEGAVATIOS POR TECNOLOGÍA EN LA PENÍNSULA.....	19
GRÁFICO 8 - EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR POR TIPO DE TECNOLOGÍA.....	20
GRÁFICO 9 - COMPARACIÓN DEL VALOR AÑADIDO BRUTO POR TIPO DE INDUSTRIA.....	24
GRÁFICO 10 - COMPARACIÓN ENTRE LA REMUNERACIÓN POR EMPLEADO, LA PRODUCTIVIDAD POR OCUPADO Y EL COSTE LABORAL UNITARIO EN MILES DE EUROS POR TIPO DE INDUSTRIA EN 2014.....	26
GRÁFICO 11 - EVOLUCIÓN POR PAÍS DE LA PRODUCTIVIDAD POR EMPLEADO EN MILES DE EUROS EN EL SECTOR DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO.....	27
GRÁFICO 12 - DISTRIBUCIÓN DE EMPRESAS DEL SUBSECTOR DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE OTROS TIPOS EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE INGRESOS.....	28
GRÁFICO 13 - DISTRIBUCIÓN DE EMPRESAS DEL SUBSECTOR DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE OTROS TIPOS EN FUNCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL ACTIVO.....	29
GRÁFICO 14 - EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD POLÍTICA.....	32
GRÁFICO 15 - COMPARACIÓN DE LA VARIACIÓN ANUAL DEL PRODUCTOR INTERIOR BRUTO.....	34
GRÁFICO 16 - TASA DE VARIACIÓN ANUAL DEL PIB DESGLOSADA EN COMPONENTES DE LA DEMANDA NACIONAL.....	35
GRÁFICO 17 - REPRESENTACIÓN PORCENTUAL DE LA COMPOSICIÓN DEL PIB POR SECTORES A PRECIO DE MERCADO.....	36
GRÁFICO 18 - EVOLUCIÓN DE LA TASA DE PARO EN ESPAÑA.....	37
GRÁFICO 19 - COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL IPCA DESDE 2015.....	39
GRÁFICO 20 - COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL IPC GENERAL Y SUBYACENTE.....	40
GRÁFICO 21 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL EURIBOR A 12 MESES.....	40
GRÁFICO 22 - EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS POR TECNOLOGÍA.....	45
GRÁFICO 23 - ÍNDICE DE EVOLUCIÓN DEL AGREGADO DE EMISIONES EN ESPAÑA DURANTE EL PERIODO 1990 – 2016.....	46
GRÁFICO 24 - NÚMERO DE ENVÍOS POR POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	52
GRÁFICO 25 - CURVA DE INTENSIDAD-TENSIÓN EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE IRRADIANCIA.....	70
GRÁFICO 26 - SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MENSUAL EN KWH.....	80
GRÁFICO 27 - EVOLUCIÓN ANUAL DEL DÉFICIT DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	96

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1 - REPRESENTACIÓN BÁSICA DEL FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.	22
ILUSTRACIÓN 2 - REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL MÉTODO PESTEL.	31
ILUSTRACIÓN 3 - REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	43
ILUSTRACIÓN 4 - REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS CINCO FUERZAS DE PORTER.....	49
ILUSTRACIÓN 5 - ANÁLISIS DAFO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	54
ILUSTRACIÓN 6 - CONFIGURACIÓN ESTÁNDAR DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.	56
ILUSTRACIÓN 7 - CONFIGURACIÓN ESTÁNDAR DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.	56
ILUSTRACIÓN 8 - IRRADIANCIA GLOBAL MEDIA (1983 – 2005) EN KWH/M ²	59
ILUSTRACIÓN 9 - DISTRIBUCIÓN EN PLANO DEL POLÍGONO INDUSTRIAL L'ESPARTAL.	61
ILUSTRACIÓN 10 - IMAGEN AÉREA DEL PARQUE EMPRESARIAL L'ESPARTAL III.....	62
ILUSTRACIÓN 11 - ESTRUCTURA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO ESTÁNDAR.....	63
ILUSTRACIÓN 12 - ESTRUCTURA ATÓMICA DE MATERIAL MONOCRISTALINO (A), MULTICRISTALINO (B) Y AMORFO (C).....	64
ILUSTRACIÓN 13 - ESTRUCTURA SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE SUELO FIJA.	66
ILUSTRACIÓN 14 - INVERSOR INGECON SUN 100.	67
ILUSTRACIÓN 15 - RELACIONES GEOMÉTRICAS ENTRE FILAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS.	74
ILUSTRACIÓN 16 - DISTRIBUCIÓN EN PLANTA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	77
ILUSTRACIÓN 17 - PÉRDIDAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN DEL PANEL Y DE ACIMUT.....	78
ILUSTRACIÓN 18 - SIMULACIÓN DEL DIMENSIONADO DEL GENERADOR.	79
ILUSTRACIÓN 19 - ORGANIGRAMA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	84
ILUSTRACIÓN 20 - PRINCIPALES COOPERATIVAS Y COMERCIALIZADORAS DE ENERGÍA RENOVABLE A NIVEL NACIONAL.....	94
ILUSTRACIÓN 21 - REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA ESTRATEGIA DE MARKETING MIX.	95

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 - ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.	21
TABLA 2 - DESGLOSE POR TIPO DE EMPRESA EN EL SECTOR DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO.	23
TABLA 3 - NIVEL DE EMISIONES POR TECNOLOGÍA A LO LARGO DE SU CICLO DE VIDA.	47
TABLA 4 - FACTORES PONDERADOS PARA LA LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO.	58
TABLA 5 - VALORACIÓN DEL FACTOR PONDERADO IRRADIACIÓN, TEMPERATURA Y CONDICIONES CLIMÁTICAS POR LOCALIZACIÓN.	59
TABLA 6 - VALORACIÓN DEL RESTO DE FACTORES PONDERADOS.	60
TABLA 7 - PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO AS-6P30.	65
TABLA 8 - PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE SUNFER CVE915-9.	66
TABLA 9 - PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR INGECON SUN 100.	67
TABLA 10 - CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL PANEL AS-6P30 EN CONDICIONES STC Y NOCT.	70
TABLA 11 - CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL PANEL BAJO CONDICIONES EXTREMAS DE TEMPERATURA E IRRADIANCIA.	72
TABLA 12 - CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR EN FUNCIÓN DEL INVERSOR.	73
TABLA 13 - PRINCIPALES FORMAS JURÍDICAS.	88
TABLA 14 - ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE MERCADO Y LÍMITES SUPERIOR E INFERIOR DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO PARA EL SEGUNDO SEMIPERODO REGULATORIO.	99
TABLA 15 - PLAN DE INVERSIÓN PARA EL ACTIVO NO CORRIENTE.	102
TABLA 16 - PLAN DE INVERSIÓN PARA LA TRAMITACIÓN DE SOLICITUDES.	102
TABLA 17 - PLAN DE INVERSIÓN INICIAL.	103
TABLA 18 - TABLA DE AMORTIZACIÓN DEL PRÉSTAMO.	104
TABLA 19 - PARÁMETROS RETRIBUTIVOS PARA LA INSTALACIÓN TIPO DE REFERENCIA.	105
TABLA 20 - PORCENTAJES DE REDUCCIÓN MÍNIMOS Y MÁXIMOS POR TECNOLOGÍA.	106
TABLA 21 - RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN.	107
TABLA 22 - RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN.	107
TABLA 23 - INGRESOS ESTIMADOS POR LA VENTA DE LA PRODUCCIÓN A PRECIO DE MERCADO.	107
TABLA 24 - CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PARA EL ESCENARIO OPTIMISTA.	109
TABLA 25 - VALOR ACTUAL NETO POR ESCENARIO.	111
TABLA 26 - COSTE NIVELADO DE LA ENERGÍA PARA UN PERIODO DE 25 AÑOS.	112

1 – INTRODUCCIÓN

1.1 – RESUMEN

Con el desarrollo de un Plan de Empresa para la instalación de una planta fotovoltaica en España se pretende responder de manera sostenible a la creciente demanda energética en España. Y es que el notable incremento en la competitividad económica de la energía fotovoltaica frente a las fuentes energéticas tradicionales y renovables, abre el debate para cuestionar el actual modelo energético español, analizando la propuesta de una alternativa ecológicamente más respetuosa y responsable para con la sociedad y su entorno.

De la misma forma, la ausencia de regulación y estabilidad normativa en el campo de estudio, en muchas ocasiones fruto de instrumento político, anima a identificar el entorno socioeconómico y legal en el que se lleva a cabo el proyecto, identificando y evaluando todas las dimensiones que lo afectan de manera directa e indirecta. Asimismo, la consideración de todos los elementos participantes en el mercado, requiere de un detallado análisis de la estructura del mismo.

Para lograr alcanzar una conclusión al respecto, se analizan y desarrollan diversos apartados con los que se pretenden conseguir la mayor cantidad posible de información acerca del sector eléctrico español y, en concreto, de la generación eléctrica de origen renovable. Y es que, la tecnología solar en España, ha pasado de un periodo de notable desarrollo en años previos a la crisis, a un periodo de nulo crecimiento motivado por diversos factores.

Para ello, en primer lugar, se analiza el papel que juega la energía en la sociedad, así como necesidades a cubrir que se desprenden de las proyecciones de futuro en el sector energético mundial. Seguidamente, se estudia la posición de la generación renovable y fotovoltaica en el mundo, la Unión Europea y España, de cara a situar en qué punto del camino se encuentra la tecnología objeto de este TFG, así como sus posibilidades de desarrollo.

En segundo lugar, se procede a la realización del análisis estratégico, empleando las metodologías de estudio del entorno macro y micro económico, PESTEL y PORTER, que afectan al desarrollo de las distintas áreas de actividad. Seguidamente, se recogen las principales conclusiones mediante el método DAFO y que sirven de base para representar las ventajas y desventajas competitivas de una empresa de generación eléctrica de origen fotovoltaico frente al resto.

En tercer lugar, mediante el análisis del Plan de Operaciones, se define el tipo de proyecto que se pretende acometer, así como las razones que han llevado a la toma de tal decisión. A continuación, se estudia la mejor ubicación del proyecto atendiendo a la valoración de diversas variables mediante la metodología de factores ponderados. Seguidamente se procede a enumerar y definir los componentes necesarios para llevar a cabo el generador, estudiando su dimensionado y llevando a cabo su simulación mediante software especializado.

En cuarto lugar, se plantea el Plan de Recursos Humanos para la empresa atendiendo a las necesidades reales de personal. Para ello, primeramente, se definen y enumeran las funciones a cubrir para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la empresa. Seguidamente, se distribuyen las tareas por departamentos a través de un organigrama. Por último, se estructuran las necesidades de personal y se registran los gastos asociados a su retribución.

En quinto lugar, se desarrolla el Plan Jurídico Mercantil sobre el que se realiza la actividad de generación eléctrica renovable. Para ello, primeramente, se definen los conceptos de misión, visión y valores sobre los que se fundamentará el espíritu corporativo. Seguidamente, se establece el tipo de persona jurídica a adoptar en función de las ventajas proporcionadas. Para terminar, se recogen los principales trámites a realizar para el ejercicio de la actividad y la obtención de la retribución a la producción renovable.

Respecto al Plan de Marketing, se define el público objetivo a través de la segmentación de mercado de cara a orientar la estrategia de Marketing Mix. Seguidamente, se procede a desarrollar las variables de Producto, Precio, Comunicación y Distribución, atendiendo a las normativas y reglamentos establecidos para la generación eléctrica, así como las necesidades existentes en el mercado.

Por último, a través del análisis económico-financiero, se evalúa la viabilidad del proyecto, partiendo de un plan de inversión-financiación y la estimación de los flujos de caja para los cinco primeros años de actividad en tres escenarios diferentes: Optimista, Realista y Pesimista. Los escenarios plantean cambios en la retribución adicional establecida para las instalaciones de energía renovable. A partir de los resultados obtenidos, se realiza un análisis de rentabilidad a partir de los métodos de análisis financiero del Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Rentabilidad y el Coste Nivelado de la Energía.

Desarrollados todos estos puntos, se procede a realizar una conclusión que agrupe los puntos más importantes del proyecto.

1.2 – OBJETO DEL TFG

El objeto de este TFG es el de realizar una representación fidedigna de la implantación de una empresa dedicada a la generación y el suministro de energía renovable de origen fotovoltaico en territorio nacional tras los cambios acontecidos en el sector eléctrico español. El concepto surge del proceso de transición energética en el que están sumidos los países de la Unión Europea, situación que evidencia la necesidad de dotar a la sociedad de nuevas fuentes energéticas sostenibles y respetuosas con el medio ambiente a medio y largo plazo. Por ello, se cree conveniente estudiar las posibilidades de emprendimiento desde el punto de vista del pequeño y mediano inversor.

1.3 – OBJETIVOS

Con la realización de este TFG se pretende alcanzar los objetivos expuestos a continuación:

- ❖ Evaluar la posibilidad de emprender en la creación de una empresa dedicada a la producción eléctrica de origen fotovoltaica.
- ❖ Estudiar la situación del sector energético a nivel global, europeo y nacional, así como las proyecciones para el futuro.
- ❖ Comprender el funcionamiento del sector eléctrico español, así como los cambios normativos acontecidos a lo largo de la última década.
- ❖ Analizar la situación de la energía fotovoltaica en el sistema eléctrico nacional frente al resto de alternativas.
- ❖ Estudiar los conceptos básicos para la localización, el diseño y el dimensionado de un generador fotovoltaico.
- ❖ Evaluar las posibilidades de diferenciación e identificación del público objetivo en un mercado con un grado de regulación alto.
- ❖ Analizar la viabilidad económico-financiera de un proyecto fotovoltaico con el nuevo modelo de retribución a la producción renovable.

1.4 - METODOLOGÍA

Respecto a la metodología seguida para la elaboración del TFG, se detallan a continuación las principales fuentes de información y herramientas de trabajo:

- ❖ Asignaturas del Grado en Administración y Dirección de Empresas.

<i>Capítulo del TFG</i>	<i>Análisis Estratégico</i>
<i>Asignaturas Relacionadas</i>	<i>Investigación Comercial</i>
<i>Justificación</i>	<i>En esta asignatura se detallan los procedimientos y métodos de análisis estratégicos necesarios para realizar un estudio de mercado mediante las técnicas PESTEL, Porter y DAFO.</i>

<i>Capítulo del TFG</i>	<i>Plan de Operaciones</i>
<i>Asignaturas Relacionadas</i>	<i>Dirección de Producción y Operaciones</i>
<i>Justificación</i>	<i>Mediante la información proporcionada por esta asignatura se establece la localización de la instalación mediante la técnica de factores ponderados.</i>

<i>Capítulo del TFG</i>	<i>Plan Jurídico Mercantil</i>
<i>Asignaturas Relacionadas</i>	<i>Derecho de la Empresa</i>
<i>Justificación</i>	<i>A través de la asignatura señalada, se establece la forma jurídica de aplicación, así como las obligaciones y derechos que se desprenden de su constitución.</i>

<i>Capítulo del TFG</i>	<i>Plan de Marketing</i>
<i>Asignaturas Relacionadas</i>	<i>Dirección Comercial</i>
<i>Justificación</i>	<i>La información proporcionada ha sido utilizada para la segmentación del mercado, la identificación del público objetivo y la implantación de la estrategia de Marketing Mix.</i>

<i>Capítulo del TFG</i>	<i>Plan Económico Financiero</i>
<i>Asignaturas Relacionadas</i>	<i>Análisis y Consolidación Contable y Economía Financiera</i>
<i>Justificación</i>	<i>Mediante la información proporcionada por ambas asignaturas, se ha procedido a la elaboración del plan de inversión y financiación, así como el posterior análisis de rentabilidad.</i>

❖ Bases de datos:

- Instituto Nacional de Estadística.
- Red Eléctrica Española.
- SABI.
- Meteonorm.
- Eurostat.

❖ Publicaciones

- Informes Profesionales.
- Artículos de investigación.
- Prensa especializada.
- Libros.

❖ Software

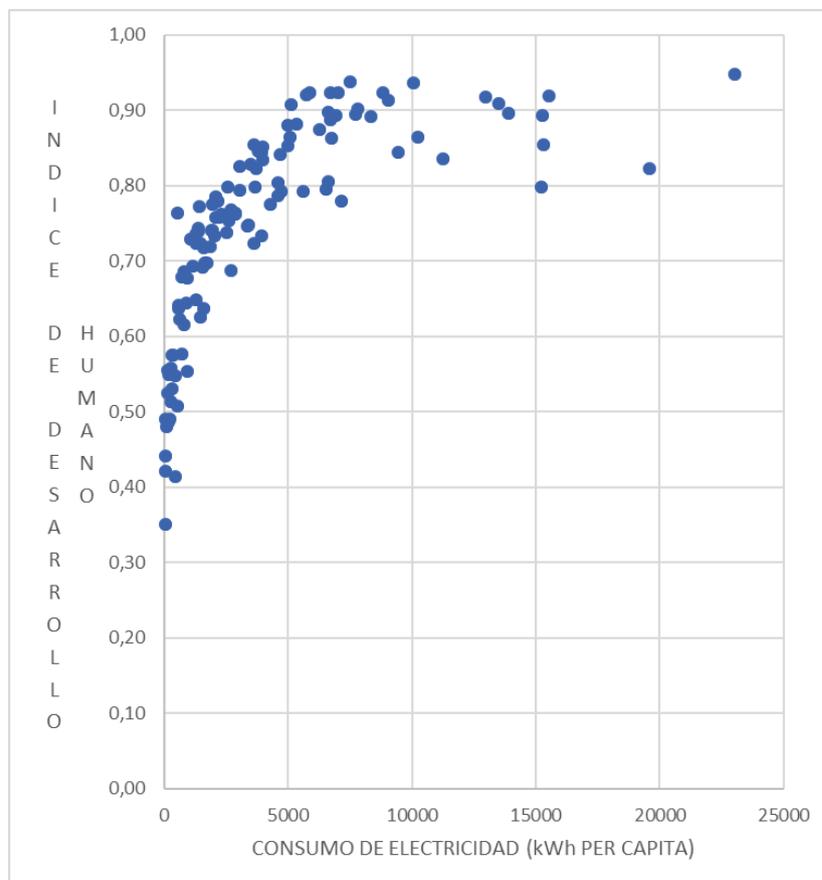
- PVsyst.
- Excel.

2 – ANTECEDENTES

2.1 – EL SECTOR ENERGÉTICO, PROBLEMAS Y PERSPECTIVAS DE FUTURO

Históricamente, la evolución de la sociedad siempre ha estado profundamente ligada a la transformación del sector energético. El aumento de la demanda energética con el cambio de economías de base agraria hacia modelos de base industrial y de servicios, promovió la necesidad de buscar nuevas formas de obtener energía. Hoy en día, asegurar el acceso a modernos servicios energéticos continúa siendo un aspecto clave para garantizar el crecimiento económico y el desarrollo humano de todos los países. Y es que sus implicaciones en áreas como la salud o la educación son de vital importancia para garantizar la calidad de vida de las personas.

Gráfico 1 - Índice de Desarrollo Humano por país en función del Consumo de Electricidad Per Cápita.



Fuente 1 – Elaboración Propia.

En este sentido, a comienzos del milenio, se realizó un estudio con el cual pretendía medir la relación entre el Consumo de Electricidad per Cápita y el Índice de Desarrollo Humano. Para ello, se empleó una muestra de 60 países que agrupaban al 90% de la población mundial en el año 1997. En dicho estudio, se demostraba la relación entre ambas variables y se establecía un umbral por el que los países, al alcanzar el valor de 4000 kWh per cápita, conseguían alcanzar valores máximos en el índice de Desarrollo Humano. (*Alan D. Pasternak, 2000*)

Al mismo tiempo, se detectaron ciertas diferencias obtenidas entre países desarrollados y en vías de desarrollo. De acuerdo con los datos extraídos, el 25% de la población mundial, perteneciente a los países desarrollados, consumía el 70% de la energía comercial mundial. Por el contrario, la gran mayoría de la población, concentrada en los países en vías de desarrollo o no desarrollados, únicamente consumía el 30% de la energía mundial.

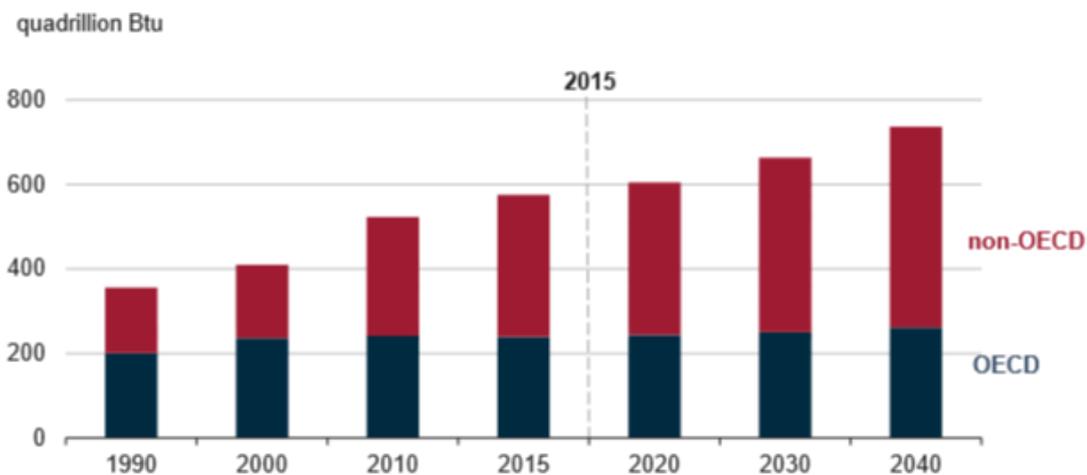
A través del gráfico 1, se observa el Índice de Desarrollo Humano en función del Consumo de Electricidad per Cápita para 119 países en el año 2014. Resulta evidente la existencia de correlación entre ambas variables, permaneciendo aún importantes diferencias entre los países desarrollados y en vías de desarrollo. Estas diferencias son el resultado de la forma en la que la energía se genera, distribuye y consume en regiones tan dispares del globo.

No obstante, a lo largo de los últimos 20 años, la distribución del consumo energético mundial ha ido cambiando. Como es posible comprobar en el gráfico 2, en el año 2010 los países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ya consumían más energía que las naciones desarrolladas y su ritmo de crecimiento era mucho mayor.

Esta tendencia se ha seguido manteniendo y las proyecciones de futuro indican que no va a cambiar. De hecho, se estima que el crecimiento poblacional, junto con el crecimiento económico de los países en desarrollo, provocará un aumento en su consumo energético del 41% entre los años 2015 y 2040.

Por el contrario, en los países de la OECD, con unas proyecciones de crecimiento poblacional y económico más estables, se estima que el consumo energético aumentará únicamente un 9%. En conjunto, se espera que el consumo energético mundial aumente un 28% hasta 2040. De la forma en cómo se responda al crecimiento energético en el futuro dependerá el bienestar de las generaciones venideras.

Gráfico 2 - Consumo mundial energético por grupo de países.



Fuente - United States Energy Information Administration (2017)

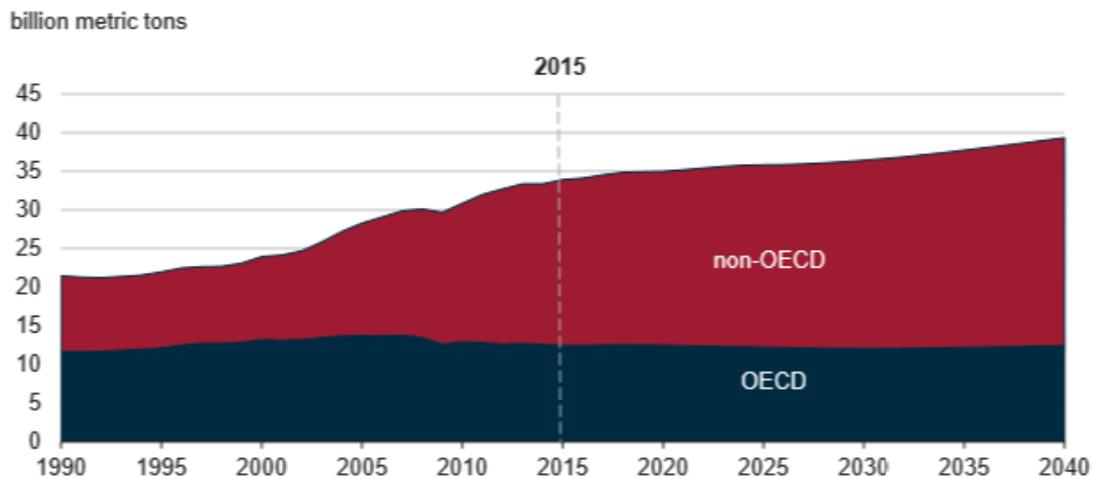
Y es que, desde el comienzo de la revolución industrial en la primera mitad del siglo XVIII, la concentración de gases de efecto invernadero no ha parado de crecer. Como consecuencia, la temperatura global ha estado aumentando de manera progresiva, provocando importantes cambios climatológicos en el planeta. Debido a esto, el pasado 2015 se celebró la Cumbre de París contra el cambio climático. En ella, cerca de 200 países representados adoptaron el primer acuerdo global con el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero y combatir sus efectos de forma conjunta.

Para lograrlo, se recalcó la importancia de seguir incentivando un periodo de transición hacia fuentes energéticas más eficientes y menos contaminantes para el medio ambiente. Diversas medidas se han iniciado ya en los países desarrollados, como el Mercado de Carbono Europeo en la UE (EU ETS) o el Plan de Energía Limpia en EE. UU. (CCP). Sin embargo, aún está por ver cómo se desarrollará esta transición en los países en vías de desarrollo, donde el acceso a servicios energéticos más eficientes está más limitado.

Entre las razones que pudieran estar limitando a los países desarrollados acceder a mejores y más modernas fuentes energéticas estarían el bajo poder adquisitivo de la población, la desigual distribución de los servicios energéticos, la falta de recursos financieros, la escasez de infraestructura y el bajo soporte político e institucional, (Amie Gaye, 2007). Por este motivo, para cumplir los objetivos propuestos en la Cumbre del Clima, los países desarrollados deberán seguir incentivando la transición hacia un modelo energético sostenible en sus territorios.

Sin embargo, promover un desarrollo similar en países en vías de desarrollo será fundamental para frenar el calentamiento global. En este sentido en el gráfico 3 se puede ver las emisiones de dióxido de carbono por el consumo de energía hasta 2040 por grupo de países.

Gráfico 3 - Proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero por grupo de países.



Fuente - United States Energy Information Administration (2017)

Mientras que en los países de la OECD los niveles de emisiones se mantendrán estables, en los países en vías de desarrollo crecerán como consecuencia del aumento en el consumo energético anteriormente comentado y la utilización de fuentes energéticas menos eficientes. Sin embargo, las emisiones incrementarían a un ritmo menor del experimentado en el periodo anterior.

Y es que diversos factores, como el aumento de la competitividad de las fuentes de energía renovables o la dificultad de encontrar nuevos yacimientos de recursos energéticos tradicionales, podrían jugar un papel determinante en el futuro. De hecho, países como China, principal consumidor de carbón mundial para la generación eléctrica, ya estaría implantando medidas para la transición hacia un modelo energético más sostenible económica y medioambientalmente.

En este contexto, las fuentes de energía renovables, como la energía solar, estarían en el momento propicio para dar el relevo generacional que se necesita. Y es que hoy en día, muchas de las tecnologías renovables todavía siguen precisando de un contexto político a favor, fácil acceso a financiación y condiciones climatológicas y medioambientales favorables que garanticen la viabilidad de la gran mayoría de proyectos.

2.2 – LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

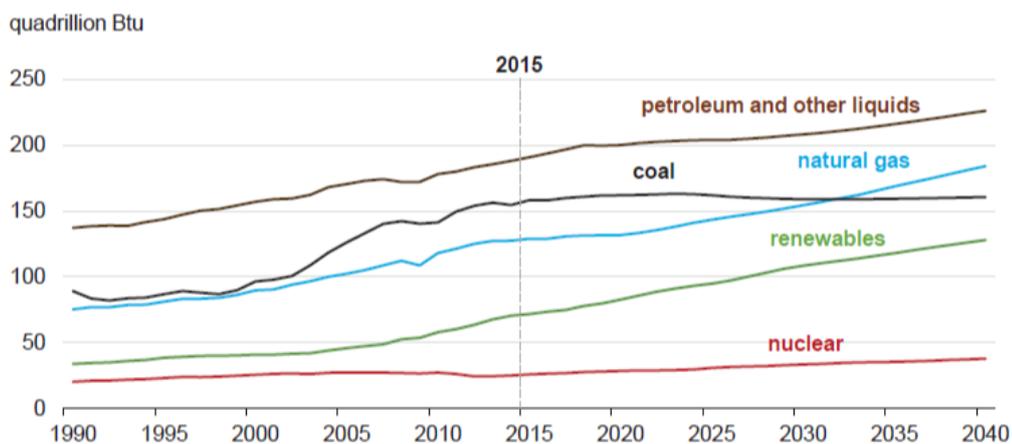
De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de futuro realizadas, se espera que los combustibles fósiles continúen siendo la principal fuente energética mundial durante las próximas dos décadas. Sin embargo, a diferencia de la gran mayoría de fuentes de energía renovables, los recursos disponibles en la naturaleza para su consumo son limitados.

Por otro lado, fuentes energéticas como el carbón ya empiezan a mostrar signos de pérdida de competitividad en algunas regiones del mundo. Nuevas formas de extracción como el fracking, o nuevos procesos de refinamiento, podrían prologar esta tendencia en el futuro. Sin embargo, es cuestión de tiempo que las reservas de combustibles fósiles acaben agotándose.

Ante esta incertidumbre, son muchos los países que han iniciado un proceso de transición energética hacia fuentes energéticas alternativas, así como la realización de proyectos conjuntos de investigación con el objetivo de dar el salto generacional en materia energética mundial, como el esperanzador reactor de fusión (ITER). En este sentido, si se observa el gráfico 4, es posible comprobar que el aumento en el consumo energético a partir de fuentes renovables será el más alto. De hecho, se calcula que las energías renovables se encargarán del 31% de la generación eléctrica mundial en 2040.

Hoy en día, el aumento de la competitividad gracias a los avances tecnológicos y el soporte institucional, constituyen los principales motivadores del crecimiento de las energías renovables en el mundo. No obstante, la inestabilidad en los países exportadores de combustibles fósiles, el aumento de su precio en el mercado y el agotamiento de las reservas disponibles, jugarán un papel aún mayor para su desarrollo en el futuro.

Gráfico 4 - Proyección del consumo de energía por tipo de tecnología.

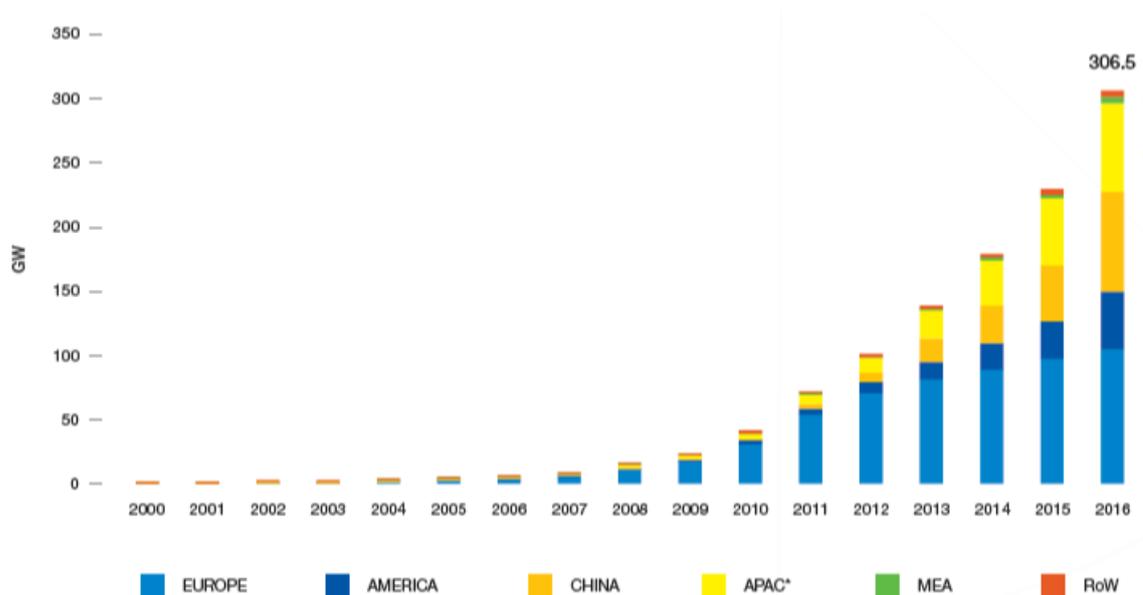


Fuente - United States Energy Information Administration (2017)

Respecto a la energía solar, después de años de incertidumbre política y crisis económica, ha experimentado importantes cambios que están incrementando su relevancia en el panorama energético mundial. La demanda global no para de crecer, mientras que los fabricantes de componentes están a plena capacidad. Por otro lado, Los módulos solares cada vez son más accesibles y la eficiencia de los sistemas no ha parado de aumentar. Con la Cumbre del Clima en 2015 y la fundación del International Solar Alliance, se espera que esta tendencia continúe en el futuro, otorgando las herramientas para que todos los participantes de la cadena ayuden a conseguir los objetivos de generación solar marcados para cada país.

Por otro lado, mientras que la imposición de aranceles comerciales a la producción asiática de componentes estaba lastrando el desarrollo de esta tecnología en muchos países, algunas compañías manufactureras están optando por movilizar parte de su producción fuera de la región de origen a la espera de un cambio en la política arancelaria. Asimismo, nuevos participantes están accediendo al mercado mientras que el autoconsumo energético cada vez toma más adeptos, especialmente entre los países desarrollados. Y es que la energía solar es cada vez más competitiva. De acuerdo con los últimos datos obtenidos, el coste nivelado de la energía realizado para proyectos de gran capacidad ya estaría ofreciendo energía de forma más barata que determinadas plantas de carbón, centrales de ciclo mixto y nucleares.

Gráfico 5 - Evolución de la capacidad solar fotovoltaica instalada en el mundo.

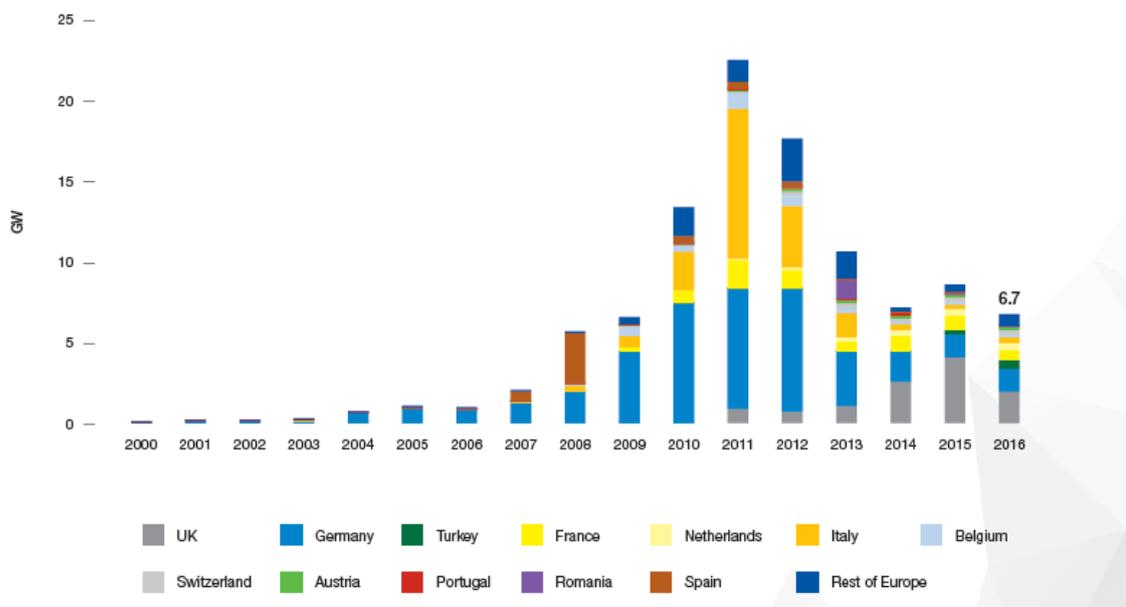


Fuente – SolarPower Europe (2016)

De acuerdo con los últimos datos publicados, el pasado año 2016 se cumplió un récord en cuanto a capacidad solar instalada anualmente. Con un total de 76.6 Gigavatios, es el mayor dato registrado hasta la fecha en un año dominado mayoritariamente por el mercado chino, seguido por Estados Unidos y Japón. Este incremento ha sido el resultado de la combinación de incentivos a la inversión y el aumento de la competitividad de la tecnología solar. Europa por su parte, pioneros en la implantación de energía solar en sus territorios, continua con un crecimiento negativo motivado por la terminación de los incentivos a la energía solar en el Reino Unido. En total, es posible ver en el gráfico 5, la capacidad solar instalada total asciende a 306.5 GW, un 33% más que en 2015 y un 4500% más que hace una década.

Con la evolución marcada a lo largo de los años, la región asiática se convierte en el mayor productor de energía solar fotovoltaica a nivel mundial, representando el 48% del mercado mundial. Las proyecciones de futuro auguran que esta tendencia va a continuar, siendo China el principal protagonista del crecimiento de esta tecnología a nivel global. Y es que el compromiso con el cambio climático en el país del sol naciente ha ido aumentando a lo largo del tiempo, debido en parte a los efectos que la polución estaba teniendo sobre su población, así como la mejora en la eficiencia de sistemas de energía fotovoltaicos. Por estas razones, se iniciaron una serie de políticas con el objetivo de garantizar la implantación de la tecnología renovable, convirtiéndose en el transcurso de muy poco tiempo en el país con mayor capacidad instalada.

Gráfico 6 - Evolución de la capacidad instalada anualmente en Europa.



Fuente - SolarPower Europe (2016)

Respecto a Europa, cabe decir que mantiene parte del liderazgo mantenido a lo largo de más de una década, al ser la segunda región con mayor capacidad de energía solar instalada presentando una cuota de mercado del 34%.

Como es posible observar en el gráfico 6, la evolución de la energía solar en la mayoría de los países de la zona Euro, a excepción de Alemania, ha estado motivado principalmente por la aplicación de incentivos a la inversión que han tenido efectos de carácter temporal.

Asimismo, sobre la forma en la que dichos incentivos se han aplicado ha dependido en gran medida del soporte institucional de cada país respecto a la tecnología solar. Por este motivo, el mercado eléctrico europeo está muy segmentado y diversificado, donde cada país ha utilizado diferentes instrumentos para alcanzar los objetivos de energía renovable impuestos.

Por otro lado, la tendencia a la baja marcada desde 2010 tiene su origen en la finalización de dichos incentivos en la mayoría de los países considerados. A pesar de esto, aún quedaría margen para que demás regiones de Europa cumplan sus objetivos y reviertan la tendencia los años venideros.

Asimismo, es preciso señalar que el aumento en la implantación de energías renovables en la mayoría de países de Europa no ha estado acompañado de una reducción significativa en el uso de energías tradicionales como el carbón o la energía nuclear.

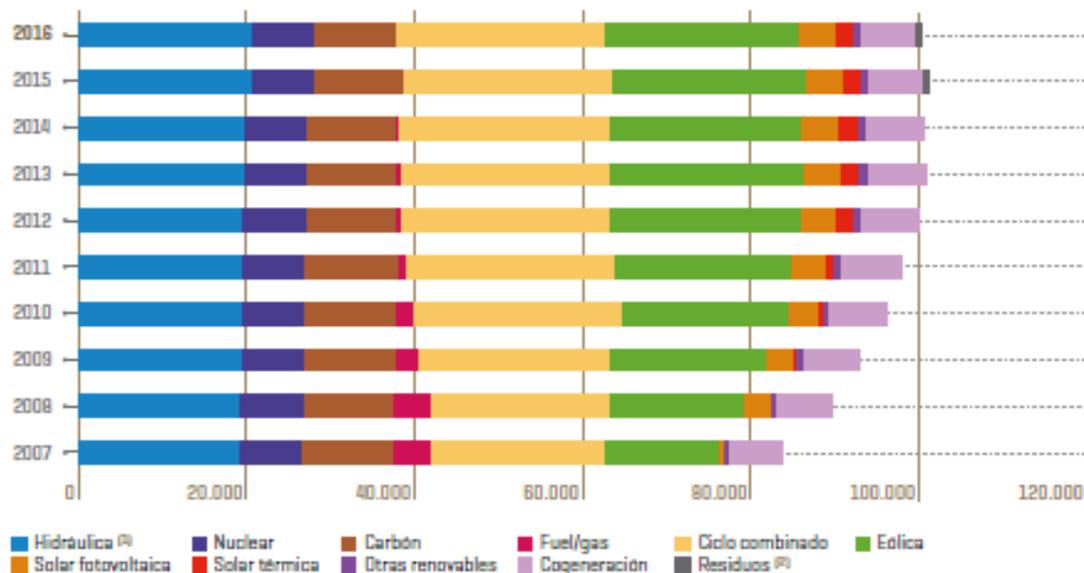
Por este motivo, se espera que los países aumenten sus esfuerzos en acelerar el proceso de transición y apuesten por el reemplazo generacional más allá de los niveles marcados para 2020, lo que podría originar nuevos incentivos a la inversión en tecnologías como la fotovoltaica.

2.3 - APROXIMACIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

En España, la evolución del sector eléctrico desde el comienzo del milenio ha estado marcada por la liberación del mercado con la introducción de la Ley 54/1997 y la Directiva 2003/54/CE. A través de la regulación de las principales actividades del sector, se promovió la desintegración vertical de las grandes empresas nacionales y se construyó el marco normativo adecuado para facilitar la entrada de nuevos participantes. De la misma forma, los diversos avances tecnológicos permitieron el desarrollo de nuevas formas de obtener energía, creando un sistema eléctrico muy diversificado donde las energías renovables supusieron el 40,8% de la potencia eléctrica generada en 2016.

Gracias a esto, el mix de energías disponibles ha permitido asegurar el suministro de electricidad, reducir la dependencia energética con el exterior y contribuir al desarrollo sostenible con el medio ambiente. En este sentido, en el gráfico 7 se observa la evolución en la potencia instalada por tipo de tecnología a lo largo de los últimos 10 años, donde destaca especialmente el incremento del peso de las energías renovables. Las principales fuentes energéticas tradicionales, por el contrario, han visto como su presencia en el mercado se ha mantenido invariable, lo que ha provocado que pierdan peso relativo paulatinamente.

Gráfico 7 - Evolución de la potencia eléctrica instalada en Megavatios por tecnología en la península.

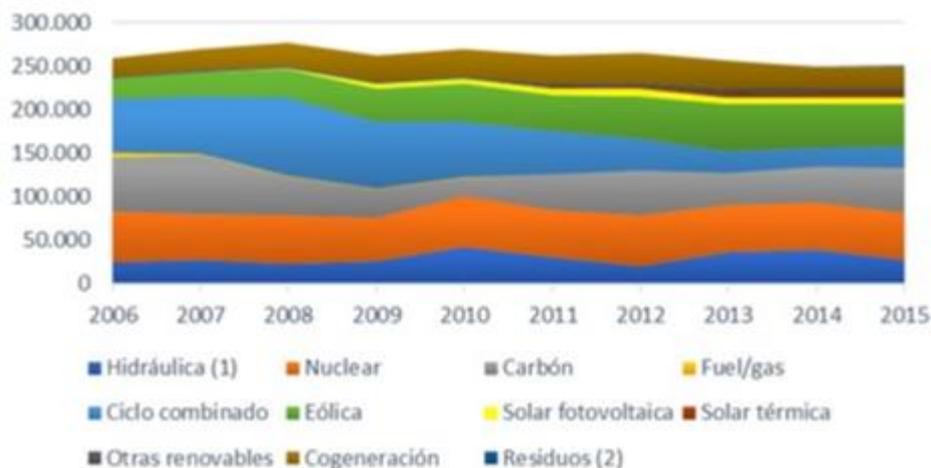


Fuente - Red Eléctrica Española (2016)

Respecto a la producción eléctrica, en el gráfico 8 se puede analizar la evolución por tipo de tecnología a lo largo de la última década. Como es posible observar, las energías renovables han experimentado un mayor crecimiento durante la última década, especialmente la energía eólica. Por otro lado, la producción eléctrica fotovoltaica parece haberse estancado, debido en gran medida a la finalización de programas de incentivos con primas y tarifas especiales a la generación solar. Resulta destacable, por otro lado, tanto el mantenimiento de la producción nuclear como la combustión de carbón autóctono a lo largo del tiempo, lo que ratifica el problema de transición en el país anteriormente mencionado.

Por otro lado, las centrales de ciclo combinado pierden relevancia en la producción eléctrica nacional y quedan relegadas a un segundo plano en forma de colchón de seguridad ante posibles caídas en la producción eléctrica renovable. Y es que dada la limitada capacidad de conexión con otros países debido a la situación geográfica, el exceso de producción no puede destinarse a otros mercados. De hecho, para evitar problemas de sobreproducción, el gobierno regula diversos aspectos del mercado, como la limitación a las horas de funcionamiento, mediante la última reforma del sector con Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Gráfico 8 - Evolución de la producción eléctrica peninsular por tipo de tecnología.



Fuente - Elaboración Propia.

Sin embargo, más allá de la producción, la composición actual del sector eléctrico es el resultado de las diferentes regulaciones implantadas a lo largo de los últimos años. Debido a esto, hoy en día es posible identificar diferentes agentes en función de la actividad que desempeñan en él. En la siguiente tabla 1 se representa la estructura del sector:

Tabla 1 - Estructura actual del sector eléctrico español.

Administración Pública	• Ministerio de Industria, Energía y Turismo, CCAA, Ayuntamientos
Regulador	• Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)
Suministradores del servicio	• Productores, transportista, distribuidores, comercializadores, operador del mercado y operador del sistema, etc.
Financiadores	• Propietarios, Instituciones financieras, Fondos de inversión
Receptores del servicio y remuneradores finales de las actividades	• Consumidores: industriales, domésticos y "comerciales"
Otros	• Industria asociada, Asociaciones, otras instituciones (ENUSA, ENRESA), etc.

Fuente - Instituto Vasco de Competitividad (2015)

En primer lugar, la Administración Pública y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el principal regulador de las diferentes actividades que componen el sector, como la generación, el transporte o la distribución. En cambio, las Comunidades Autónomas y los ayuntamientos a pesar de tener atribuidas ciertas competencias, tienen un campo de acción más limitado.

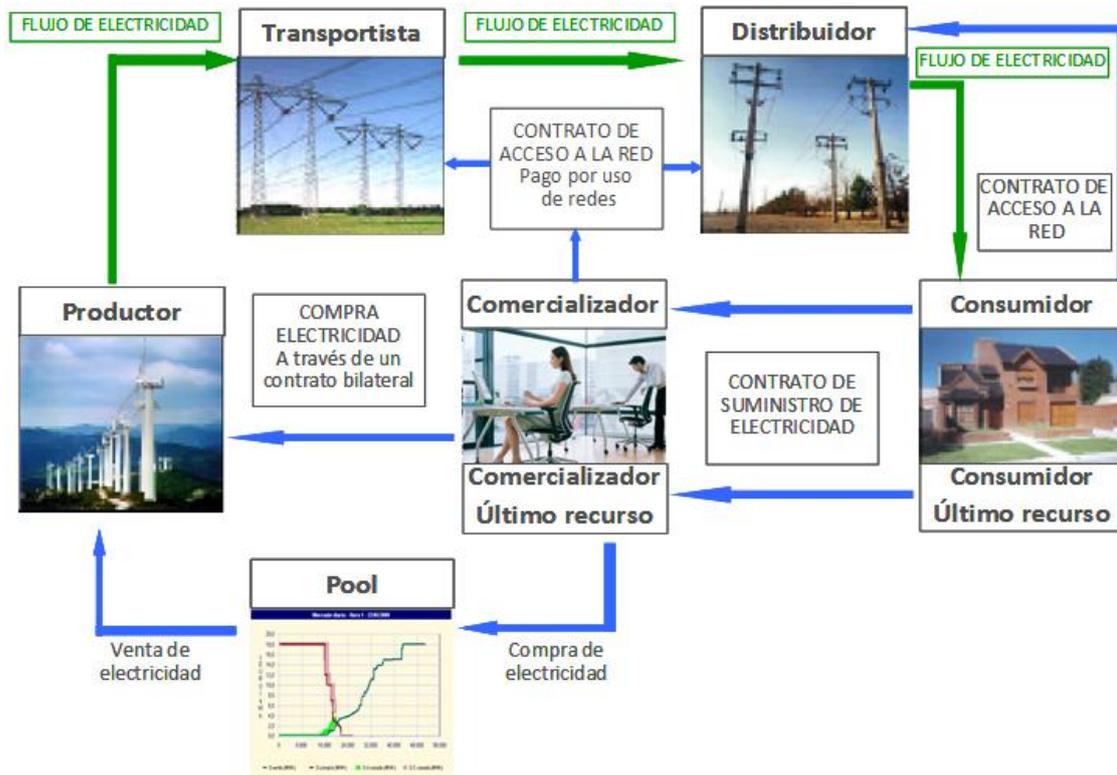
En segundo lugar, la función de regulador es la ejercida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, organismo encargado de garantizar la competencia leal entre los distintos agentes participantes y trabajar por la transparencia en el sistema eléctrico. Un ejemplo del trabajo desempeñado por la CNMV sería la supervisión de las subastas de energía eléctrica para instalaciones renovables realizadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En tercer lugar, el grupo de agentes de suministradores del servicio agrupa a diferentes figuras clave para el correcto funcionamiento del sector, como los productores, los comercializadores o los transportistas. Este es uno de los grupos que mayor crecimiento de agentes ha experimentado gracias a la liberación del sector y a la introducción de nuevas fuentes de energía en el mix, en especial aquellas de origen renovable. La relación entre los diferentes agentes en el mercado mayorista está supervisada por el regulador del mercado.

En cuarto lugar, dentro de los agentes financiadores se pueden encontrar desde grupos de accionistas, hasta entidades encargadas de suplir las necesidades de recursos de las diferentes compañías del sector. Y en último lugar, situados al final de la cadena, estarían los receptores de la producción eléctrica, tanto de carácter industrial como doméstico.

Para comprender como todos los agentes interactúan entre sí, en la siguiente ilustración 1 se puede ver una sencilla representación de cómo funciona el sector eléctrico, desde el principio de la cadena con la producción de la energía, hasta el final con su consumo:

Ilustración 1 - Representación básica del funcionamiento del sector eléctrico español.



Fuente - Nueva Comercializadora Española.

De cara al consumidor final, la figura del comercializador es la más importante, ya que se encarga de interactuar con la figura del distribuidor y el generador a través de un contrato bilateral. Asimismo, también es posible que acudan al mercado mayorista para realizar la compra de la electricidad, donde se fijará un precio en función de las órdenes de compra y venta lanzadas.

Una vez las órdenes han sido fijadas, los agentes generadores cumplen las exigencias del mercado en función de las previsiones de demanda estimadas, conduciendo la electricidad a los distribuidores locales, siendo estos últimos los que se encargan de distribuir la electricidad hasta llegar al consumidor final.

La distribución de la electricidad converge en el transportista regular, que en el sistema eléctrico nacional se corresponde con la entidad Red Eléctrica Española, antes de ser redistribuida al consumidor final. El mantenimiento de estas redes se financia a través de los diferentes participantes de la cadena bajo el concepto de costes de peaje.

2.4 – ANÁLISIS DEL SECTOR DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO

Actualmente, gran parte de la actividad relacionada con la producción eléctrica está agrupada en el sector correspondiente al suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado bajo la división 35 de la CNAE-2009. De cara a profundizar en él, se analiza la composición del sector a partir de la siguiente tabla 2:

Tabla 2 - Desglose por tipo de empresa en el Sector de Suministro de Energía eléctrica, Gas, Vapor y Aire acondicionado.

VARIABLES BÁSICAS	UNIDAD	PYME ⁽¹⁾ Valor en 2014	NO PYME Valor en 2014
Número de empresas ⁽¹⁾	Unidades	14.219	25
Cifra de negocios	Miles €	30.048.533	65.090.827
Producción	Miles €	20.590.803	54.504.065
Valor Añadido (VA)	Miles €	6.438.654	13.229.966
Ocupados	Unidades	12.930	25.977
Tamaño medio ⁽²⁾	Unidades	0,9	1.039,1
Remuneración por asalariado	Miles €	46,7	100,3
Productividad (VA/Ocupados)	Miles €	498,0	509,3
Coste Laboral Unitario ⁽³⁾	Porcentaje %	9,4	19,7
Intensidad Inversora ⁽⁴⁾	Porcentaje %	6,4	19,6

⁽¹⁾ Incluye empresas sin asalariados y las ubicadas en Ceuta y Melilla

⁽²⁾ Cociente entre número de ocupados y el número de empresas

⁽⁴⁾ Inversión en maquinaria y equipo respecto al valor añadido

Fuente: Fichas sectoriales MINETUR

⁽³⁾ Cociente entre la remuneración por asalariado y la productividad

⁽⁵⁾ Empresas con menos de 250 trabajadores

Fuente - Ministerio de Energía, Turismo y Agencia Digital (2016)

Según los últimos datos proporcionados por el Ministerio de Energía, Turismo y Agencia Digital, el sector en 2014 estaba compuesto por un total de 14.244 empresas, de las cuales el 99,8% entrarían dentro de la clasificación de pequeña empresa o PYME. Sin embargo, pese a que el mercado esté dominado por empresas de reducida dimensión, estas únicamente contribuyeron con el 27,4 de la producción total de ese mismo año, obteniendo el 31,5% de la cifra de negocio. Por lo tanto, aunque el sector esté dominado por PYMES puede comprobarse que gran parte la riqueza es generada por un grupo pequeño de grandes empresas.

Respecto a la ocupación, en el año 2014 el sector daba empleo a 38.907 personas de las cuales el 33% estaría trabajando para el grupo de PYMES. Por otro lado, la actividad económica de la pequeña empresa generó el 32% del valor añadido de 2014. La relación entre ambas variables parece denotar una relación lineal que descarta que estemos ante un sector intensivo en mano de obra, si no en capital.

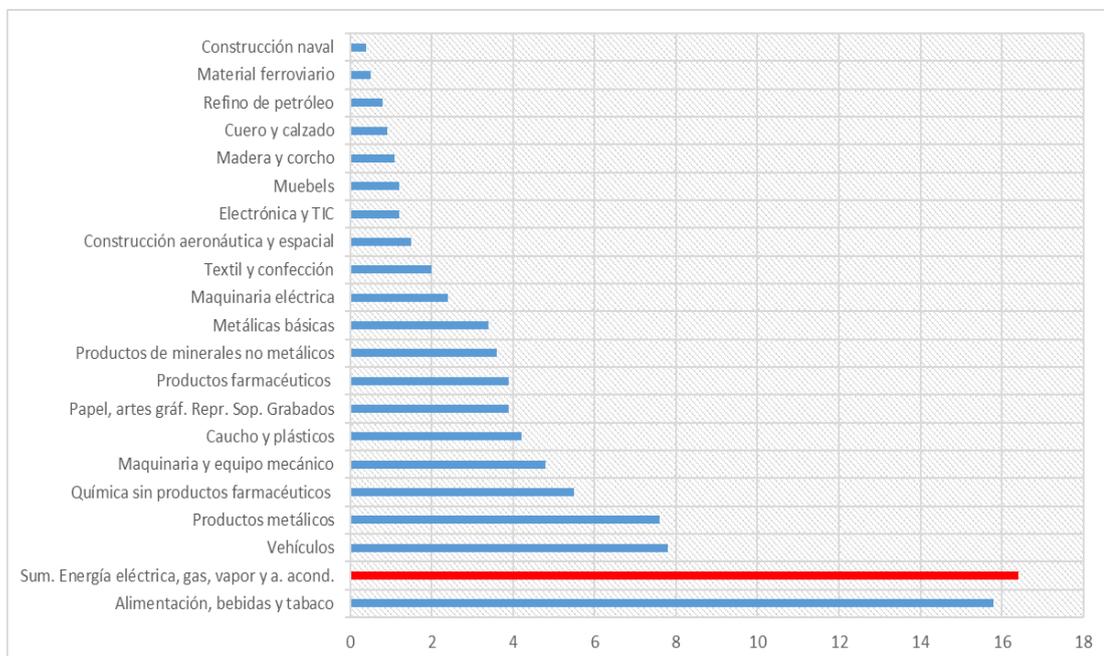
De hecho, la productividad entre ambos agentes económicos presenta valores muy similares. Sin embargo, el coste laboral unitario es mucho mayor en las grandes empresas, ya que retribuyeron en mayor cantidad a un mayor número de trabajadores.

Por último, respecto a la intensidad inversora, observamos que su valor fue mayor en las empresas grandes pese a que éstas únicamente representan el 0,17% del sector. Sin embargo, dado que disponen de mayores recursos a su disposición, resulta lógico deducir que la capacidad de crecimiento y de innovación será mayor.

Por otro lado, a través del gráfico 9, puede comprobarse que el Valor Añadido del sector de análisis fue de los más altos en el año 2014. Y es que si se estudia la evolución a la que se ha visto sometida la industria durante la crisis económica, se puede comprobar que la destrucción de empleo y la liquidación de empresas ha sido la tónica general.

Sin embargo, otros sectores han salido reforzados a través del aumento de la competitividad, la diversificación o la internacionalización. En este sentido, el sector para el suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado habría ganado ciertas ventajas competitivas que, a través de una mayor especialización, le habría ayudado a ganar relevancia frente al conjunto de sectores industriales.

Gráfico 9 - Comparación del Valor Añadido Bruto por tipo de industria.

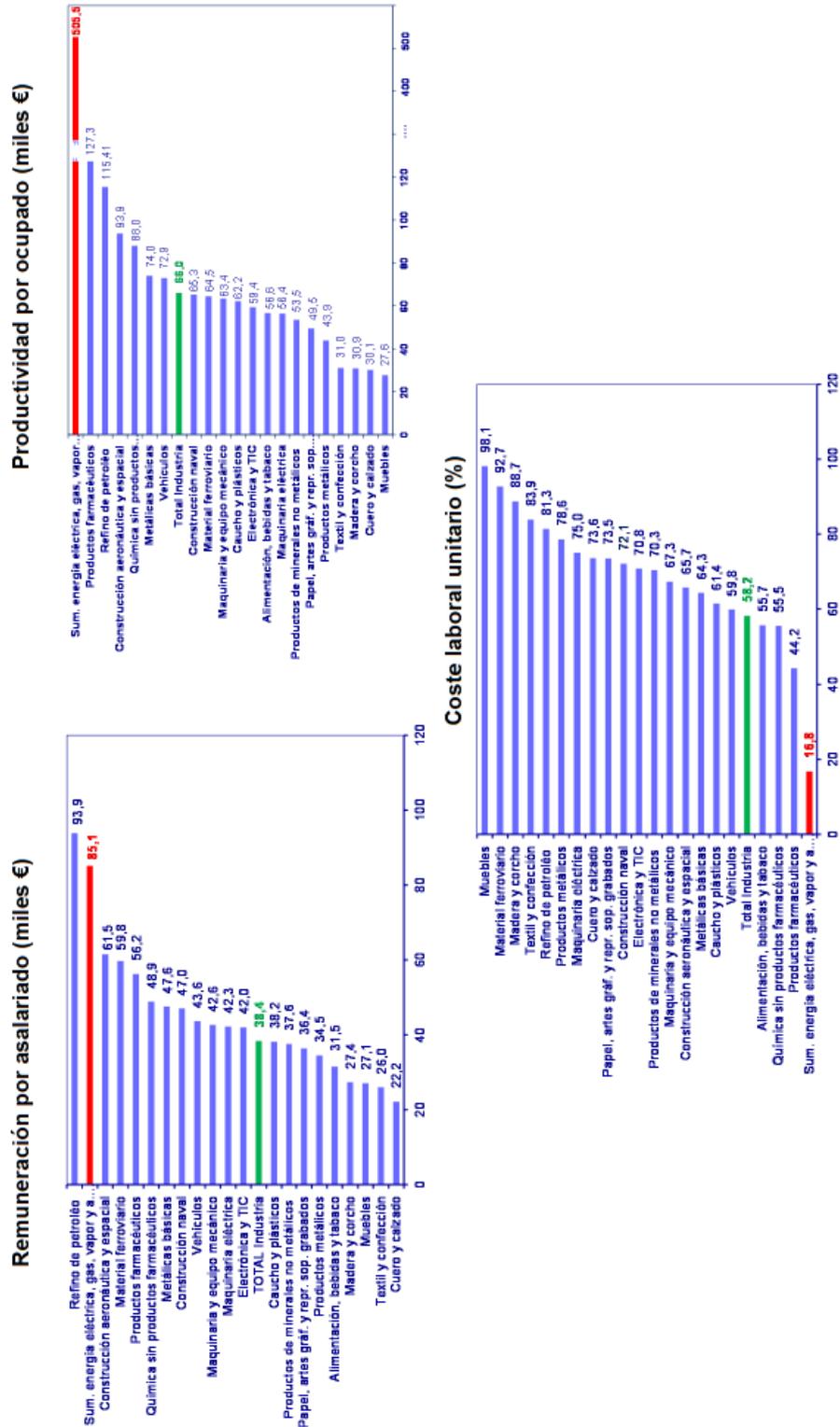


Fuente - Elaboración propia.

Por otro lado, como se puede ver en los gráficos 10, pese a que la remuneración por asalariado es de las más altas del sector, tanto los valores de productividad por ocupado como el coste laboral unitario, están posicionados como los más bajos si son comparados con los obtenidos para el resto de las actividades del sector industrial nacional. No obstante, es preciso señalar que el grado de ocupación para el sector de estudio es de los más bajos de la industria.

Esto es un claro indicador de que el sector es eficiente en la utilización de sus recursos y denota, como ya se indicó, el uso intensivo del capital frente a la mano de obra. Esta relación se ve intensificada por el esfuerzo inversor realizado por el sector en el periodo anterior al inicio de la recesión económica. De hecho, el sector de análisis únicamente representa el 2% de la ocupación total del sector industrial.

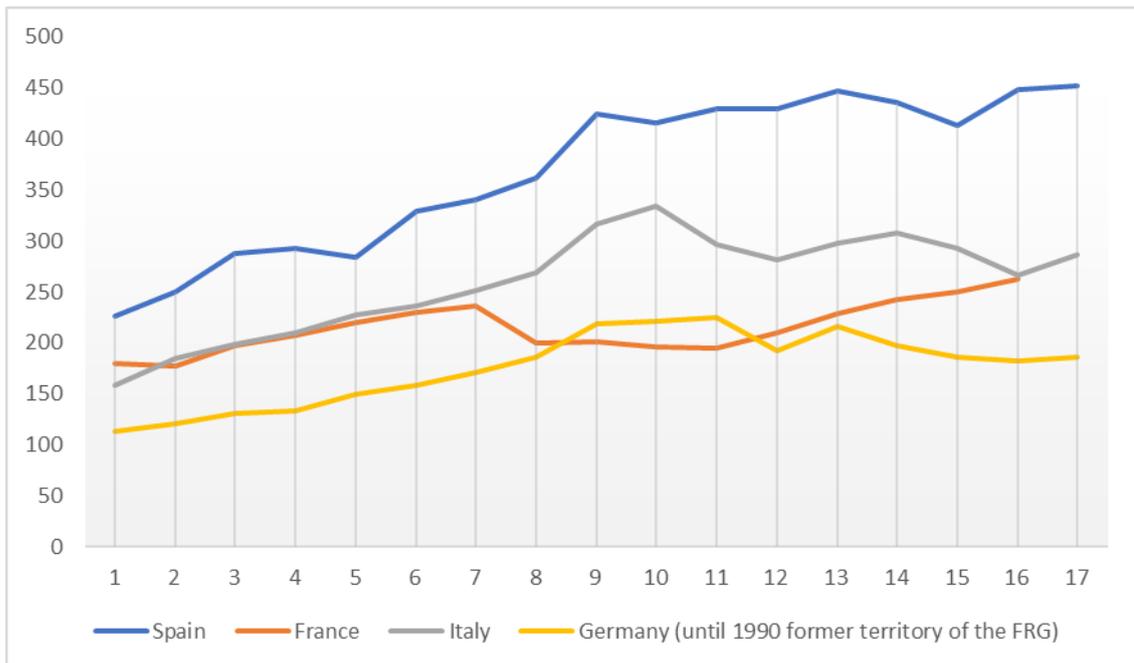
Gráfico 10 - Comparación entre la remuneración por empleado, la productividad por empleado y el coste laboral unitario en miles de euros por tipo de industria en 2014



Fuente – Ministerio de Energía, Turismo y Agencia Digital (2016).

Si se analiza la posición del sector dentro de la Unión Europea, se puede observar a través del gráfico 11 que la productividad por empleado es de las más altas si lo comparamos con las principales potencias de la región. En este sentido, el sector nacional presentaría una clara ventaja competitiva debido a la reducción en el número de empleados, la automatización de procesos y la externalización de servicios.

Gráfico 11 - Evolución por país de la productividad por empleado en miles de euros en el sector del suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado.



Fuente - Elaboración Propia.

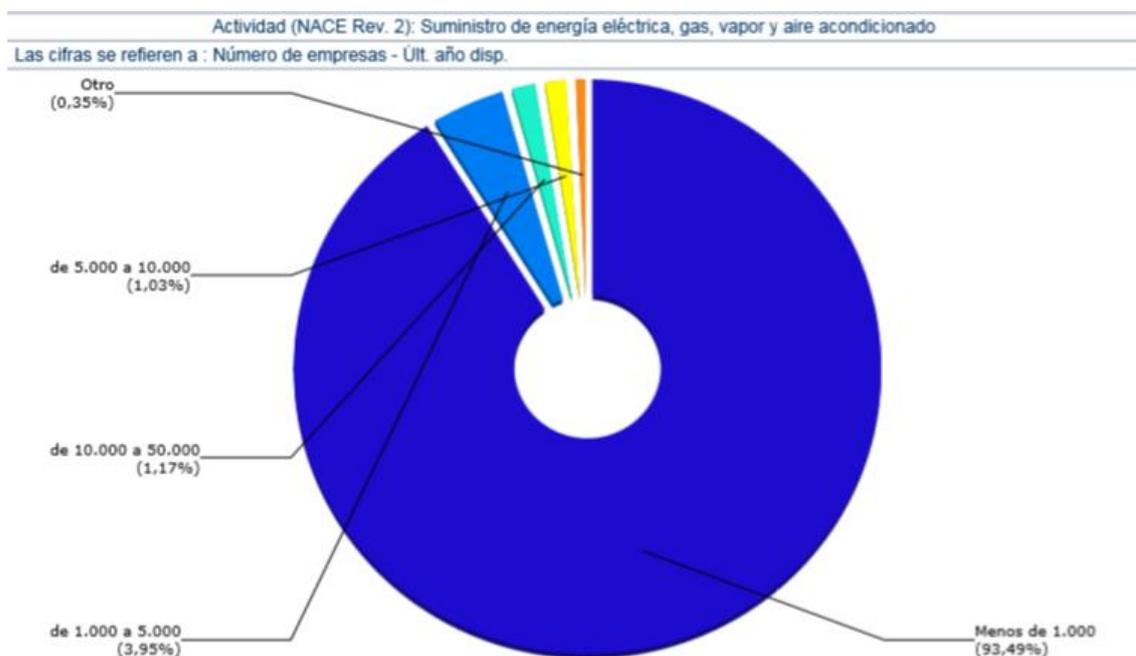
En conclusión, se estaría ante un sector constituido en su mayoría por pequeñas empresas, pero con un alto grado de especialización. A pesar de esto, el mayor peso del sector recae sobre unas pocas grandes empresas que dominarían el mercado. Por otro lado, a pesar de que el grado de ocupación es de los más bajos del sector, las tasas de producción son de las más altas de toda la industria, lo que denota un uso intensivo del capital.

A pesar de los efectos de la crisis, el sector ha continuado creciendo a lo largo del tiempo, lo que es un claro indicador de estabilidad. Debido a esto, a la vista de los datos puede concluirse que el sector para el suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado es competitivo tanto si se compara con el resto de los sectores industriales nacionales, como si se compara con los principales países de la Unión Europea.

2.5 – ANÁLISIS DEL SUBSECTOR DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE OTROS TIPOS

Una vez analizado brevemente el sector en el que se ubica el presente TFG, se va a analizar el subsector en el que se ubicará la empresa objeto del presente trabajo: la producción eléctrica de otros tipos bajo el código CNAE 3519. Para ello, en primer lugar, se va a proceder a evaluar la distribución del número de empresas en función del nivel de ingresos a través del gráfico circular 12.

Gráfico 12 - Distribución de empresas del subsector de producción eléctrica de otros tipos en función del nivel de ingresos.



Fuente – SABI.

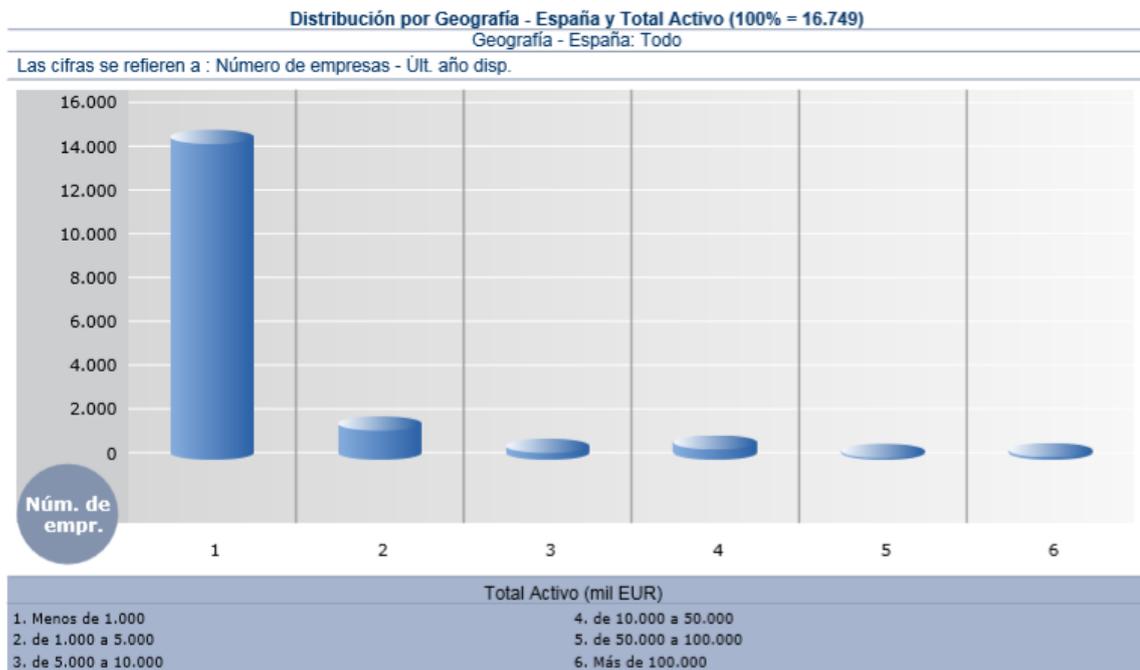
El gráfico circular permite determinar que el subsector bajo el código CNAE 3519, siguiendo la tónica del sector anteriormente analizado, está dominado en su mayoría por empresas de reducido tamaño.

De la misma forma, separadas en función del nivel de ingresos de explotación, es posible observar que el 93,49% de las empresas presenta unos valores inferiores al millón de euros.

En cambio, un porcentaje muy reducido de empresas obtiene unos ingresos de explotación superiores a los 100 millones de euros. Esto significa que la gran mayoría de las empresas del subsector son de reducida dimensión.

En segundo lugar, respecto a la distribución del Activo, se observa el mismo patrón observado con anterioridad. Analizando el gráfico 12, es posible comprobar que el 86,09% de las empresas del subsector tendría un Activo total inferior al millón de euros. Dado que estamos ante un sector intensivo en el uso del capital, podría afirmarse que existe una correlación positiva entre ambas variables, obteniéndose mayores ingresos a medida que se disponen de mayores medios para aumentar la producción.

Gráfico 13 - Distribución de empresas del subsector de producción eléctrica de otros tipos en función de la composición del Activo.



Fuente – SABI.

3 – ANÁLISIS ESTRATÉGICO

A la hora de desarrollar un nuevo producto, diseñar una nueva línea de negocio o implantar un nuevo proyecto, es necesario conocer todas aquellas variables que puede influenciar la toma de decisiones. Y es que el entorno macro y micro que rodea a las empresas está sumido en un cambio constante. Por este motivo, se debe mantener un comportamiento de aprendizaje en todo momento, modificando la forma de actuar cuando fuese necesario para adaptarse a nuevos escenarios que pudieran surgir en el futuro.

Aquí es donde entra el proceso de análisis estratégico como solución a esta problemática. Para ello, se van a emplear diversas técnicas que permiten ampliar los conocimientos acerca del entorno y maximizar así las posibilidades de éxito en un proyecto de estas características. Además, muchas de las herramientas de las que se dispone para realizar un análisis estratégico son complementarias entre sí, lo que permite cruzar información y extraer conclusiones.

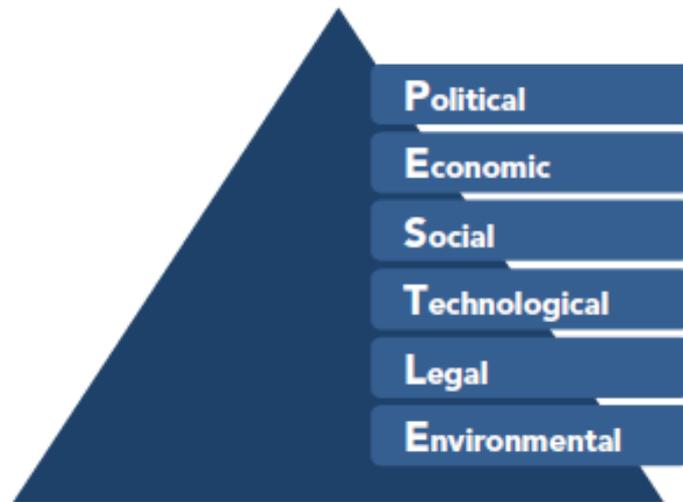
Respecto al contenido del análisis estratégico, en primer lugar, se va a elaborar un análisis PESTEL para obtener la mayor cantidad de información acerca del macroentorno de la empresa. Seguidamente, se utilizará la metodología de análisis de las cinco fuerzas de Porter para conocer el microentorno y la relación de la empresa con los agentes más cercanos a ella. Por último, se realizará un análisis DAFO para evaluar la situación general de un proyecto de energía fotovoltaica en España.

3.1 – ANÁLISIS DEL MACROENTORNO

Como he señalado anteriormente, se va a comenzar el análisis estratégico centrándose en aquellos factores pertenecientes al macroentorno de la empresa. Para ello, se utilizará la herramienta PESTEL, que es un acrónimo de los conceptos representados en la ilustración 2 y que se irán cubriendo a lo largo del análisis.

La principal característica de esta metodología analítica es que otorga información acerca de factores que la empresa no puede controlar. Sin embargo, aporta toda la información que se necesita para implantar un negocio en un tiempo y espacio determinado. En este sentido, uno de los beneficios de esta técnica es que todos los factores pueden ser revisados y actualizados con el paso del tiempo. Aunque el método presenta diversas variaciones, se dispone a emplear el análisis que comprende 6 factores principales y que constituyen las siglas de la palabra PESTEL: Político, Económico, Social, Tecnológico, Ecológico y Legal.

Ilustración 2 - Representación gráfica del método PESTEL.



Fuente - TEAM FME (2013)

3.1.1 – FACTORES POLÍTICOS

- **ESTABILIDAD GUBERNAMENTAL:** El grado de estabilidad política de un país es considerado como un requisito para garantizar el crecimiento económico. Y es que la estabilidad gubernamental afecta a diferentes variables que, a su vez, pueden estar interrelacionadas entre sí, provocando un efecto multiplicador sobre la economía y sus participantes.

En este sentido, un país con alto grado de estabilidad política contribuye a reducir los riesgos asociados a la incertidumbre del futuro, incentivando la inversión y la generación de empleo. Por ejemplo, con la aplicación de políticas de carácter fiscal y monetario, éstas tienden a ser más continuas en el tiempo cuanto más estable es un gobierno, reduciendo la volatilidad asociada a los mercados y manteniendo bajos los niveles de inflación. Asimismo, la estabilidad gubernamental ayuda a la configuración de un marco regulatorio sólido esencial para el crecimiento económico a largo plazo.

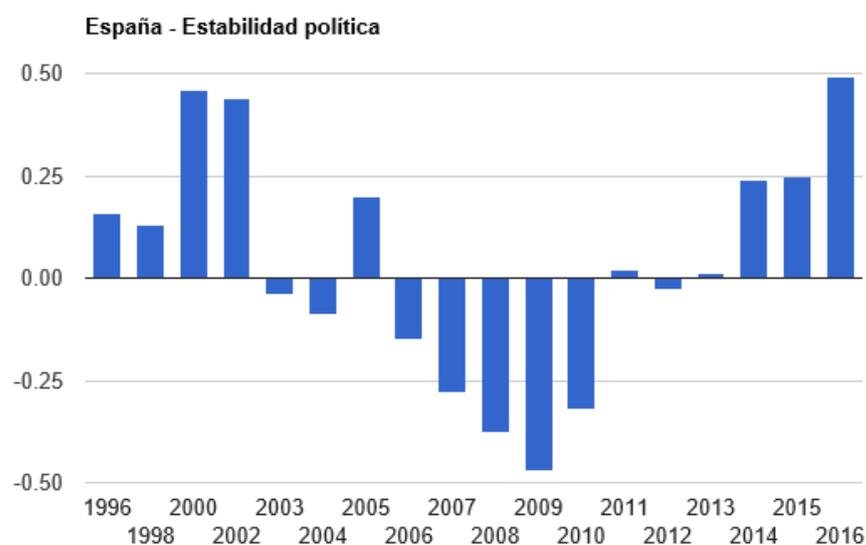
Teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente expuestas, España puede considerarse como un país estable políticamente. Con una estructura de poder basada en una monarquía parlamentaria, presenta una forma de gobierno democrática férrea y consolidada. Asimismo, es uno de los 28 países que conforman la asociación económica y política de la Unión Europea desde el año 1986.

Desde el inicio de la democracia, España ha experimentado cierto equilibrio de fuerzas en el gobierno, donde el poder ha ido alternándose entre los dos partidos tradicionales mayoritarios. A lo largo de sus candidaturas, la calidad de vida ha incrementado considerablemente y las políticas fiscales y monetarias aplicadas han contribuido al desarrollo económico del país. Asimismo, las diferencias entre las posiciones de ambos partidos no han impedido o dificultado el crecimiento del país.

No obstante, tras el inicio de la crisis financiera de 2008, el aumento del desempleo y los casos de corrupción han minado la confianza del electorado, provocando la aparición de nuevas formaciones políticas que han querido canalizar dicho descontento. Esto aumentó la dificultad para formar gobierno en las elecciones de 2015, las cuales tuvieron que repetirse de nuevo en 2016 ante la incapacidad de investir a un presidente.

Debido a las múltiples diferencias entre los partidos, el panorama político actual está muy polarizado. Podría decirse que estas diferencias se han visto aumentadas con la fallida consumación del proceso independentista catalán en el año 2017. La enérgica respuesta por parte de las instituciones ante este nuevo desafío ha pretendido dar una imagen de confianza de cara a un futuro más incierto que nunca. En este sentido, en el siguiente gráfico 14 se puede observar una representación gráfica de la estabilidad política en España a lo largo de los últimos 20 años.

Gráfico 14 - Evolución del Índice de Estabilidad Política.



Fuente - The Global Economy.

- **POLÍTICA FISCAL:** La política fiscal constituye una de las principales herramientas de las que disponen los países para controlar determinados aspectos de la economía para garantizar la estabilidad macroeconómica a largo plazo. Mientras que la política monetaria, supeditada a los Bancos Centrales, se encarga de controlar aspectos como el flujo de dinero, la tasa de interés o el tipo de cambio, la política fiscal se encarga de controlar el grado de fiscalidad y el gasto público. Teóricamente, las políticas fiscales aplicadas variarán en función de los ciclos económicos de cada época. Así pues, en un escenario de recesión, donde el desempleo crezca y consumo e inversión bajen, se deberán aplicar incentivos al crecimiento que, junto con los estabilizadores automáticos, mitiguen la espiral negativa de decrecimiento económico. Sin embargo, la decisión a tomar dependerá de la situación particular de cada país, pues deben de tenerse en cuenta diversos factores interrelacionados como lo son el nivel de endeudamiento público, el grado de déficit público o la evolución de la inflación.

En este sentido, a pesar de que España se encuentra en un ciclo económico contractivo, la política fiscal llevada a cabo en España ha sido esencialmente restrictiva. La razón de este hecho se halla en la grave crisis financiera iniciada en 2008. Con la caída de los grandes centros financieros y la explosión de la burbuja inmobiliaria, los mayores sectores productivos del país se vieron gravemente afectados, provocando graves desajustes en la capacidad del Estado para responder a sus gastos. Empresas privadas vieron sus ingresos reducidos, viéndose forzadas a realizar considerables ajustes con el objetivo de reducir sus gastos. Esto provocó un aumento considerable del número de desempleados en el país. Esta situación, a su vez, redujo la capacidad de recaudación del Estado, que se vio forzado a pedir prestado dinero a los mercados para financiar los servicios sociales básicos y aplicar así políticas expansionistas que mitigarán el impacto económico de la crisis. Como consecuencia, el déficit fiscal y la deuda pública se dispararon, aumentando la prima de riesgo que alcanzaría su valor máximo en 2012 superando los 600 puntos básicos.

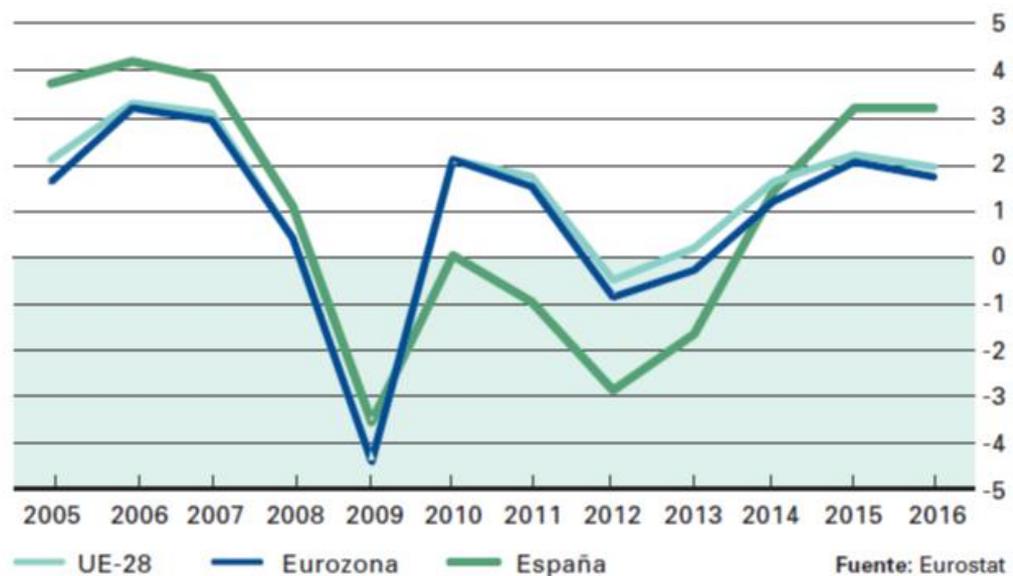
Las políticas restrictivas iniciadas por el gobierno en concordancia con las exigencias para con el déficit en la zona Euro, han mejorado el posicionamiento del país a lo largo de los últimos 5 años. Actualmente, la prima de riesgo ha bajado de los 100 puntos y los últimos datos del déficit fiscal indican un valor de -3,1% sobre el PIB, lo que ha rebajado la presión desde Bruselas sobre España. Asimismo, se esperan que las nuevas políticas iniciadas por parte del gobierno continúen el camino marcado con el objetivo de cumplir con los objetivos y la reducción de la deuda pública, la cual se sitúa en el 98,38% del PIB.

3.1.2 – FACTORES ECONÓMICOS

- **PRODUCTO INTERIOR BRUTO:** Es una macromagnitud que representa el flujo monetario de los bienes y servicios producidos por los agentes económicos de un país en un periodo de tiempo determinado. En este sentido, el PIB es empleado como un medidor de la capacidad de generación de riqueza de un país. Según los últimos datos procedentes del FMI, España ocupa el puesto catorceavo en el ranking mundial, mientras que en la Unión Europea representa la sexta economía más grande de la región.

La evolución que el PIB ha experimentado en años anteriores ha estado marcada por la crisis financiera del 2008, la cual se prolongó a través de un periodo de recesión económica global. Como se muestra en el gráfico 15, la variación anual experimentó su mayor caída en 2009, seguida de una leve recuperación en 2010 para volver a caer en el año 2012 a causa de la crisis de la deuda soberana.

Gráfico 15 - Comparación de la variación anual del Productor Interior Bruto.

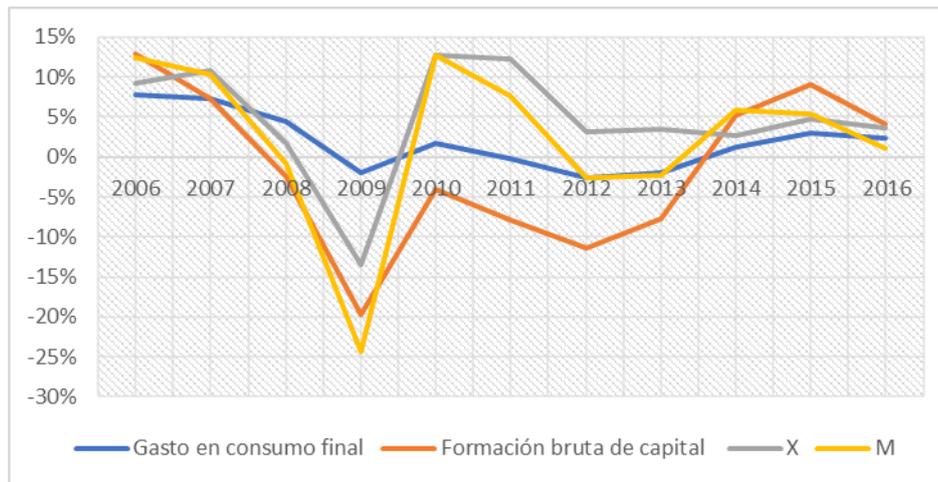


Fuente – Instituto Nacional de Estadística (2017)

De acuerdo con los datos expuestos, la gran mayoría de los países estarían empezando a recobrar la senda de la recuperación. En el caso de España, puede observarse cómo, durante los últimos 3 años, el PIB nacional ha mantenido un ritmo de crecimiento ligeramente superior a la media de todos los países de la Unión Europea. No obstante, los efectos de la crisis fueron mayores durante el periodo de recesión.

- **DEMANDA NACIONAL:** Para profundizar más sobre efectos de la crisis financiera en el PIB de España, en el siguiente gráfico 16 se puede ver la magnitud macroeconómica desglosada en componentes de la demanda nacional.

Gráfico 16 - Tasa de variación anual del PIB desglosada en componentes de la demanda nacional.



Fuente – Elaboración Propia.

En primer lugar, el componente que menor variabilidad ha presentado ha sido el gasto en consumo final de los agentes económicos. Gran parte de esta situación se debe a la leve caída del gasto en consumo final de los hogares sobre el total. Por el contrario, el gasto en consumo final de las Administraciones públicas aumentó durante los peores años de la crisis, para caer en años posteriores con la consolidación fiscal elaborada por el gobierno. De acuerdo con los últimos datos del INE, ambos componentes habrían recuperado los niveles anteriores a la crisis.

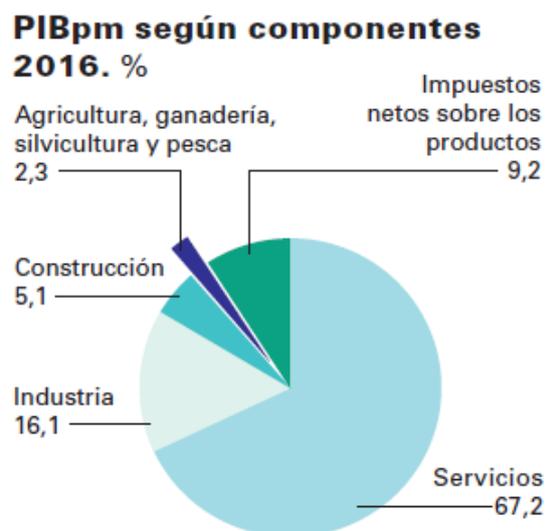
Seguidamente, uno de los componentes que más variabilidad ha presentado ha sido la formación bruta de capital. Y es que la inversión ha sido uno de los grandes afectados de la recesión económica, llegando a alcanzar caídas de hasta el 20% en el año 2009 en España. Y es que la situación ha sido especialmente negativa debido al alto nivel de activos en stock, la caída de la inversión pública y la restricción al acceso de fuentes de financiación.

Asimismo, la crisis de la deuda soberana volvió a minar la confianza de los inversores tras una leve recuperación durante el año 2009, provocando una nueva caída en 2011 y una lenta recuperación que continúa hasta el día de hoy. Esta variación también ha sido experimentada en gran parte de la Eurozona, por lo que en 2015 se activó un Plan de Inversiones desde Bruselas con el que intentar revertir esta situación.

Por último, respecto al saldo exterior, la caída del consumo mundial motivó que ambos componentes, tanto exportaciones como importaciones, cayeran en los primeros años de la crisis. No obstante, en España las importaciones cayeron con más fuerza debido a un mayor descenso de la demanda interna, provocando saldos positivos en la balanza comercial. Las exportaciones por su lado experimentaron menor variabilidad, debido al aumento de la competitividad de las empresas a través de la reducción de costes laborales y el aumento de los márgenes de explotación. No obstante, esta diferencia se ha ido reduciendo con el paso del tiempo, volviendo a unos márgenes negativos o positivos pero muy reducidos con los primeros indicios de recuperación económica en los últimos años.

- **OFERTA NACIONAL:** Respecto a la composición de la oferta del PIB, no ha habido variaciones notables a lo largo de los últimos diez años. Si se toma como referencia el gráfico 17, puede comprobarse que los servicios siguen siendo el principal motor de la economía española. De hecho, de acuerdo con los últimos datos, sería el único sector que habría conseguido recuperar los valores de empleo y PIB perdidos durante la recesión, situando a España como el octavo país en la Unión Europea donde el sector servicios tiene más peso sobre su economía.

Gráfico 17 - Representación porcentual de la composición del PIB por sectores a precio de mercado.



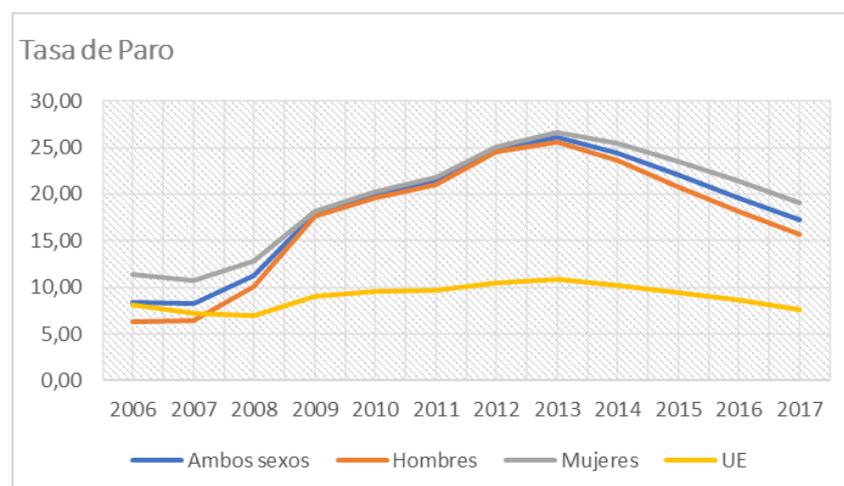
Fuente – Instituto Nacional de Estadística (2017)

Por otro lado, el sector industrial también habría recuperado parte del potencial económico perdido durante la crisis. La apertura al comercio exterior, así como la mejora de los márgenes a través de una profunda reestructuración de puestos de trabajo, habrían permitido al sector minimizar los efectos de la recesión a través de un aumento de la competitividad. No obstante, la falta de financiación mermó la capacidad inversora nacional en los posteriores años. Como consecuencia, el ritmo de crecimiento del sector industrial sigue estando muy por debajo si lo comparamos con la media de la Unión Europea.

Respecto al sector de la construcción, ha sido sin duda el más afectado por la crisis y el principal responsable de haber puesto contra las cuerdas a la economía española, ya que son múltiples las ramificaciones hacia otros sectores. En años posteriores a la crisis, la alta producción pretendía dar respuesta a una demanda cada vez mayor que se traducía con precios al alza, lo que más tarde originaría el boom inmobiliario y el posterior estallido de la burbuja con la caída de Lehman Brothers. Debido a los efectos de la crisis, la producción descendió drásticamente hasta marcar mínimos en el año 2014.

- **DESEMPLEO:** El nivel de desempleo constituye un indicador estructural del mercado laboral de un país. Asimismo, sirve para analizar la situación económica por la que está atravesando un estado, ya que está profundamente ligado a los ciclos económicos y tiene efectos directos sobre otras variables, como la renta per cápita o el nivel de consumo. En este sentido, el desempleo ha sido uno de los grandes problemas a los que España continúa enfrentándose tras una década después del inicio de la crisis. En el siguiente gráfico 18 se muestra la evolución de la tasa de desempleo a lo largo de los últimos años

Gráfico 18 - Evolución de la tasa de paro en España.



Fuente – Elaboración Propia.

Ya en años previos a la crisis, España presentaba un paro estructural del 8%, a pesar de que el boom inmobiliario provocará que la oferta de trabajo aumentará de manera considerable, atrayendo gran cantidad de mano de obra extranjera. Asimismo, los salarios se incrementaron en determinados sectores, especialmente aquellos asociados al sector de la construcción.

Con la crisis financiera y el estallido de la burbuja inmobiliaria, millones de empleos se perdieron. A partir de 2008, la destrucción de empleo se prolongó durante 5 tortuosos años, convirtiendo a España en uno de los países con mayores tasas de paro de la zona Euro. Y es que tanto las medidas iniciadas por el gobierno con la reforma laboral, como la composición de un tejido empresarial muy rígido, convirtieron a la destrucción de empleo en una de las formas mediante la cual las empresas podían reestructurar las cuentas y ganar competitividad. Esta situación ha llegado a poner en duda la viabilidad del sistema de pensiones, ya que con tasas de paro superiores al 20% la sostenibilidad del sistema podría verse comprometida en el futuro.

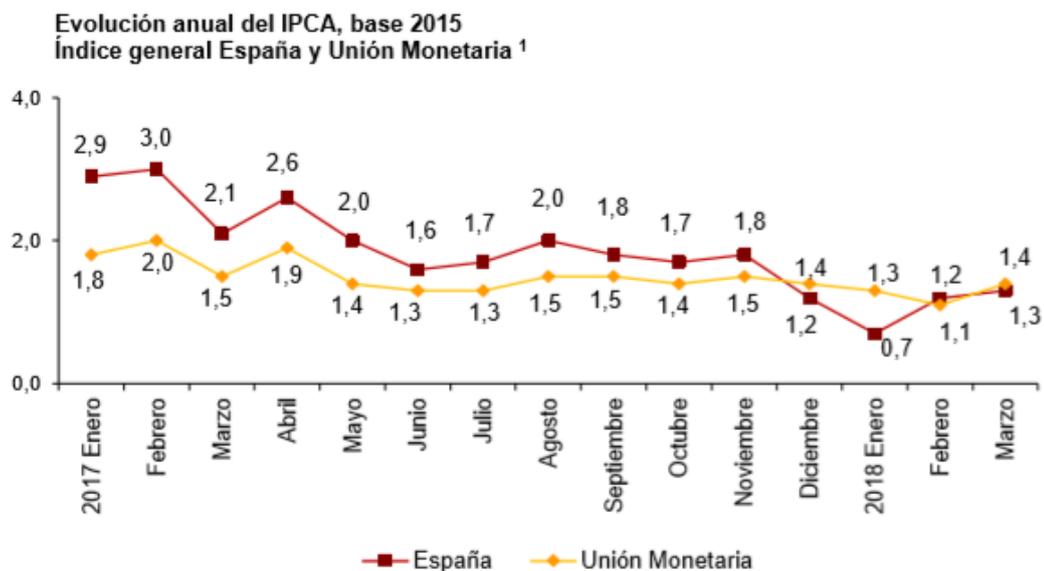
A partir del año 2013 y gracias a la mejora en la coyuntura económica mundial y con ella la nacional, la tasa de paro comenzó a reducirse, tendencia que continúa hasta el día de hoy. Sin embargo, la tasa de paro de España todavía dobla la de la Unión Europea con un valor del 17,2% en 2017, presentando un modelo laboral precario caracterizado por alta temporalidad, menor remuneración y alta estacionalidad. Esta situación ha afectado de manera diferente en función del sexo. De hecho, la tasa de paro para las mujeres ha sido ligeramente mayor durante los años de crisis y muestra una tendencia de recuperación mucho más lenta a partir del año 2013.

- **INFLACIÓN:** La inflación es el incremento del nivel de precios de los bienes y servicios de una economía en un periodo de tiempo determinado. Para realizar su análisis, existen numerosas herramientas como el Índice de Precios al Consumo que, a través de su cálculo, permite valorar la evolución de los precios para una selección de productos conocidos como “cesta familiar”, registrando el incremento del coste de vida para una familia española media.

Para realizar una comparación con la media de la Unión Europea, se empleará el Índice de Precios al Consumo Armonizado, un indicador estadístico similar para la comparación internacional de datos. El origen de la inflación puede deberse a múltiples factores y variar de un país a otro, desde las políticas monetarias iniciadas por un Banco Central, hasta los incrementos en el coste de producción del petróleo. De la misma forma, la psicología en las expectativas de la gente puede jugar un papel determinante en la variación futura de la inflación.

En este sentido, la inflación en la Unión Europea en los primeros años de la crisis estuvo marcada por la volatilidad debido a la variación en el precio de determinados bienes y servicios. Sin embargo, a medida que avanzaban los años la inflación comenzó a bajar hasta marcar mínimos en torno al 0% durante el año 2015. Con el inicio de la recuperación económica, los analistas han esperado un incremento en el nivel de precios que respondiera al descenso del desempleo en la zona Euro, de acuerdo con el modelo de la curva de Philips. Sin embargo, aunque la inflación en la zona Euro ha crecido a lo largo de los últimos años, continúa por debajo de los niveles esperados, por lo que los expertos han atribuido este fenómeno a las características cíclicas por las que atraviesa la economía. A través del gráfico 19, puede observarse como el comportamiento de la inflación ha sido similar tanto para España como para la Unión Europea, presentando una tendencia decreciente a lo largo del último año

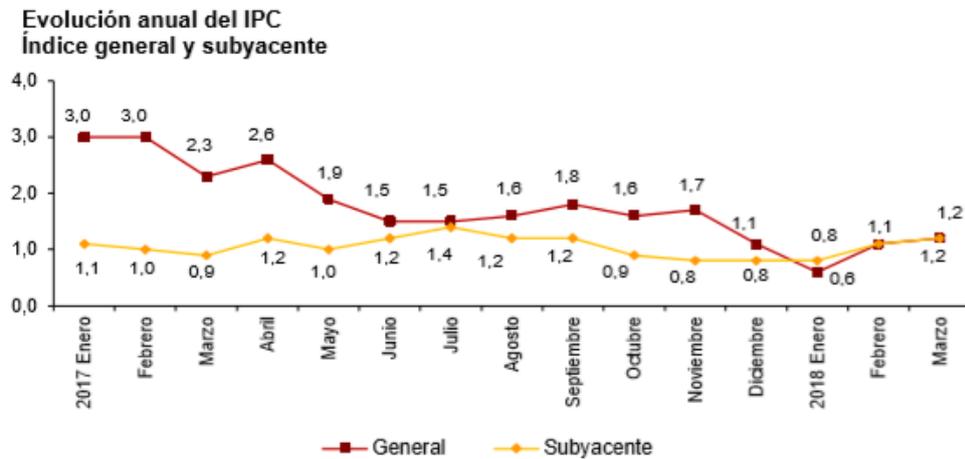
Gráfico 19 - Comparación de la evolución del IPCA desde 2015.



Fuente - Instituto Nacional de Estadística (2017)

Para profundizar más en la evolución en España, en gráfico 20 es posible comparar el índice general con el subyacente, lo que permite eliminar la influencia de bienes relacionados con la energía y la alimentación, sujetos a mayores variaciones. Como puede observarse, la inflación parece haberse estancado variando en torno a valores bajos sin una tendencia dominante, lo que transmite estabilidad en la evolución del nivel de precios.

Gráfico 20 - Comparación de la evolución del IPC general y subyacente.



Fuente - Instituto Nacional de Estadística (2017)

- **TIPO DE INTERÉS:** El tipo de interés hace referencia al coste o la ganancia asociado a la prestación de dinero entre dos partes. En este sentido, el principal indicador empleado para la fijación de intereses en la prestación de créditos es el Euribor. Este indicador se calcula a través de una media entre los tipos de interés a los cuales se prestan dinero los principales bancos europeos. Para su análisis, en el gráfico 21 se muestra la evolución histórica del Euribor con vencimiento a 12 meses.

Gráfico 21 - Evolución histórica del Euribor a 12 meses.



Fuente – Euribor.

En años previos a la crisis, los tipos de interés presentaban un crecimiento notable que llegó a marcar máximos en 2008 cuando, ante el incremento del precio del petróleo y de los alimentos, el por aquel entonces presidente del Banco Central Europeo Jean-Claude Trichet decidió elevar los tipos de interés en la eurozona para controlar la inflación. Dado que la gran mayoría de hipotecas estaban ligadas a este índice, fueron miles las familias afectadas por esta subida sin control de los tipos.

Ante el derrumbe de Lehman Brothers y el inicio de una recesión económica mundial, en los siguientes años se produjeron consecutivas rebajas de los tipos de interés con el objetivo de reactivar la economía y paliar los efectos de la crisis. Asimismo, con la compra de instrumentos mediante el programa del BCE denominado *Public Sector Purchase Programme* y la fijación del precio del dinero, se pretendió dar más liquidez a los agentes económicos, empujando más aún a la baja los tipos de interés.

Esta situación ha forzado a los bancos, que cuentan con exceso de liquidez, a prestar el dinero que tienen, lo que ha provocado que el Euribor esté presentando valores negativos en el último año. De lo contrario, los bancos se arriesgan a recibir penalizaciones por no transmitir la liquidez a los diferentes agentes económicos. Esta tendencia bajista no parece que vaya a cambiar en el futuro, ya que una subida de los tipos de interés por el BCE podría afectar negativamente a los estados endeudados del Sur de Europa.

3.1.3 – FACTORES SOCIALES

Hoy en día, el término de energía renovable forma parte del ideario político de cualquier organización representativa de un país desarrollado. Debido a esto, se aplican todo tipo de medidas para su implementación. Sin embargo, son muchos los factores que deben tenerse en cuenta para garantizar la viabilidad y el éxito de un proyecto tecnológico de estas características. Uno de ellos es la percepción y la aceptación social del mismo. Si bien es cierto que el concepto de energía renovable está muy extendido entre la sociedad, ¿hasta qué punto está a favor de ella?

En 2015 tuvo lugar en la ciudad de París la vigésimo primera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas para tratar la problemática del Cambio Climático. En ella, alrededor de 195 países se reunieron para alcanzar el primer acuerdo global contra los efectos de la mano del hombre en el medio ambiente.

Uno de los mayores referentes de dicha cumbre fue la Unión Europea, la cual añadió más objetivos para el futuro 2030, como la bajada en un 40% de las emisiones de CO₂ desde 1990, el aumento de la eficiencia energética en un 30% o el incremento de la participación de las energías renovables en el mercado por encima del 27%. El objetivo a largo a plazo es convertir a la Unión Europea en un modelo económico sostenible basado en un sistema energético que sea respetuoso con el medio ambiente y competitivo al mismo tiempo.

Las continuas mediciones realizadas por el Eurobarómetro han permitido analizar las distintas posturas de la ciudadanía europea respecto a los principales problemas de la región, entre los cuáles se encuentra el Cambio Climático. Situado en tercer lugar después de la pobreza y el terrorismo internacional, la preocupación de los ciudadanos europeos por el medio ambiente ya se sitúa por encima de la situación económica como el problema más importante a tratar. Por el contrario, en España la situación económica estaría por delante del Cambio Climático, ocupando el cuarto lugar.

Debido al proceso de concienciación, gran parte de la ciudadanía europea estaría comprometida con el cambio climático, tomando todo tipo de acciones para ello y que podrían ir desde la compra de un vehículo de menor consumo, hasta la separación de residuos para su posterior reciclaje. Tanto es así, que el 50% de los encuestados afirma haber hecho una decisión personal en los últimos 6 meses que habría ayudado en la lucha contra el cambio climático, variando en mayor o menor medida dependiendo del país. No obstante, la mayor parte de los encuestados afirma que la responsabilidad de luchar contra el cambio climático debería recaer sobre las instituciones europeas y nacionales, así como las diferentes empresas e industrias que hacen un uso intensivo de los recursos del planeta, relegando a un segundo plano las actuaciones de asociaciones medioambientales.

El resultado a algunas de las cuestiones planteadas en el último Eurobarómetro se encuentran en el ANEXO I. Como puede verse en los gráficos elaborados a partir de la encuesta, gran parte de la ciudadanía europea cree que reducir la dependencia en combustibles fósiles y promover la generación de energía renovable ayudaría a potenciar el crecimiento económico de la región. Además, la sociedad aprueba en gran medida el planteamiento elaborado en la COP21 en la lucha contra el cambio climático. Para ello, se cree firmemente en la necesidad de apoyar la transición hacia un modelo energético sostenible a partir de las instituciones de los países miembros. No obstante, la lucha contra el calentamiento global debe ser parte de todos los extractos de la sociedad, pues es sin duda uno de los grandes problemas a los que se tendrá que hacer frente en el futuro

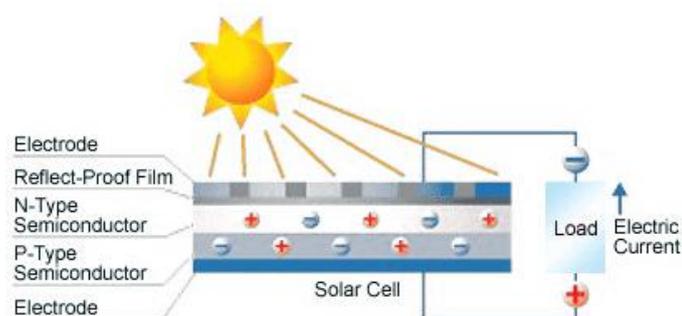
3.1.4 – FACTORES TECNOLÓGICOS

El término energía solar hace referencia a la energía térmica que se recibe directamente del sol. Por otro lado, el término de energía solar fotovoltaica hace referencia a la energía eléctrica que es generada a través de células fotovoltaicas localizadas en un panel cuando reciben un flujo de radiación. Las células fotovoltaicas que forman parte del panel están compuestas de materiales semiconductores como el silicio, los cuales poseen electrones débilmente ligados al núcleo. Esta relación entre el electrón y el núcleo alrededor del cual orbita recibe el nombre de banda de valencia.

Cuando los materiales semiconductores reciben cierta cantidad de radiación solar, los electrones quedan liberados de su núcleo al adquirir la energía de los fotones, convirtiéndola en electricidad. Este proceso recibe la denominación de Efecto fotovoltaico, mientras que la energía necesaria para romper dicho enlace recibe el nombre de banda prohibida o *band gap* en inglés. Al quedar libres, los electrones viajan a través del material en un nuevo campo electromagnético que recibe el nombre de banda de conducción. Este nuevo campo electromagnético puede ser convertido en energía eléctrica al conectar ambos lados del material semiconductor a un circuito. De esta forma, el electrón recorrería el circuito perdiendo la energía que había adquirido y terminaría regresando a la banda de valencia en su estado inicial.

Una vez los electrones son liberados al recibir suficiente cantidad de energía como para superar la fuerza de atracción del núcleo, son libres de desplazarse alrededor del material, moviéndose de cargas negativas hacia cargas positivas. Para conseguir que los electrones se muevan en una única dirección, un lado del material semiconductor puede doparse de forma que tenga átomos con electrones perdidos (carga positiva, p) y el otro lado tenga átomos con exceso de electrones (carga negativa, n). De esta forma, cuando la radiación solar actúe sobre la carga negativa y el electrón sea lanzado a la banda de conducción, éste se moverá del campo negativo al positivo, creando una corriente continua entre ambos campos. Se puede ver una sencilla representación de este fenómeno en la siguiente imagen.

Ilustración 3 - Representación gráfica del efecto fotovoltaico.



Fuente – RITEK Solar.

Fabricadas con materiales semiconductores, las células fotovoltaicas presentan un grado de conductividad eléctrica intermedia, situándolos entre los materiales aislantes y conductores. Debido a las propiedades que presenta, el material más empleado para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio. Actualmente, pueden clasificarse en 4 diferentes generaciones.

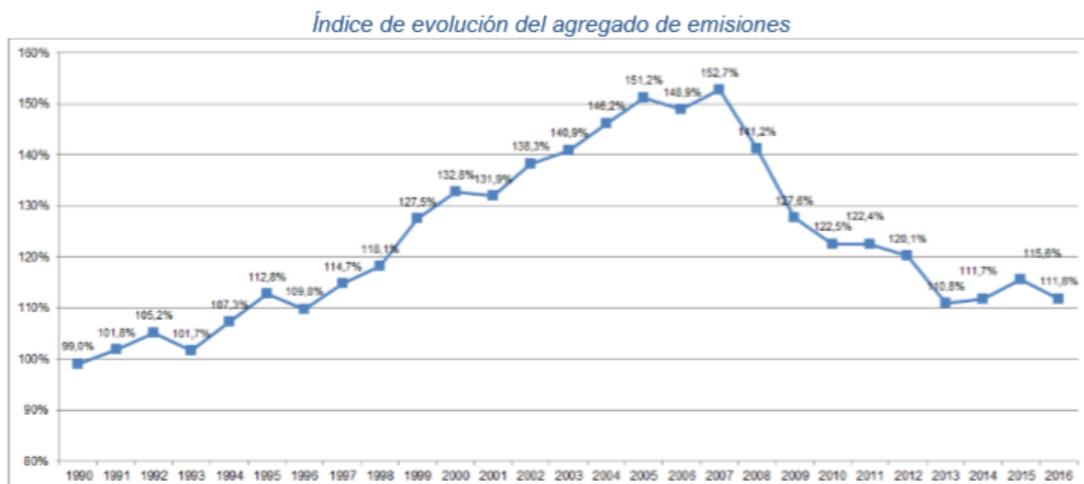
- ❖ Primera generación: Conocida también como “tradicional” o “convencional” es la tecnología comercialmente predominante. Hace referencia a las células solares de silicio mono y multi-cristalino con unión $p-n$. Ambos modelos de células han sido fabricados a partir de silicio puro, material abundante en la naturaleza y con valores de banda prohibida adecuados para la conversión de luz a electricidad. Por otro lado, presentan un nivel de eficiencia moderado, en torno al 25%, tratándose de una tecnología madura centrada en la reducción de costes de fabricación. Debido a esto, más del 90% de la cuota de mercado de células fotovoltaicas está basada en este tipo de tecnología.
- ❖ Segunda generación: Reciben la denominación de células de capa delgada (thin films) y agrupa a diferentes tecnologías como las células CdTe (Telururo de Cadmio), a-Si (silicio amorfo) y CIGS (CuInGaSe₂). Su coste de producción es menor que las células de primera generación. Sin embargo, necesitan cubrir distancias mayores para generar la misma cantidad de energía. Debido a esto, su implantación a nivel comercial no está tan extendida como las células de primera generación. A pesar de esto, este tipo de tecnología está proceso de desarrollo, lo que podría dar lugar a un aumento de su competitividad en el futuro.
- ❖ Tercera generación: Hace referencia a las células solares con las que se busca obtener alta eficiencia energética y bajo coste de producción. Agrupa diferentes tecnologías como los nanocristales de silicio, las células fotoelectroquímicas (PEC), las células sensibilizadas por colorante (Grätzel) o las células poliméricas. Dentro de este grupo, también estarían incluidas las células multiunión, un tipo de célula fotovoltaica que permite alcanzar los niveles de eficiencia más altos agrupando diversos materiales de forma monolítica. A pesar de los muchos avances, este tipo de tecnología se encuentra en un estado muy temprano de desarrollo, lo que impide su aplicación comercial. Sin embargo, es muy común su aplicación experimental en proyectos espaciales.
- ❖ Cuarta generación: La cuarta generación de células pretenden combinar el bajo coste de las células poliméricas con la estabilidad y vida útil de las nano estructuras. Gracias a la combinación de diferentes capas de material, las pruebas de laboratorio han permitido obtener mayores capacidades de absorción de radiación solar que las células de tercera generación, así como mayores niveles de eficiencia durante el proceso de generación eléctrica.

3.1.5 – FACTORES ECOLÓGICOS

El crecimiento económico siempre ha venido acompañado de un incremento en el consumo energético de un país. Las consecuencias de dicho aumento pueden traducirse en una mayor utilización de recursos, lo que termina dejando una huella en el entorno. En este sentido, los efectos del Cambio Climático en España se traducido en un incremento de la temperatura media, un descenso generalizado del nivel de precipitaciones por todo el territorio y un alargamiento en la duración de los periodos con mayor sequedad. Estos efectos han incrementado el riesgo de desertificación, dañando el ecosistema y minimizando la biodiversidad de la que goza la península.

En el siguiente gráfico 23 se muestra el índice de evolución del agregado de emisiones, que presenta una tendencia bajista desde el 2007 hasta el año 2014. Con el comienzo de la recuperación económica, el nivel de emisiones parece haberse estabilizado con pequeñas variaciones durante los siguientes años. Respecto a su origen, durante el año 2016 el 80% de las emisiones correspondieron al sector energético, siendo el 18% de las emisiones las asociadas a la generación eléctrica.

Gráfico 23 - Índice de evolución del agregado de emisiones en España durante el periodo 1990 – 2016.



Fuente - Ministerio de Energía, Turismo y Agencia Digital (2017)

Sin embargo, el nivel de emisiones no sólo perjudica al ecosistema, sino que también contribuye a reducir la calidad de vida de la población generando problemas respiratorios, enfermedades vasculares y aumentando las probabilidades de sufrir cáncer. Por esta razón, es importante contribuir a reducir el nivel de emisiones acelerando el ritmo de sustitución energética, reemplazando las más contaminantes por otras fuentes energéticas más eficientes y limpias.

En este sentido, la energía fotovoltaica estaría situada entre las fuentes energéticas más limpias. En la siguiente tabla 2 se mide el coste medioambiental que supone cada tecnología energética a lo largo de su ciclo de vida.

Tabla 3 - Nivel de emisiones por tecnología a lo largo de su ciclo de vida.

Table A.III.2 | Emissions of selected electricity supply technologies (gCO₂eq/kWh)^a

Options	Direct emissions	Infrastructure & supply chain emissions	Biogenic CO ₂ emissions and albedo effect	Methane emissions	Lifecycle emissions (incl. albedo effect)
	Min/Median/Max	Typical values			Min/Median/Max
Currently Commercially Available Technologies					
Coal—PC	670/760/870	9.6	0	47	740/820/910
Gas—Combined Cycle	350/370/490	1.6	0	91	410/490/650
Biomass—cofiring	n.a. ^b	–	–	–	620/740/890 ^b
Biomass—dedicated	n.a. ^b	210	27	0	130/230/420 ^b
Geothermal	0	45	0	0	6.0/38/79
Hydropower	0	19	0	88	1.0/24/2200
Nuclear	0	18	0	0	3.7/12/110
Concentrated Solar Power	0	29	0	0	8.8/27/63
Solar PV—rooftop	0	42	0	0	26/41/60
Solar PV—utility	0	66	0	0	18/48/180
Wind onshore	0	15	0	0	7.0/11/56
Wind offshore	0	17	0	0	8.0/12/35
Pre-commercial Technologies					
CCS—Coal—Oxyfuel	14/76/110	17	0	67	100/160/200
CCS—Coal—PC	95/120/140	28	0	68	190/220/250
CCS—Coal—IGCC	100/120/150	9.9	0	62	170/200/230
CCS—Gas—Combined Cycle	30/57/98	8.9	0	110	94/170/340
Ocean	0	17	0	0	5.6/17/28

Fuente - International Panel on Climate Change (2014)

Por otro lado, dado que España ocupa un puesto privilegiado debido a su posición geográfica y su climatología, la implantación de proyectos de energía fotovoltaica debería estar más extendida y apoyada por las instituciones. Las ventajas que esta tecnología presenta ayudarían a combatir los efectos del Cambio Climático y a construir un sistema energético más eficiente y viable de cara al futuro.

3.1.6 – FACTORES LEGALES

A lo largo de los últimos años, el sector eléctrico español ha estado sumido en un proceso de reforma con el objetivo de cubrir la falta de regulación y los avances tecnológicos acontecidos desde el proceso de liberación del sector iniciado con la Ley 54/1997. Las numerosas leyes y reales decretos aprobados durante la crisis económica, provocaron cierto grado de incertidumbre regulatoria, desincentivando la inversión y no contribuyendo a resolver los problemas del sector.

Y es que con la Ley 54/1997 se consiguió alcanzar los objetivos marcados contra el cambio climático establecidos por la Unión Europea, pero no se garantizó la estabilidad económico-financiera del sistema que, debido a múltiples factores, sufrió de desajustes presupuestarios. Con el objetivo de solventar la mayoría de problemas se aplicó la nueva ley del sector 24/2013 de 26 de diciembre, cuyo objetivo es el de garantizar el suministro de energía eléctrica y adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y mínimo coste. Para ello, se establecen los principios de funcionamiento y retribución para los distintos agentes del sector.

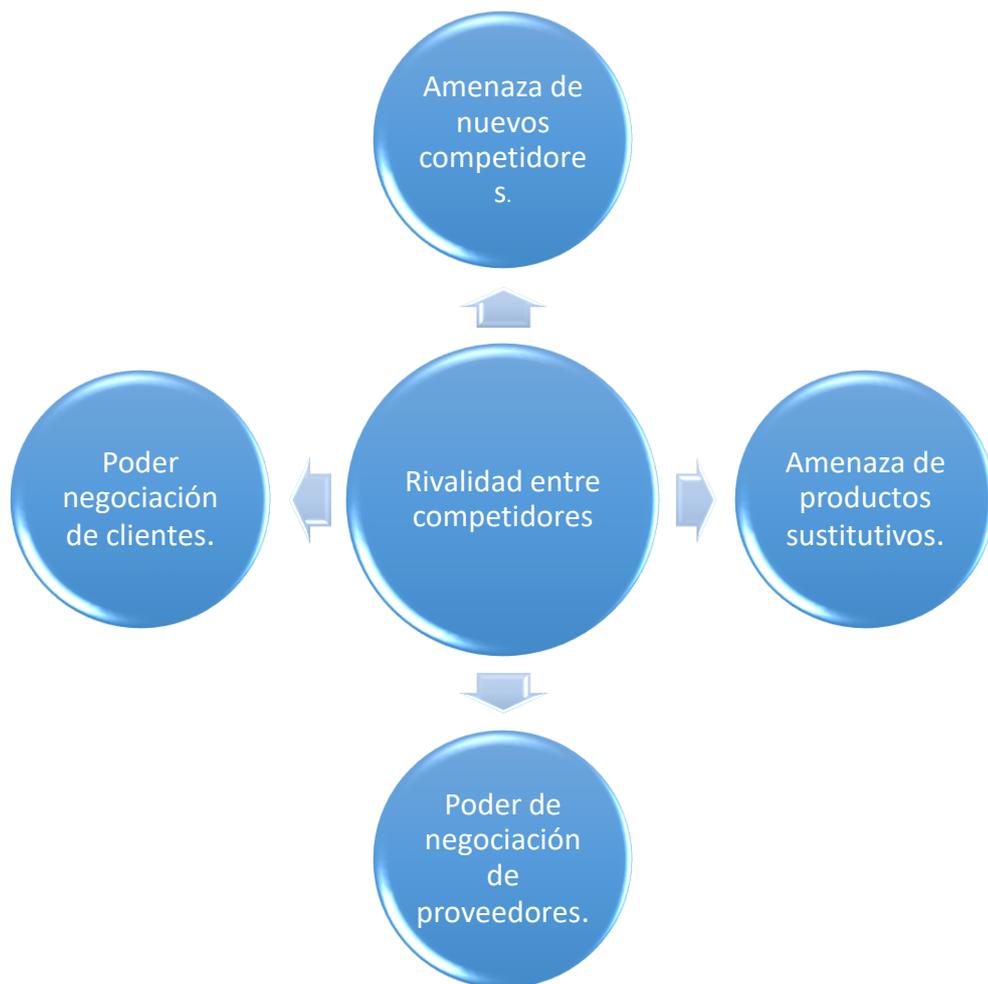
Respecto a normativas en materia de energía renovable, tras varios años de incentivos a la inversión y producción, con la llegada de la crisis se promovieron numerosas leyes y reales decretos para regularizar la actividad y reducir el coste que estaba soportando el sistema. Tras varios años de inestabilidad, se promulgó una nueva regulación bajo el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, agrupando antiguos y nuevos agentes de producción. Bajo este decreto, y como se verá más adelante, se regulan diversos aspectos referentes al nuevo sistema de retribución para fuentes de energía renovable, cuya producción había recibido incentivos anteriormente para garantizar su viabilidad y desarrollo.

En materia comunitaria, destaca la implantación de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009. Mediante este texto legal, se intenta fomentar el desarrollo de fuentes de energía renovable en todos los países miembros. El objetivo de la directiva es el cumplimiento de los objetivos comunitarios en materia de lucha contra el cambio climático establecidos para 2020. De esa forma, se establece un marco común para el desarrollo de planes de actuación en cada país, los cuales deberán asegurarse de proporcionar la regulación, información y formación pertinente a los actores interesados.

3.2 – ANÁLISIS DEL MICROENTORNO

La competencia entre empresas marca el ritmo de crecimiento de los sectores económicos de un país. Por este motivo, a través de un detallado análisis, se pueden establecer estrategias con las que conseguir que los proyectos se diferencien del resto con el objetivo de lograr una mayor rentabilidad. Para ello, a continuación, se desarrollará el método de las cinco fuerzas de Porter, cuya metodología consiste en el análisis de la amenaza de nuevas entradas, la amenaza de productos sustitutivos, el poder de negociación de los proveedores, el poder de negociación de los clientes y la rivalidad entre competidores. En la siguiente ilustración se muestra una sencilla representación de los cinco componentes del análisis estratégico:

Ilustración 4 - Representación gráfica de las cinco fuerzas de Porter.



Fuente – Elaboración Propia.

➤ **AMENAZA DE NUEVOS COMPETIDORES:** El grado de facilidad o dificultad con la que nuevos participantes pueden acceder al mercado puede determinar la rentabilidad de los proyectos. Y es que, debido a la necesidad de ganar cuota de mercado, los nuevos participantes ejercerán presión sobre diversos factores como los precios, los costes o la inversión. Para evitar que esto ocurra, cada sector presenta una serie de barreras de entrada que limita el acceso de nuevos agentes al mercado. En el sector fotovoltaico en concreto se pueden encontrar las siguientes:

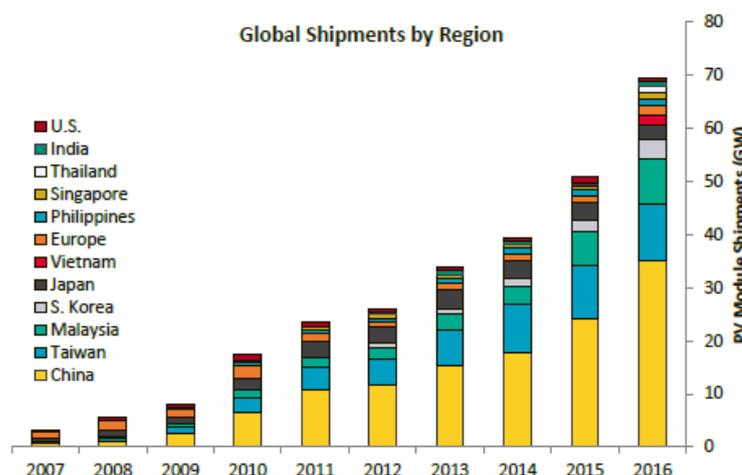
- **Barreras económicas:** La recesión iniciada en el año 2008 ha mermado la capacidad de muchos participantes de intentar acceder a un mercado con unos requisitos de capital inicial ya de por sí altos. Sin embargo, el problema se agrava con la dificultad para acceder a fuentes de financiación que apuesten por los proyectos a cambio de unos intereses económicamente asumibles. Para ello, es preciso que los proyectos presenten tasas de rentabilidad adecuadas de cara a obtener los recursos necesarios a tasas más bajas. En este sentido, la caída en el precio de los módulos y demás componentes de las instalaciones ha ayudado a incrementar la rentabilidad en el sector. No obstante, sigue siendo necesario el apoyo institucional en materia de primas a la producción como se viene haciendo en diversos países de la zona Euro. Sin embargo, en España este tipo de ayudas se han ido reduciendo debido a desajustes presupuestarios fruto de la falta de regulación y la especulación. Asimismo, la implantación de proyectos de generación eléctrica exige el pago de permisos a las diferentes Administraciones para la conexión a la red que pueden llegar a suponer hasta el 4% del total de la inversión.

Por otro lado, la existencia de economías de escala en la oferta hace que una pequeña parte de los productores goce de costes unitarios bajos el resto. Esta situación deja a los pequeños productores en una clara situación de desventaja competitiva frente a los agentes ya establecidos y con mayores cuotas de producción. Esta relación se ha podido observar durante el análisis del sector para el suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado, dónde un reducido grupo de grandes empresas disfrutaba de mayores rentabilidades a través de mayores cotas de inversión. De la misma forma, los grandes productores y agentes establecidos disfrutaban de mejores accesos a redes de distribución, así como un mix de generación más diversificado que le permita responder a la demanda con mayor libertad.

- **Barreras administrativas:** Los procedimientos administrativos exigidos para la implantación de redes de generación eléctrica están caracterizados por ser excesivos. Actualmente, se requiere el cumplimiento de al menos una treintena de trámites y procedimientos diferentes, con el coste temporal y económico que conlleva. Esta situación puede demorar desde el inicio de la instalación, hasta la puesta en funcionamiento del sistema, aumentando el coste de oportunidad asociado al proyecto.
 - **Barreras técnicas:** Las instalaciones fotovoltaicas requieren de un punto de acceso y conexión a la red para verter toda la energía generada. Para obtener conexión y acceso a la red es preciso evaluar previamente si la capacidad de acceso es suficiente, la presentación de un estudio acerca del proyecto y el plan de ejecución de este. Sin embargo, el aumento en la demanda de conexiones, la falta de puntos de acceso en determinadas zonas geográficas y la inexistencia de un criterio de preferencia hacia fuentes energéticas renovables puede ocasionar dificultades durante el proceso o impedir su avance.
- **AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTIVOS:** La existencia de productos que realicen la misma función puede determinar el éxito o fracaso de un proyecto. En este sentido, como se ha podido observar en la estructura del sector eléctrico, actualmente existe un mix de energías renovables fruto de años de inversión y desarrollo. No obstante, la implantación de un tipo u otro de tecnología dependerá de diversos factores como la geografía, el nivel de energía requerido, el capital requerido, etc. En este sentido, dentro del mix energético renovable actual se pueden encontrar los siguientes productos substitutivos:
- **Energía Hidráulica:** La energía hídrica emplea la energía cinética del agua almacenada para canalizarla, poniendo en funcionamiento turbinas que la transformarán en energía eléctrica a través de un generador. Se trata de una tecnología madura que presenta altos requisitos de inversión, por lo que su implantación está reservada para grandes empresas especializadas. A pesar del carácter renovable en la generación, el impacto ambiental fruto de la construcción de presas es muy alto.
 - **Energía Eólica:** La energía eólica emplea la energía del aire para el funcionamiento de turbinas y la generación eléctrica a través de un generador. Usualmente son instalados en proyectos de alta escala con una vida útil de 20 a 30 años. Debido a esto, los requisitos iniciales de inversión son muy altos, reservados únicamente para grandes empresas especializadas

- **Energía solar térmica:** La energía solar térmica aprovecha la radiación solar para la generación de electricidad. A diferencia de la fotovoltaica, esta energía es empleada para el calentamiento de agua para su transformación en vapor y generación de electricidad. Las aplicaciones de esta tecnología pueden ser tanto para uso residencial, como para proyectos a larga escala.
 - **Biomasa:** La biomasa consiste en la utilización de material orgánico de origen agrícola o forestal para la generación de electricidad. El método comienza con el proceso por el cual las plantas, a través de la fotosíntesis, almacenan la energía solar para la realización de procesos químicos creando material orgánico. La biomasa generada puede ser empleada para la generación de electricidad, energía térmica o la elaboración de combustibles de origen vegetal.
- **PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS PROVEEDORES:** El poder de negociación de los proveedores en el sector fotovoltaico es bajo, ya que el precio de los módulos fotovoltaicos sigue una tendencia decreciente. Además, como se puede ver en el gráfico 24, la mayor parte de la producción de componentes radica en países en desarrollo, donde los costes operativos son mucho más bajos. Asimismo, el resto del sistema que compone un panel solar procede de un sector maduro centrado en la fabricación en serie de componentes, por lo que las estrategias de venta suelen estar enfocadas a fijar los precios de venta a la baja. Por otro lado, dado que la vida útil de los sistemas es tan larga y los costes de mantenimiento tan reducidos, los promotores gozan de mayor poder a la hora de obtener mejores contratos.

Gráfico 24 - Número de envíos por potencia de módulos fotovoltaicos.



Fuente – United States Department of Energy (2017)

- **PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS CLIENTES:** El poder de negociación de los clientes es bajo, dado que existen varios procesos regulados para la fijación de la cantidad de energía a producir y el precio al cual se va a retribuir entre los principales agentes antes de llegar al consumidor final. Actualmente, en el mercado eléctrico existen dos mercados, el mayorista y el minorista. El mercado mayorista, regulado por el Operador del Mercado Ibérico, se encarga de cruzar la oferta de producción de los generadores eléctricos y el precio de venta propuesto por cada agente, con la demanda de producción y el precio de compra propuesto por cada comercializadora. Al cruzar los datos se obtiene una cantidad de energía y un precio de casación, que reflejará los términos con los que se regulará la electricidad a generar al día siguiente y el precio al cual se retribuirá a cada generador. Dado que la producción eléctrica puede variar debido a multitud de factores, existe un mercado intra-diario para corregir los desajustes que se produzcan. Respecto al mercado minorista, hace referencia al que participan las comercializadoras para la venta al consumidor final mediante contrato fijo, o mediante la sujeción a la Tarifa de Último Recurso (potencias inferiores a 10kW).

- **RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES:** Dado que el transporte de la energía eléctrica constituye un monopolio, la rivalidad entre competidores en el sector eléctrico radica en la generación, comercialización y distribución de la energía. Garantizar la libre competencia beneficia al sistema, ya que exige un mayor control sobre los gastos, incentiva la inversión y aumenta la presión sobre el nivel de precios. Sin embargo, dado que en España gran parte de la generación está concentrada en muy pocas empresas, la competencia no es alta. Además, dado que el producto ofrecido es el mismo, sólo cambia la forma en la que se produce y distribuye, sólo es posible ejercer presión únicamente mediante la realización de ofertas de venta a la baja. Sin embargo, con el crecimiento experimentado en el sector, especialmente en el renovable, muchos participantes han logrado entrar en el sector para competir con agentes con altas barreras de salida. Debido a esto, la competencia en el sector ha ido en aumento desde el inicio de su liberación, reduciendo la cuota de participación de los grandes productores. Asimismo, de cara la comercialización de la electricidad, el aumento de agentes ha permitido aumentar la competencia, especialmente sobre el precio de la electricidad.

Con todo esto, se podría afirmar que la rivalidad en el mercado eléctrico es de nivel medio. La diversificación en el sector y la caída en el precio de los componentes ha permitido incrementar el número de participantes. No obstante, en el campo de la generación, las barreras de entrada son altas, especialmente en el terreno económico. Por esta razón, es importante conseguir ratios de rentabilidad altos que permitan obtener recursos con cuotas de financiación reducidas

3.3 – ANÁLISIS DAFO

Para finalizar el análisis estratégico, se procede a realizar la matriz DAFO, una metodología que permite combinar la situación interna del proyecto con la externa. De esta forma, se identifican las Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades claves para el desarrollo de estrategias en el futuro.

Ilustración 5 - Análisis DAFO de la generación eléctrica fotovoltaica en España.



Fuente - Elaboración Propia

4 – PLAN DE OPERACIONES

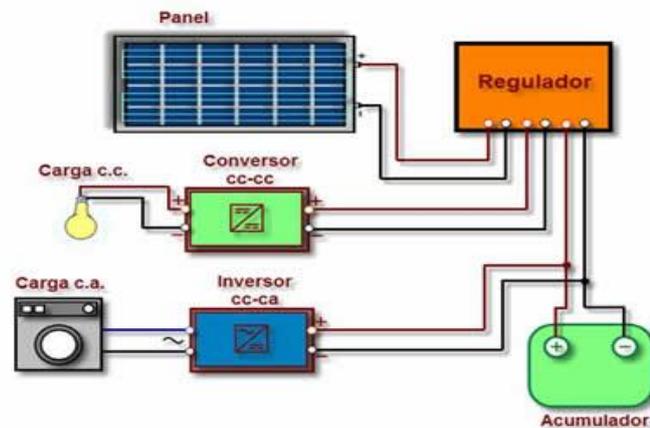
A través del Plan de Operaciones se definen cada uno de los procesos necesarios para el desarrollo de un producto o servicio. Desde la idea desde la que se parte, pasando por la materialización de esta, hasta su distribución al cliente final. Para ello, a continuación, se define la tipología del proyecto, su localización, componentes y el dimensionado de la instalación. Por último, y en base a los datos obtenidos, se procede a calcular el potencial de producción anual del generador a través de la simulación por ordenador.

4.1 – TIPOLOGÍA DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO

Un sistema de energía solar hace referencia al conjunto de componentes que permiten la captación y transformación de la luz del sol en energía eléctrica para su consumo. Actualmente, estos sistemas pueden ser categorizados en base a su configuración, pudiendo ser autónomos o con conexión a la red. Debido a esto, se procede a la definición de cada modelo y a la elección del sistema objeto de estudio.

- **Sistemas fotovoltaicos autónomos:** Hace referencia a las instalaciones fotovoltaicas que no están conectadas a la red eléctrica, sino que están orientadas al autoconsumo energético para un receptor determinado. Debido a esto, es habitual que este tipo de sistemas incluyan acumuladores para almacenar energía y emplearla en los periodos en los que no haya luz solar. Asimismo, también es preciso añadir un regulador que proteja las baterías de variaciones en la carga y un sistema de acondicionamiento de potencia para adaptar la corriente para su posterior utilización. En la siguiente ilustración 6 se muestra una sencilla representación:

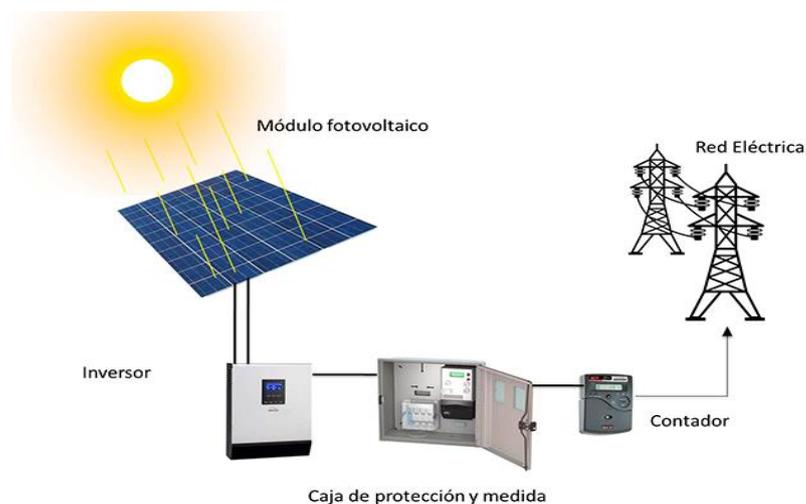
Ilustración 6 - Configuración estándar de un sistema fotovoltaico aislado.



Fuente - Instituto de Formación Profesional a Distancia.

- **Sistemas conectados a la red:** Es la principal configuración empleada en la instalación de sistemas fotovoltaicos alrededor del mundo, permitiendo canalizar la energía generada a la red eléctrica para su distribución al consumidor final. A diferencia de los sistemas aislados de la red, no es habitual la incorporación de subsistemas de acumulación, ya que el objetivo principal de la instalación es el suministro de toda la energía para su comercialización. Sin embargo, es preciso incorporar otros elementos como un contador eléctrico y protecciones de media o baja tensión. En la siguiente ilustración se muestra una representación estándar de un sistema conectado a la red:

Ilustración 7 - Configuración estándar de un sistema fotovoltaico conectado a la red.



Fuente – Renovgal

Asimismo, dentro de los sistemas conectados a la red, estos pueden ser categorizados en función de la potencia entregada. En este sentido, se diferencian tres grupos principales:

- Instalaciones pequeñas (1 – 15 kW): Son sistemas de generación eléctrica enfocados al autoconsumo. Principalmente empleados por particulares comprometidos con el medio ambiente o con el afán de reducir la factura energética. Suelen instalarse sobre los tejados de las viviendas o pequeñas fábricas.
 - Instalaciones medianas (5 – 250 kW): Son sistemas de generación eléctrica que aprovechan la arquitectura de viviendas o grandes instalaciones para reducir la factura energética o la generación eléctrica para su suministro y comercialización.
 - Instalaciones centralizadas (100 kW – 10 MW): Son sistemas de generación eléctrica instalados sobre grandes superficies para la generación eléctrica a gran escala. Este tipo de proyectos son llevados a cabo por grandes empresas especializadas para la comercialización de la energía.
- **Tipología del proyecto:** El sistema fotovoltaico que se pretende desarrollar en este trabajo es el de una instalación conectada a la red con un potencial de generación medio de en torno a los 100 kW. El principal objetivo de la instalación será el suministro de la energía eléctrica a la red para su posterior comercialización. La razón de escoger este dimensionado responde a la necesidad de analizar las posibilidades de éxito en el mercado de una empresa de generación eléctrica renovable tras los cambios acontecidos en el sector, especialmente en términos de retribución.

Por otro lado, esta configuración nos permitirá reducir los requisitos iniciales de inversión, al tener que disponer de menos componentes para la generación y transformación de la energía generada. Cabe destacar que la dimensión del generador escogido es muy representativa del instalado en los años previos a la crisis, cuando el Estado promocionaba e incentivaba mediante primas la instalación de plantas solares. De hecho, multitud de entidades financieras se ofrecían a financiar este tipo de proyectos prometiendo alta tasas de rentabilidad, convirtiendo a las instalaciones fotovoltaicas en un producto financiero más.

4.2 – LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

Antes de proceder al dimensionado de la planta solar es preciso elegir cuidadosamente la ubicación geográfica, pues determinará el máximo rendimiento de los paneles solares en el futuro. Para ello, se va a aplicar el método de localización de factores ponderados para la toma de decisiones.

La metodología consiste en asignar valores cuantitativos a una serie de factores para diferentes localizaciones en función de su importancia. Los valores cuantitativos deberán seguir un criterio determinado que permita su valoración. En este sentido, los factores objeto de estudio y el peso relativo a cada uno serán los siguientes:

Tabla 4 - Factores ponderados para la localización del proyecto.

FACTORES PONDERADOS DE LOCALIZACIÓN	Peso Relativo (%)
1. Datos de irradiación, temperatura y condiciones climáticas	30%
2. Proximidad a vías de comunicación, zonas industriales y núcleos poblacionales	15%
3. Dimensión y adecuación del terreno	10%
4. Proximidad a puntos de conexión a la red	20%
5. Coste del alquiler de suelo industrial (€/m ²)	25%

Fuente – Elaboración Propia.

Como se puede observar, el factor ponderado más importante será el relacionado con los datos de irradiación, temperatura y condiciones climáticas, ya que influirán directamente sobre el nivel de eficiencia de los módulos y la producción.

Por otro lado, el segundo factor ponderado más importante será el coste del suelo industrial, ya que, de cara a obtener el máximo beneficio, se deberán reducir al máximo los costes relacionados con la explotación.

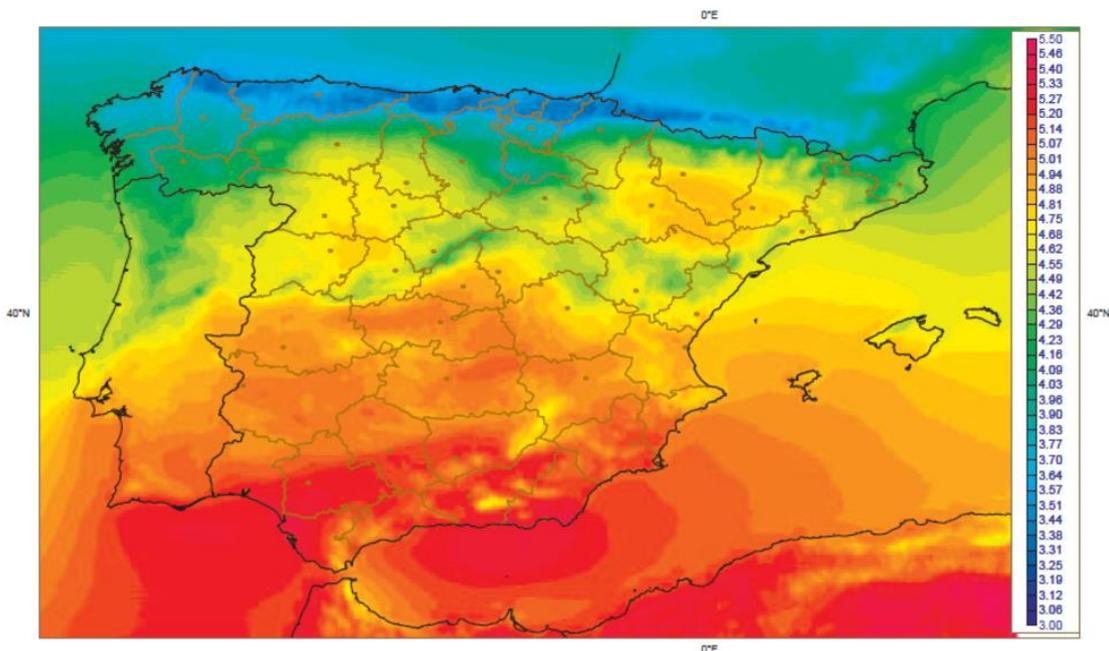
Respecto al tercer factor ponderado con más peso relativo se considera la dimensión y adecuación del terreno, dado que determinará la capacidad para acoger a la totalidad del generador o a la necesidad de realizar obras de acondicionamiento.

El cuarto factor por importancia lo ocuparía la proximidad a vías de comunicación, zonas industriales y núcleos poblaciones, ya que permitirá tener acceso a redes logísticas y servicios de mantenimiento.

Por último, el factor de proximidad a puntos de conexión a la red, hará referencia a la determinará la posibilidad de ubicar al proyecto o la necesidad de realizar obras adicionales.

Dado que se pretende maximizar el potencial de generación de la instalación, primero conviene acotar la búsqueda a partir de la irradiación global, que es la suma de la incidencia de radiación solar directa y difusa por unidad de superficie en un periodo de tiempo determinado. Por ello, a través de la ilustración 7, se puede concluir que las mejores localizaciones están situadas en la zona sur-suroeste del territorio peninsular. Por esta razón, las localizaciones sujetas al método de factores ponderados serán Alicante, Almería y Murcia.

Ilustración 8 - Irradiancia global media (1983 – 2005) en kWh/m².



Fuente - Agencia Española de Meteorología.

Tras la obtención de la información para cada uno de los factores ponderado para cada localización, se procede a la asignación de valores en una escala de uno al diez.

Tabla 5 - Valoración del factor ponderado irradiación, temperatura y condiciones climáticas por localización.

Localización	Radiación Global anual (kWh/m ²)	Temperatura media anual (C°)	Velocidad media anual del viento (m/s)	Valoración
<i>Alicante</i>	<i>1866</i>	<i>18,7</i>	<i>3,1</i>	<i>8</i>
<i>Almería</i>	<i>1826</i>	<i>18,4</i>	<i>4,1</i>	<i>8</i>
<i>Murcia</i>	<i>1757</i>	<i>18,6</i>	<i>2,2</i>	<i>8</i>

Fuente - Elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla 4, la valoración respecto a la irradiación, temperatura y condición climática es muy similar para cada localización, por lo que no será el factor ponderado determinante.

Para la valoración del resto de factores ponderados, se tienen en cuenta las siguientes localizaciones:

- ❖ En Alicante, se ofrece a través del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial, diversos terrenos en el Polígono L'Espartal III, 12B, 03100, situado en la localidad de Xixona. El derecho de superficie exige un canon anual a la razón de 0,19€/m². Por otro lado, los terrenos requieren de un mínimo de trabajo de acondicionamiento, contando con conexiones a la red cercanas. La parcela escogida tiene una superficie de 5787m².
- ❖ En Almería, se ofrece a través de la Junta de Andalucía, diversos terrenos en el Polígono de la zona de La Fuente, en el término municipal de Pulpí. El derecho de superficie exige un canon anual a la razón de 5% el valor de venta, fijado en 450.000€. Los terrenos requieren de trabajos de acondicionamiento y también se dispone de conexiones a la red cercanas. La parcela escogida tiene una superficie de 5223m².
- ❖ En Murcia, se ofrece a través del gobierno autonómico, diversos terrenos en la zona logística de Los Camachos, en el término municipal de Cartagena. A falta de datos, se estima el derecho de superficie en un canon anual a la razón de 0,3 €/m². Los terrenos requieren de un mínimo de trabajo de acondicionamiento y se dispone de conexiones a la red cercanas. La parcela escogida tiene una superficie de 3546m².

A partir de esta información, se procede a valorar cada factor ponderado para cada localización y la obtención de la puntuación total:

Tabla 6 - Valoración del resto de factores ponderados.

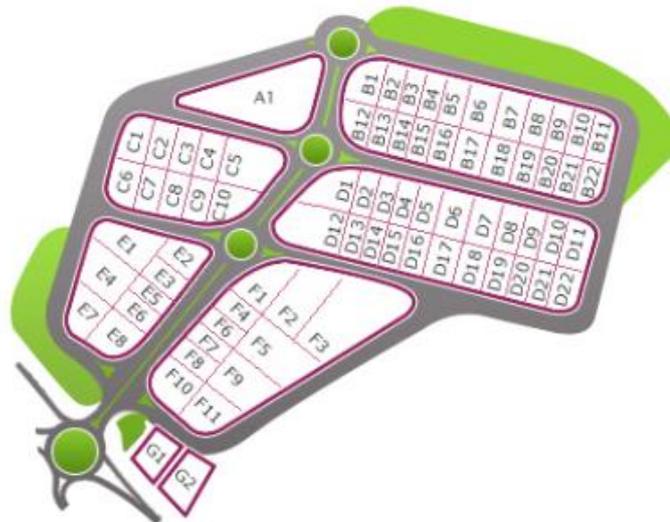
Factor Ponderado	Alicante	Almería	Murcia
Proximidad a vías de comunicación, zonas industriales y núcleos poblacionales	8	5	6
Dimensión y adecuación del terreno	8	7	5
Proximidad a puntos de conexión a la red	8	8	8
Coste del alquiler de suelo industrial (€/m ²)	10	4	8
Puntuación Total	8,5	6,35	7,4

Fuente - Elaboración propia.

Tras el análisis de la localización mediante la metodología del factor ponderado, se llega a la conclusión de que la localización escogida en Alicante es la que mejores valores arroja. En este sentido, ante la obtención de valores similares en la mayoría de factores ponderados, el precio del suelo y las vías de comunicación han sido fundamentales para resolver la balanza a su favor.

El parque industrial L'Espartal III, ubicado junto a la Nacional 340, está muy próximo a las ciudades de Alicante y Alcoy, por lo que el grado de conexión con vías comunicación es muy alto. Asimismo, el parque industrial y los núcleos poblacionales circundantes, aseguran poder contar con los servicios de empresas especializadas en seguridad y mantenimiento. Respecto a los terrenos, en la siguiente ilustración 9 se puede observar su distribución. Se opta por ocupar la parcela A1, ya que la distancia respecto al resto evitaría la aparición de sombras circundantes ante el desarrollo de futuras edificaciones en ellas. Asimismo, el grado de nivelación y los trabajos de acondicionamiento son mínimos. Por otro lado, la dimensión es suficiente para ocupar el generador e incluso ampliarlo.

Ilustración 9 - Distribución en plano del Polígono Industrial L'Espartal.



Fuente – IVACE (2017)

El programa ofrecido a través del IVACE, y con el apoyo del ayuntamiento de Xixona, pone alrededor de 42 parcelas a disposición de empresas con el objetivo de reactivar la economía en la región a través del sector terciario e industrial. El proceso de adquisición de las parcelas se realizará mediante concurso y la adjudicación de estas podrá hacerse a través de contratos de arrendamiento “*ad aedificandum*”, compraventa con pago aplazado o a través de un derecho de superficie. En caso de que hubiera concurrencia de solicitudes para una misma parcela, se baremará para elegir el mejor candidato en función de diferentes criterios, como el tipo de proyecto, la generación de sinergias con el resto del parque empresarial o la creación de empleo

Para cerciorarse de la superficie de la que se dispone para ubicar la instalación, en la siguiente ilustración se puede ver una toma panorámica del complejo, estando rodeada con rojo la parcela escogida:

Ilustración 10 - Imagen aérea del Parque Empresarial L'ESPARTAL III.



Fuente - IVACE (2017)

El tipo de contrato solicitado para el proyecto objeto de estudio sería el de derecho de superficie, mediante el cual se obtendría pleno uso del terreno para el desarrollo de la actividad durante 35 años. No obstante, este derecho podrá ser prorrogable hasta un máximo de 99 años a través de la correspondiente solicitud.

Como contraprestación económica, el adquirente deberá abonar un canon mensual por la extensión de superficie. De acuerdo con el pliego de modalidades, el canon inicial será de 0,19 €/m², el cual seguirá una actualización anual en base al IPC desarrollado por el INE. En este sentido, el coste mensual para el primer año de derecho de superficie sobre la parcela A1 sería de 1.100 €.

En conclusión, la localización escogida para ubicar el proyecto cumple con buenos resultados la mayoría de los parámetros establecidos al inicio del análisis. La excelente conexión con núcleos urbanos puede ayudar al desarrollo del proyecto, mientras que el parque industrial proporciona las condiciones idóneas para el desarrollo de la actividad, como conexión a la red eléctrica y alto nivel de seguridad. Por otro lado, respecto a los valores de temperatura e irradiación, proporciona unas condiciones inmejorables para la instalación de paneles fotovoltaicos.

4.3 - COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.3.1 - PANELES FOTOVOLTAICOS

El panel o módulo solar es el componente encargado de agrupar un conjunto de células solares interconectadas entre sí en serie o en serie-paralelo. Gracias a esta distribución, se genera una corriente continua de electricidad que puede ser transmitida al resto del sistema para su aprovechamiento. La configuración de un módulo solar presenta distintos componentes para asegurar el correcto funcionamiento de las células y garantizar así la vida útil de las mismas. En este sentido, en la siguiente ilustración se puede ver una representación de un módulo fotovoltaico estándar:

Ilustración 11 - Estructura de un módulo fotovoltaico estándar.



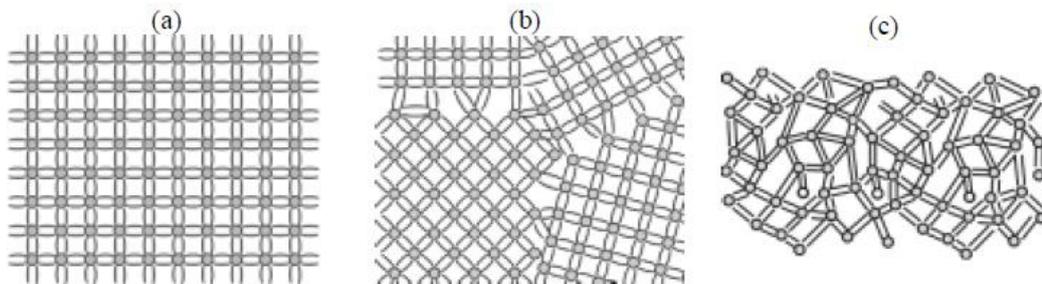
Fuente - Universidad de Jaén.

Como se ha señalado en el análisis estratégico, actualmente las células fotovoltaicas más comercializadas hacen referencia a las de primera generación, entre las que se pueden encontrar:

- **Silicio monocristalino:** Hace referencia a las células fabricadas a partir de un único cristal de material y procesadas en forma de obleas. Las células de estructura cristalina presentan altas tasas de eficiencia, pues los átomos tienen mayor libertad para moverse. Sin embargo, el coste de fabricación es más alto.

- **Silicio policristalino:** Representa a las células fabricadas a partir de la solidificación del silicio en multitud de monocristales, constituyendo una estructura policristalina. La tasa de conversión de luz solar en electricidad es menor que el silicio monocristalino, aunque el coste de fabricación es menor.
- **Silicio amorfo:** Son las células convencionales menos eficientes, sin embargo, el proceso de fabricación es mucho más barato que las células multi y policristalinas, requiriendo menos material para su elaboración ya que su grosor es muy reducido.

Ilustración 12 - Estructura atómica de material monocristalino (a), multicristalino (b) y amorfo (c)



Fuente - Escuela de Organización Industrial.

Tecnología adoptada: El generador fotovoltaico se va a constituir siguiendo un criterio económico financiero. Debido a esto, se escoge como tecnología fotovoltaica las células fabricadas a partir de material policristalino. Y es que, con el avance y desarrollo en la elaboración de las células, las tasas de eficiencia que se consiguen son altas, pero a un coste menor si se comparan con el resto de opciones en el mercado. Por otro lado, este tipo de tecnología es ideal para climas cálidos como el que tenemos en el Mediterráneo, ya que se capta el calor con mayor rapidez y no se presenta tantos problemas de sobrecalentamiento.

En este sentido, el modelo escogido siguiendo un criterio basado en la mejor relación económico-eficiencia es el panel solar Amerisolar AS-6P30 275W Policristalino. En el siguiente cuadro 7 se reflejan las principales características del panel fotovoltaico escogido. El resto de las características pueden ser vistas en la hoja de especificaciones adjuntada en el ANEXO II.

Tabla 7 - Principales características del panel fotovoltaico AS-6P30.

Características mecánicas AS-6P30	
Tipo de célula	Policristalina
Número de células	60
Peso	18,5 KG
Dimensiones	1640x992x40
Características eléctricas	
Potencia nominal (W)	275
Tensión nominal (V)	31,3 V
Corriente nominal (A)	8,79 A
Eficiencia	16,90%
Máximo voltaje	1000V DC
Precio	199,64 €

Fuente – Elaboración propia.

4.3.2 – ESTRUCTURAS DE FIJACIÓN

En un generador fotovoltaico las estructuras de fijación cumplen la función de servir de soporte, proporcionar la orientación correcta y establecer el ángulo de inclinación idóneo para aprovechar al máximo la radiación solar. Debido a esto, al igual que la localización, elegir el mejor soporte para los paneles será determinante para su rendimiento. Actualmente, se pueden encontrar dos tipos de estructuras de soporte:

- **Estructuras fijas:** Los paneles son posicionados para optimizar la captación de la luz solar a lo largo del año. Al ser estructuras fijas, los requerimientos de capital para su instalación son menores. No obstante, el potencial de captación de luz y generación eléctrica se reduce, ya que no hay seguimiento activo de la radiación solar. Este tipo de soporte puede ser montado sobre suelo, en un poste elevado, en la pared de un edificio o en el tejado de una casa.
- **Estructuras de seguimiento:** Comparadas con las estructuras fijas, la captación de luz solar puede aumentar hasta en un 35% gracias a sistemas de seguimiento. De esta manera, logran una incidencia normal de los rayos solares, permitiendo que los inversores trabajen en el punto de máxima potencia durante más tiempo. No obstante, dado que la complejidad del sistema es mayor, el coste asociado también lo es.

Tecnología adoptada: La estructura por la que se ha optado para el generador fotovoltaico es fija y montada sobre el suelo, ya que permitirá reducir la inversión inicial y el posterior coste de mantenimiento. Respecto a los aspectos técnicos, dotadas de puntos de apoyo sobre hormigón, este tipo de estructuras ofrecen alta resistencia y reducen el efecto del viento sobre los paneles. Por otro lado, dado que la instalación se hará a ras de suelo, el proceso de montaje y mantenimiento será más sencillo y seguro para los trabajadores. En la siguiente ilustración 13 se muestra un modelo de estructura sobre suelo fija.

Ilustración 13 - Estructura solar fotovoltaica sobre suelo fija.



Fuente - Suministros del Sol.

El modelo escogido es el denominado SUNFER CVE915-9 que, tras un análisis comparativo de precios, se decide optar por una configuración de 9 módulos fotovoltaicos por estructura. Las principales características se muestran en la siguiente tabla 8:

Tabla 8 - Principales características de la estructura de soporte SUNFER CVE915-9.

SUNFER CVE915-9	
Capacidad paneles	9
Disposición	Vertical
Inclinación	10º - 35º
Dimensiones por módulo	1650x1000
Precio por unidad	359,20 €

Fuente - Sunfer Energy.

4.3.3 - INVERSOR

El inversor es el componente encargado de transformar la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos a corriente alterna para su distribución a la red eléctrica. Debido a esto, el inversor es el componente más importante del generador fotovoltaico, cuyo desarrollo en los últimos años se ha centrado en la mejora del rendimiento y la reducción de costes. Actualmente, en el mercado existen modelos específicos para sistemas aislados o conectados a la red y que son clasificados en función de la onda de tensión de salida. Dadas las características del proyecto objeto de estudio, el modelo escogido es el INGECON SUN 100.

Ilustración 14 - Inversor Ingecon Sun 100.



Fuente – Ingeteam.

Las principales características del inversor escogido son las mostradas en la tabla 9. El resto de información acerca del sistema se adjunta en el ANEXO III:

Tabla 9 - Principales características del Inversor Ingecon Sun 100.

INGECON SUN 100	
Rango de potencia de entrada recomendado (kWp)	104 – 130
Rango de tensión MPP de entrada (V)	405 – 750
Tensión Máxima de entrada (V)	900
Corriente Máxima de entrada (A)	260
Eficiencia Máxima	96,80%
Potencia nominal de salida (kWp)	110
Precio	22.991,40 €

Fuente – Elaboración Propia.

4.3.4 - PROTECCIONES

Para la aplicación de protecciones en el generador fotovoltaico debemos recurrir al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), donde se aplican las normas generales de actuación para las instalaciones generadoras de electricidad. El objetivo de la normativa no es otro que garantizar la calidad del suministro y reducir los riesgos laborales a los que se ven expuestos los trabajadores de red y mantenimiento. Para ello, se exige la implantación de los siguientes elementos:

- Protecciones contra sobre intensidades.
- Protecciones contra sobre tensiones.
- Protecciones contra contactos directos e indirectos.
- Protecciones de máxima y mínima frecuencia.
- Instalación de puesta a tierra.

4.3.5 - CABLEADO

A la hora de dimensionar el cableado para el generador debemos atenernos a la normativa, donde se especifica que debe ser suficiente para evitar la generación de esfuerzos entre los elementos interconectados. Asimismo, su disposición debe ser tal que no provoque la caída de operarios durante el desempeño de sus funciones. Respecto a las características del cableado para la sección de corriente continua deberán de tener sección suficiente para que la caída de la tensión sea inferior al 1,5%, mientras que en la sección de corriente alterna esta debe ser inferior al 2%.

4.3.6 – CAJAS STRING

En las instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño, las cajas string o de conexiones permiten agrupar diversas series de paneles en un único punto de conexión, permitiendo ahorrar en cableado y facilitando así la tarea de los operarios a la hora de detectar algún fallo en el sistema.

4.4 – DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

De cara a dimensionar el generador fotovoltaico, es preciso analizar previamente el comportamiento del panel solar seleccionado en diferentes situaciones, ya que tanto la irradiación como la temperatura afectan a la corriente y al voltaje. En función de los valores obtenidos, se analiza la integración del inversor, lo que permite obtener el número de paneles y filas. Por último, y una vez se tengan todos los datos, se procede a la distribución en planta de los paneles y al estudio de su orientación e inclinación. Por último, y con todos los datos obtenidos, se inicia la simulación de la producción a través del software especializado PVSyst.

4.4.1 – ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PANELES SOLARES

Primeramente, se procede a analizar los valores proporcionados por el fabricante en la hoja de especificaciones del panel y que se representan en la siguiente tabla 10. En este sentido, el fabricante proporciona la curva de funcionamiento del panel en dos condiciones:

- **Standard Test Conditions (STC):** Refleja los valores proporcionados por el panel cuando este es sometido a una radiación de 1000 W/m^2 de forma perpendicular y la temperatura de las células se mantienen a 25 grados centígrados. Hace referencia a las condiciones de estudio de laboratorio que rara vez se darán en la realidad, debido a la variabilidad de los factores climatológicos, así como de irradiación, orientación e inclinación.
- **Normal Operating Cell Temperature (NOCT):** Refleja los valores proporcionados por el panel en condiciones estándar de operación, permitiendo conocer la temperatura de operación nominal de la célula cuando el módulo es sometido a una radiación de 800 W/m^2 , una distribución espectral AM 1.5, temperatura ambiental de 20° y velocidad del viento de 1 m/s . En el caso del panel AMERISOLAR la temperatura nominal de la célula en estas condiciones es de 45° .

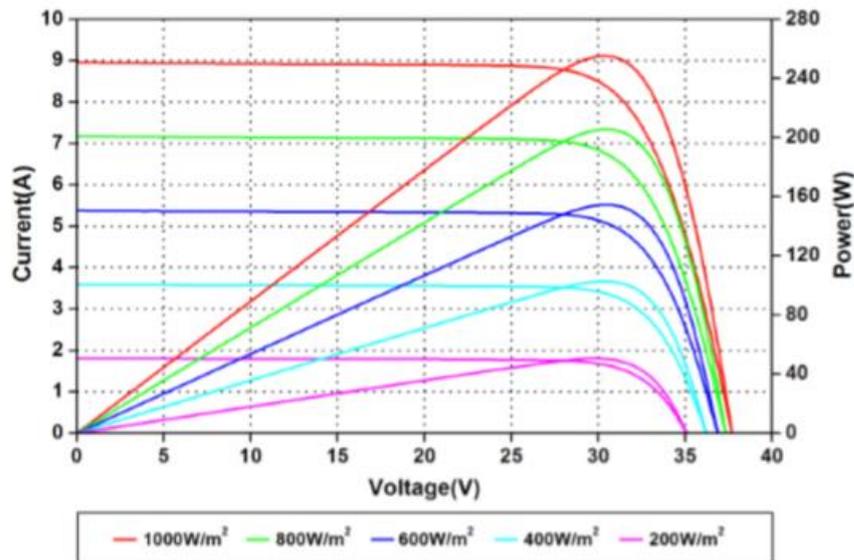
Tabla 10 - Características eléctricas del panel AS-6P30 en condiciones STC y NOCT.

Características eléctricas	STC	NOCT
Potencia nominal (P_n)	275 W	202 W
Tensión punto máxima potencia (V_{mp})	31,3 V	28,5 V
Corriente punto de máxima potencia (I_{mp})	8,79 A	7,09 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	38,5 V	35,5 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	9,15 A	7,41 A
Coefficiente de temperatura para la tensión (β)	-0,11935	
Coefficiente de temperatura para la corriente (α)	0,004575	

Fuente – Elaboración propia.

La potencia pico de un panel fotovoltaico es la máxima potencia eléctrica que puede suministrar cuando el producto de la intensidad y la tensión producida es máximo. La obtención de mayor o menos potencia vendrá determinado por la cantidad de irradiación recibida. En el caso de estudio, esta relación vendrá representada a través del siguiente gráfico 25:

Gráfico 25 - Curva de Intensidad-Tensión en función del nivel de Irradiancia.



Fuente – AmeriSolar.

De cara a dimensionar el generador fotovoltaico, es preciso analizar previamente el comportamiento del panel solar seleccionado en diferentes situaciones extremas, ya que tanto la irradiación como la temperatura afectan a la corriente y al voltaje del panel. Para ello, se trabajará a partir de los coeficientes de temperatura para la tensión y la corriente obtenidos.

Para el estudio se ha optado por unas condiciones de temperatura ambiental de 45° y un nivel de irradiación de 1000 W/m² para verano, mientras que para invierno las condiciones serán de -5° y 200 W/m². Sin embargo, primero es preciso obtener la temperatura de la célula solar en estas condiciones a través de la siguiente ecuación:

$$T_C = T_a + \frac{TONC-20}{800} * G \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

Siendo T_c la temperatura de la célula, T_a la temperatura ambiente, $TONC$ la temperatura de la célula en operación nominal y G la irradiancia descrita para cada caso.

Una vez se han obtenido los datos para la temperatura de las células, se procede a calcular la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) y la tensión de vacío (V_{OC}) en las condiciones establecidas empleando las siguientes relaciones:

$$I_{SC} = \frac{I_{SC}^0 * G}{1000} + \alpha(T_C - 25) \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

$$V_{OC} = \frac{V_{OC}^0 * G}{1000} + \alpha(T_C - 25) \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

Siendo I_{SC}^0 y V_{OC}^0 la corriente en cortocircuito y la tensión en circuito abierto en condiciones STC.

A partir de los nuevos datos obtenidos para I_{SC} y V_{OC} , se calculan los valores de intensidad I_{mp} y tensión V_{mp} en el punto de máxima potencia a través de las siguientes ecuaciones:

$$I_{mp} = I_{SC} * \left(\frac{I_{mp}^0}{I_{SC}^0} \right) \quad (\text{Ecuación 4.4})$$

$$V_{mp} = V_{OC} * \left(\frac{V_{mp}^0}{V_{OC}^0} \right) \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

Siendo I_{mp}^0 y V_{mp}^0 la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia.

Por último, se recalcula la potencia nominal del panel bajo las condiciones descritas a partir de los nuevos valores de intensidad y tensión en el punto de máxima potencia. Para ello, se emplea la siguiente relación:

$$P_n = V_{mp} * I_{mp} \quad (\text{Ecuación 4.6})$$

Realizando las diferentes ecuaciones para las condiciones extremas de temperatura e irradiación, se obtienen los siguientes datos:

Tabla 11 - Características eléctricas del panel bajo condiciones extremas de temperatura e irradiancia.

	STC	Verano	Invierno
P_n (W)	275	235,83	55,21
V_{mp} (V)	31,3	26,16	33,39
I_{mp} (A)	8,79	9,02	1,65
V_{oc} (V)	38,5	32,38	41,33
I_{sc} (A)	9,15	9,38	1,72

Fuente – Elaboración propia.

4.4.2 – ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DEL INVERSOR

La elección del inversor para una instalación fotovoltaica depende de la potencia pico producida por el generador. Sin embargo, los inversores trabajan en un rango de tensión de entrada mínimo y máximo al que hay que ceñirse la hora de dimensionarlo, teniendo en cuenta que se ofrece mayor rendimiento cuanto más se logre acercar al valor máximo establecido por el fabricante.

Dado que las condiciones STC no se darán en la realidad debido a la alta variabilidad de irradiación y temperatura, es preciso usar un factor de corrección del 80% para asegurarse que el inversor trabaja en las condiciones adecuadas la mayor parte del tiempo. Sabiendo esto, se procede a calcular el número de paneles necesarios a través de la siguiente ecuación:

$$P_{P.Campo} = NP * P_{P.PANEL} * 0.8 \quad (\text{Ecuación 4.7})$$

Siendo $P_{P.Campo}$ la potencia pico del campo, $N_{P.MAX}$ el número de paneles necesarios y $P_{P.PANEL}$ la potencia nominal del panel fotovoltaico, se obtiene:

$$NP = \frac{100000}{(275*0.8)} = 455 \text{ paneles}$$

A continuación, para dimensionar el generador, se necesita conocer el rango de tensiones de entrada mínimo y máximo del inversor. En el caso de estudio, el modelo INGECON SUN 100 presenta en las especificaciones del fabricante un rango de tensión de entrada que va de 405 a 750 Voltios. Dado que las tensiones en serie-paralelo de los paneles se suman, se procede a calcular su cantidad a través de las siguientes relaciones:

$$NP_{MIN.SERIE} = \frac{V_{MININVERSOR}}{V_{MINPANEL}} = \frac{405}{32,38} = 13 \text{ paneles en serie} \quad (\text{Ecuación 4.8})$$

$$NP_{MAX.SERIE} = \frac{V_{MAXINVERSOR}}{V_{MAXPANEL}} = \frac{750}{41,33} = 18 \text{ paneles en serie} \quad (\text{Ecuación 4.9})$$

Siendo NS_{MIN} y NS_{MAX} el número mínimo y máximo de paneles en serie, $V_{MININVERSOR}$ y $V_{MAXINVERSOR}$ el rango de tensión de entrada mínimo y máximo del inversor, $V_{MINPANEL}$ y $V_{MAXPANEL}$ la tensión en circuito abierto del panel en condiciones de temperatura ambientales extremas obtenidos previamente.

Como vemos, el número de paneles en serie deberá de estar comprendido entre 13 y 18. De cara a obtener el máximo rendimiento del inversor, se optará por el número máximo de paneles en serie, en este caso 18. A continuación, se pasa a obtener el número de series de paneles en paralelo. No obstante, de cara a obtener un número entero, se ajusta la cantidad de paneles del generador a 450. De esta forma, la relación queda tal que así:

$$NS_{PARALELO} = \frac{NP}{NP_{SERIE}} = \frac{450}{18} = 25 \text{ series en paralelo} \quad (\text{Ecuación 4.10})$$

Siendo $NS_{PARALELO}$ el número de series en paralelo, NP_{MAX} el número máximo de paneles y NP_{SERIE} el número de paneles en serie escogido.

Por último, se debe comprobar que la corriente generada por el campo fotovoltaico configurado no supere la corriente ni la tensión máxima de entrada del inversor.

$$V_{MIN.CAMPO} = V_{MINPANEL} * NP_{SERIE} = 32,38 * 18 = 582,84 > 405V \quad (\text{Ecuación 4.11})$$

$$V_{MAX.CAMPO} = V_{MAXPANEL} * NP_{SERIE} = 41,33 * 18 = 743,94 < 750V \quad (\text{Ecuación 4.12})$$

$$I_{CAMPO} = NS_{PARALELO} * I_{SC}^0 = 25 * 9,15 = 228,75 < 260 \quad (\text{Ecuación 4.13})$$

Dado que los parámetros están dentro de los límites establecidos, se resumen los valores obtenidos para la configuración del generador en la siguiente tabla 12:

Tabla 12 - Configuración del generador en función del inversor.

N.º de paneles fotovoltaicos	450
N.º de paneles en serie	18
N.º de series en paralelo	25
Potencia nominal del panel (W)	275
Potencia nominal del generador (W)	123750

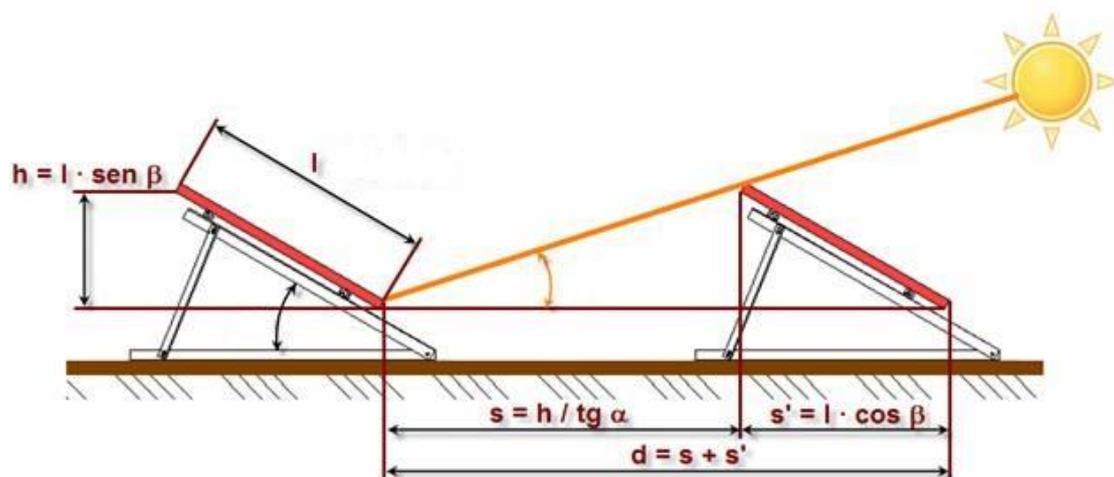
Fuente – Elaboración Propia.

4.4.3 – DISTRIBUCIÓN EN PLANTA

Una vez se han obtenido el número de paneles en serie, así como el número de series en paralelo, se procede al estudio de la distribución de los diversos elementos en planta. Para ello, antes es preciso conocer el área que ocupará la instalación, teniendo en cuenta la necesidad de dejar suficiente espacio entre filas para evitar la proyección de sombras. Este riesgo aumenta en invierno, dado que la trayectoria escrita por el Sol es más baja, lo que dibuja sombras más largas sobre las superficies.

Para realizar el cálculo correspondiente se debe acudir al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red, dónde se establece que la distancia entre módulos debe garantizar 4 horas de sol ininterrumpidas a lo largo del mediodía durante el solsticio de invierno. Para la realización de los cálculos, se partirá de la siguiente imagen representativa:

Ilustración 15 - Relaciones geométricas entre filas de paneles fotovoltaicos.



Fuente - Instituto de Formación Profesional a Distancia.

Como es posible observar, tanto la latitud, el grado de inclinación, como la altura máxima alcanzada del panel fotovoltaico, influyen en la distancia mínima de separación. Esta relación viene expresada a través de la siguiente ecuación:

$$d_{sombra} = k * h \quad (\text{Ecuación 4.14})$$

Siendo h la altura máxima del panel y k el factor de corrección para superficies inclinadas.

Dado que el panel fotovoltaico está asentado sobre una estructura inclinada, la altura máxima h a partir de la cual se proyectará la sombra vendrá determinada por la siguiente relación:

$$h = l * \text{sen}\beta \quad (\text{Ecuación 4.15})$$

Siendo l la longitud del panel y β el grado de inclinación del panel respecto a la horizontal.

Ahora bien, los paneles fotovoltaicos producen el máximo nivel de potencia cuando la radiación solar incide sobre ellos de forma perpendicular. Debido a esto, la inclinación de los paneles debe optimizarse para captar la mayor cantidad de radiación a lo largo del año, o ajustar su posición dependiendo de la estación. En este sentido, los ángulos de inclinación serán mayores a medida que se acerque el verano, y menores conforme se acerque el invierno.

Como en el caso de estudio se pretende evitar el coste de tener que reajustar la inclinación de los paneles por temporada, se fijará la inclinación en el punto de máxima optimización anual. Dado que la parcela en el Parque empresarial L'ESPARTAL III – Xixona está situada en las coordenadas de latitud $38^{\circ}30' 58''$, el ángulo óptimo de los paneles indicado por el software de simulación PVSYST es de 36° . Al ser la longitud del panel 1640mm, se tiene que la altura máxima del panel para estas condiciones será el resultante de:

$$h = 1640 * \text{sen}(36^{\circ}) = 964\text{mm}$$

Por otro lado, el factor de corrección para superficies inclinadas será el resultante de la siguiente expresión:

$$k = \frac{1}{\tan(61-\text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61-36)} = 2,1445 \quad (\text{Ecuación 4.16})$$

Por lo tanto, la distancia mínima a garantizar entre filas será el producto de ambos valores:

$$d_{\text{sombra}} = 964 * 2,1445 = 2068\text{mm}$$

Ahora bien, este resultado es la distancia que debería existir entre el final de una fila y el comienzo de otra cuando el ángulo de inclinación del panel sea de 36° . De cara a calcular el área que ocupa el generador, se debe en primer lugar obtener la distancia que ocupa un panel. Para ello, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$d_{\text{panel}} = l * \text{cos}\beta = 1640 * \text{cos}(36^{\circ}) = 1327\text{mm} \quad (\text{Ecuación 4.17})$$

Si a este valor se le suma la distancia entre paneles, se obtiene que una fila desde el inicio de un panel hasta el comienzo del otro, contando la distancia de la sombra, es de:

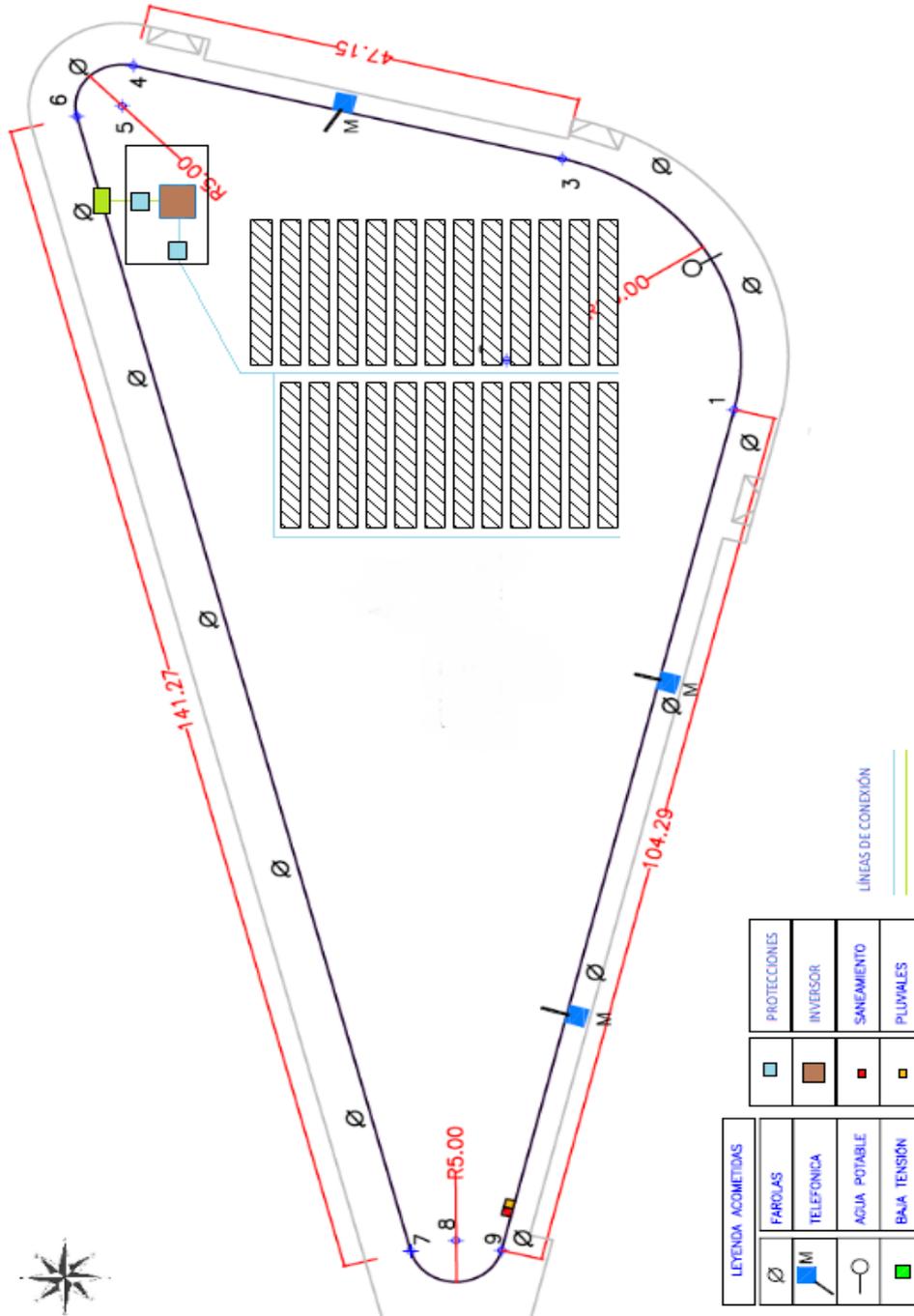
$$d_{fila} = d_{panel} + d_{sombra} = 1327 + 2068 = 3305mm \quad (\text{Ecuación 4.18})$$

Sabiendo que la anchura del panel es de 992 mm y que cada fila tendrá un total de 18 paneles divididos en dos estructuras de 9 paneles cada una, tenemos una anchura por fila de 17856mm, lo que da un área por fila de:

$$\text{área}_{fila} = \text{longitud}_{fila} * \text{anchura}_{fila} = 3305 * 17856 = 59m^2 \quad (\text{Ecuación 4.19})$$

Dado que el generador dispone de 25 filas, el área total a ocupar será de 1475m². Por lo tanto, no habría ningún problema para ubicarlo en la parcela escogida. Para tener una idea del área que ocupará el generador, en la siguiente ilustración 16 se muestra una representación aproximada de la distribución en planta del equipo generador.

Ilustración 16 - Distribución en planta del generador fotovoltaico.



Fuente – Elaboración Propia

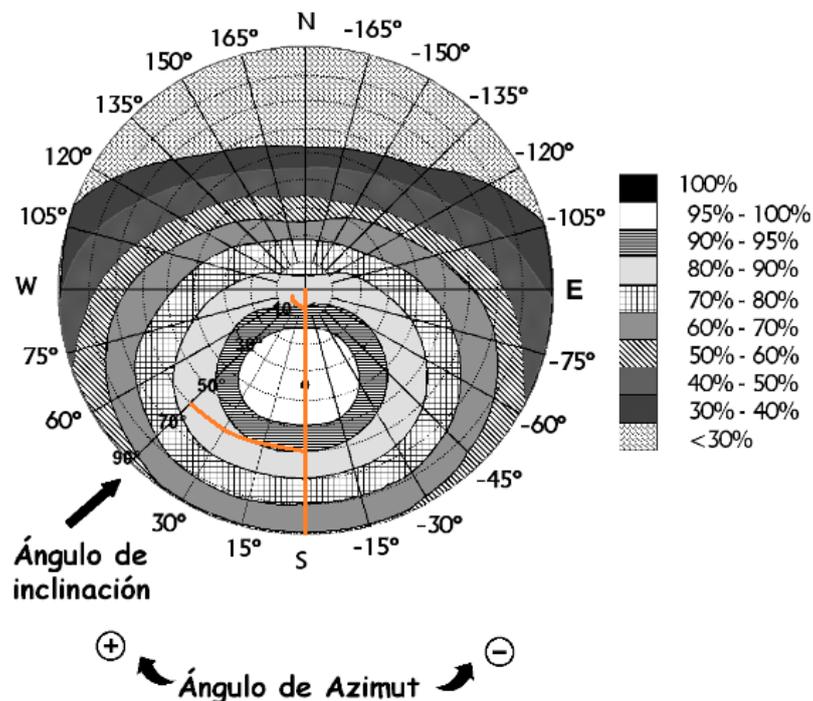
4.4.5 – ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

De acuerdo con el PCT, se han de calcular los límites en la orientación e inclinación de los módulos para que las pérdidas por estos factores no sean mayores del 10% para el caso general, del 20% para superposición y del 40% para integración arquitectónica. El caso de estudio se trata de paneles sobre una superficie plana, por lo que se estaría trabajando en el rango del caso general. Para realizar el cálculo, se deben conocer las siguientes variables:

- Ángulo de inclinación del panel (β) = Es el ángulo de los paneles respecto al plano horizontal. Como se indicó anteriormente, el ángulo de inclinación del panel será de 36° .
- Ángulo de acimut (α) = Hace referencia a la desviación en la orientación de los paneles respecto al Sur. En el caso de estudio, la desviación sería de 0° .

Seguidamente, dado un ángulo de acimut de 0° y unas pérdidas máximas del 10%, se obtiene el grado de inclinación máximo y mínimo a través de la siguiente ilustración 17:

Ilustración 17 - Pérdidas máximas y mínimas en función del ángulo de inclinación del panel y de acimut.



Fuente – Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (2011)

Como se puede ver por el trazo naranja, para unas pérdidas máximas del 10%, los ángulos de inclinación mínimo y máximo son de 5° y 60° respectivamente. Dado que los valores de la ilustración hacen referencia al ángulo de inclinación de trabajo para una latitud de 42°, es preciso realizar la siguiente corrección a través de las siguientes ecuaciones:

$$Inclinación_{MAX} = Inclinación_{max}(41^\circ) - (41^\circ - latitud) = 60 - (41 - 36) = 55^\circ$$

$$Inclinación_{MIN} = Inclinación_{min}(41^\circ) - (41^\circ - latitud) = 5 - (41 - 36) = 0^\circ$$

Como la inclinación de los paneles es de 36°, se puede afirmar que nos encontramos dentro del límite de 10% de pérdidas por orientación e inclinación.

4.5 – SIMULACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una vez obtenidos todos los datos referentes al generador, se procede a comprobar mediante la utilización del software PVSYS la idoneidad de los cálculos realizados, así como la proyección de la producción anual y la obtención de la ratio de rendimiento a partir de las principales pérdidas derivadas del proceso de generación.

En primer lugar, como se muestra en la siguiente ilustración 19, al establecer el panel fotovoltaico y el inversor a través del programa, se obtiene la distribución anteriormente calculada, por lo que el proceso de dimensionado ha sido correcto.

Ilustración 18 - Simulación del dimensionado del generador.

Características generador FV

Módulo FV Custom parameters definition	Si-poly	Modelo	AS-6P30 275W		
		Fabricante	AMERISOLAR		
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo	25 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	450	Pnom unitaria	275 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	124 kWp	En cond. funciona.	113 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	520 V	I mpp	218 A
Superficie total		Superficie módulos	732 m²		

Inversor

Original PVSyst database		Modelo	Ingecon Sun 100		
		Fabricante	Ingeteam		
Características		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	100 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	1 unidades	Potencia total	100 kWac

Fuente – PVSyst.

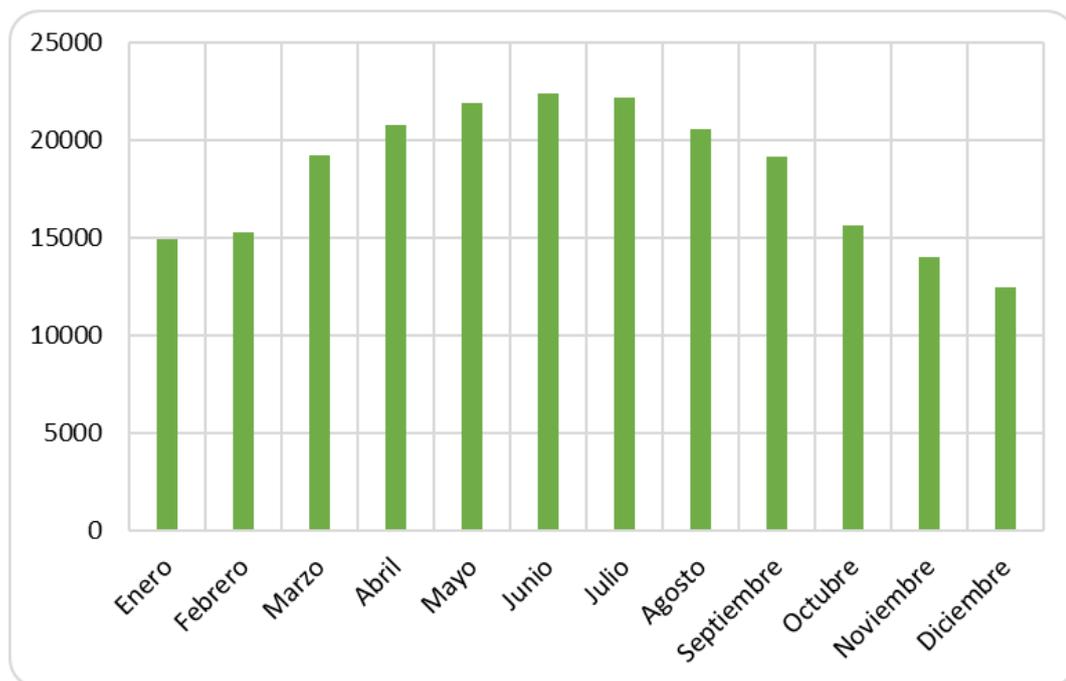
Respecto el cálculo de la producción energética, de acuerdo con el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red, se establece la siguiente relación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha\beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} kWh/día \quad (\text{Ecuación 4.20})$$

Siendo $G_{dm}(0)$ el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m²día), $G_{dm}(\alpha\beta)$ el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el generador en kWh/(m²día), P_{mp} la potencia pico del generador, PR el rendimiento energético de la instalación y G_{CEM} 1 Kw/m².

No obstante, de cara a simplificar los cálculos, se procede a la simulación de la producción a partir del software PVSYST, empleando los datos climatológicos para la ciudad de Alicante proporcionados por la base de datos Meteonorm. Los resultados obtenidos se han representado en el gráfico 26:

Gráfico 26 - Simulación de la producción mensual en kWh.



Fuente – Elaboración Propia.

Como se puede observar, existe estacionalidad con un nivel de producción mucho mayor durante la temporada estival. De acuerdo con los resultados obtenidos, el rendimiento del generador sería del 81.7%, logrando una producción anual de 218.703 kWh. Para ver más información acerca del resultado de simulación, se adjunta el informe resultante en el Anexo IV.

5 – PLAN DE RECURSOS HUMANOS

A continuación, se procede a definir la estructura de recursos humanos para la implantación y el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica. Para ello, en primer lugar, se definen las principales funciones a cubrir. Seguidamente, se elabora un organigrama representativo de la estructura organizativa del proyecto siguiendo un criterio económico. Por último, se muestran los gastos asociados al personal.

5.1 – FUNCIONES A DESARROLLAR

- **OPERACIONES Y MANTENIMIENTO (O&M):** Las funciones de operaciones y mantenimiento han ido desarrollándose hasta convertirse en una parte imprescindible para aumentar el valor añadido en la cadena de suministro de proyectos fotovoltaicos. Para ello, la cobertura que se ofrece bajo este término es muy amplia y va más allá de lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red. Debido a los últimos avances, el término O&M ha ido diferenciándose en dos categorías totalmente distintas:

Funciones propias de Operaciones:

- **Gestión de la documentación:** Hace referencia al proceso de creación, modificación y guardado de toda la documentación relativa al proyecto. Esta función es necesaria de cara a la realización de trámites, así como modificaciones técnicas de la planta que requieran de un análisis previo ya realizado.
- **Sistema de monitorización:** Comprende la instalación y control de todos los componentes que se encargan de registrar todos los parámetros que afectan a la producción eléctrica. Esto puede incluir desde sensores para medir el nivel de irradiación, hasta sistemas de monitorización para la energía de salida del inversor.
- **Monitorización y supervisión de la instalación:** Es la función de supervisión diaria de la instalación a través de los sistemas de monitorización instalados. Usualmente se realiza de forma remota a través de software integrado y permite la adecuada coordinación con el equipo de mantenimiento.

- **Análisis de rendimiento:** Emplea la información monitoreada para obtener resultados sobre los que realizar un análisis detallado del rendimiento del sistema en base a unos criterios determinados.
- **Análisis predictivo:** La obtención de información acerca del sistema puede ayudarnos a predecir fallos en los componentes o en el sistema a través de un análisis histórico. Esto permite reducir los costes asociados a interrupciones inesperadas en el sistema. Asimismo, el análisis predictivo también permite establecer predicciones en la producción.
- **Reporte:** En base a toda la información recogida, el equipo de Operaciones se encargará de elaborar los correspondientes informes de cara a comunicar al emprendedor o gerente la evolución y estado de la instalación, así como las perspectivas de futuro y las medidas a tomar.
- **Gestión con el seguro y con los fabricantes:** El término de Operaciones también puede incluir la realización de gestiones con el seguro cuando sea conveniente, así como la comunicación con el fabricante de componentes de acuerdo con la garantía contraída en el momento de la adquisición de sus productos.

Funciones propias de Mantenimiento:

- **Mantenimiento preventivo:** Es la función básica para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, comprendiendo inspecciones visuales, físicas y técnicas. De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas, con el mantenimiento preventivo se debe realizar una comprobación de las protecciones eléctricas, los módulos, el inversor y el estado mecánico de cables y terminales.
- **Mantenimiento correctivo:** Comprende todas aquellas acciones de mantenimiento destinadas a restaurar el generador debido a la existencia de fallos. De cara a proporcionar soluciones inmediatas, es imprescindible asegurar la coordinación con la monitorización del sistema por parte de las funciones de Operaciones. Una vez detectado el problema, se procederá a su subsanación o sustitución.
- **Acondicionamiento:** Agrupa todas aquellas funciones destinadas a garantizar el correcto funcionamiento del generador a través del acondicionamiento de paneles, estructuras, superficies, canalizaciones y otros elementos propios del generador.

De acuerdo con la normativa, las tareas de mantenimiento deberán ser realizadas por técnicos cualificados, quedando bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

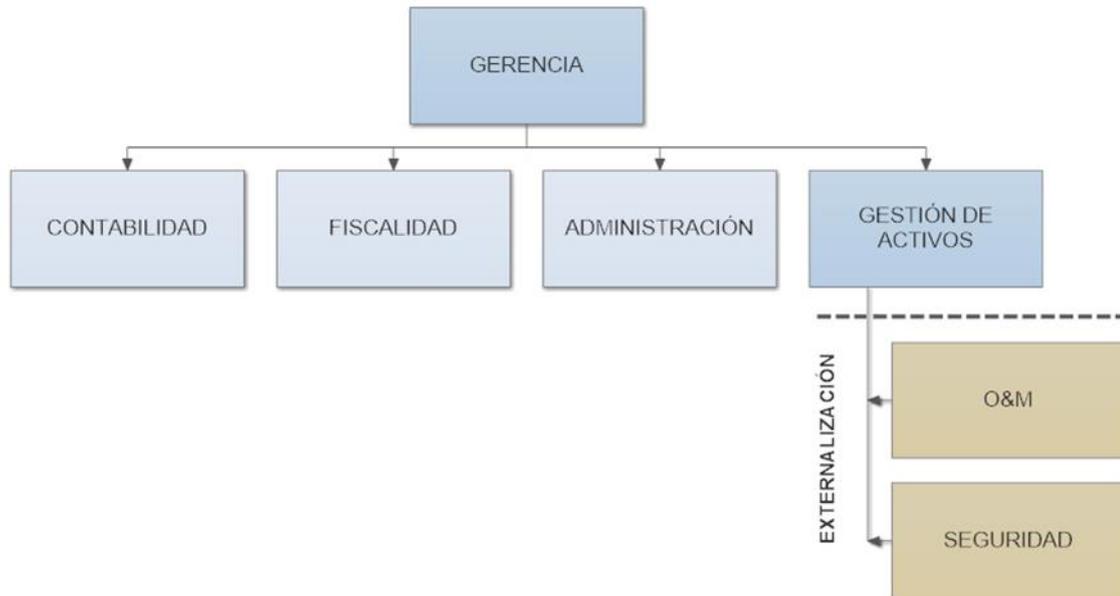
Asimismo, será preciso realizar las tareas de mantenimiento preventivo de forma semestral, elaborando un informe técnico en el que se detalle el estado del generador en cada sesión, así como de las incidencias que hubieran acaecido

- **VIGILANCIA Y SEGURIDAD:** Garantizar la seguridad en las instalaciones fotovoltaicas responde a dos motivos principales, evitar el acceso a personal no autorizado y proteger a los usuarios de situaciones de alta peligrosidad. La instalación de elementos eléctricos exige la toma de medidas de cara a proteger la integridad física de los operarios. Para ello, se deberán de implantar los sistemas que se crean convenientes tanto durante el proceso de desarrollo como en la puesta en marcha de la instalación.
- **ADMINISTRACIÓN:** Incluye todas aquellas funciones enfocadas a obtener las autorizaciones y permisos pertinentes para la explotación energética, así como la dada de alta en los correspondientes organismos e instituciones para el ejercicio de la actividad.
- **GESTIÓN FISCAL:** Hace referencia a todas aquellas gestiones enfocadas a cumplir con las obligaciones tributarias derivadas de la actividad, así como a la búsqueda y toma de decisiones para aumentar el ahorro fiscal.
- **CONTABILIDAD:** Comprende el registro de todos los movimientos de activo y pasivo acaecidos en la empresa en un tiempo determinado, con el objetivo de informar de manera fiel la situación económico-financiera del proyecto.
- **GESTIÓN DE ACTIVOS:** Es la parte del trabajo relacionada con la obtención, procesamiento y elaboración de información acerca del estado del activo de la empresa. El objetivo fundamental es el de la toma de decisiones para el buen funcionamiento del negocio.

5.2 – ORGANIGRAMA

Una vez definidas las distintas funciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación, se procede a su distribución a través de las distintas áreas. Para ello, se procede a su representación a través de un organigrama en la ilustración 19.

Ilustración 19 - Organigrama para la instalación fotovoltaica.



Fuente – Elaboración Propia.

Cómo se puede observar, las funciones de las que se hará cargo la gerencia del proyecto serán todas las aquellas relacionadas con la gestión contable, fiscal y administrativa. Asimismo, en base a la información proporcionada por los equipos de O&M, la gerencia se ocupará de la gestión de activos.

Por el contrario, y dada la amplia cobertura de los servicios O&M disponibles en el mercado, se procede a su externalización para reducir los gastos de personal. Por otra parte, respecto a la seguridad, se presupone la externalización conjunta del servicio con el resto de las participantes del parque empresarial.

5.3 – GASTOS ASOCIADOS AL PERSONAL Y SERVICIOS EXTERIORES

Dado que las tareas van a estar a cargo tanto de la plantilla de la empresa, como de empresas especializadas del sector, se diferencian dos conceptos que van a registrar los gastos asociados a todas ellas: los gastos de personal y los servicios exteriores.

En primer lugar, los gastos asociados al personal recogerán la remuneración al trabajo desempeñado por la plantilla de la empresa, así como las retenciones pertinentes a la Seguridad Social.

En segundo lugar, los servicios exteriores recogerán la remuneración del trabajo proporcionado por terceros en favor de la empresa de manera continuada, y cuya retribución se realizará mediante facturas.

Así pues, los gastos comprendidos por el ejercicio de las tareas señaladas en el organigrama, serán las siguientes:

- **Operaciones y Mantenimiento (O&M):** Dado que la instalación fotovoltaica no es tan grande como para requerir la presencia continua de operarios en ella, se recurre al mercado para externalizar los costes laborales asociados a esta área. Tras una comparación entre distintos agentes, se opta por contratar los servicios del grupo de empresas que conforma Alromar. Con alta especialización en mantenimiento solar, se agrupan los siguientes servicios en un único contrato:
 - *Mantenimiento preventivo de inversores, cuadros de corriente continua, cuadros de corriente alterna, contadores, canalizaciones, módulos fotovoltaicos y estructuras.*
 - *Mantenimiento correctivo con servicio de monitorización y un tiempo de respuesta de 24 a 72 horas.*
 - *Seguro.*
 - *Representante de mercado.*

El coste total por la contratación del servicio de O&M asciende a 2.148€ anuales más las correspondientes visitas de mantenimiento correctivo que se precisen. Los gastos se registrarán como servicios exteriores. Se adjunta la propuesta de contrato proporcionada por la empresa para una planta fotovoltaica de 100kW de potencia nominal en el ANEXO V.

- **Vigilancia y seguridad:** Además de los pertinentes sistemas de seguridad asociados a cada parcela, se presupone la formulación de un contrato con una empresa de seguridad externa para garantizar la vigilancia y seguridad del perímetro del Parque Empresarial, comprendiendo las siguientes funciones:
- *Vigilancia y protección de los bienes de las instalaciones.*
 - *Protección de los usuarios internos y externos al Parque Empresarial.*
 - *Inspección periódica mediante rondas con vehículo.*
 - *Empleo de las medidas de seguridad a su disposición.*

Dado que la totalidad de las parcelas no han sido adjudicadas y las instalaciones construidas hasta la actualidad son reducidas, se cree conveniente la externalización del servicio. Se estima el coste para la vigilancia y seguridad en 250 € anuales.

Gerencia: Dado el reducido tamaño de la planta fotovoltaica, no se cree pertinente la necesidad de contratación de personal para la llevanza de la contabilidad, la gestión fiscal y la administración. Respecto a la gestión de activos, será responsabilidad de la gerencia la toma de decisiones en función de la información recogida por el equipo externalizado de Operaciones y Mantenimiento.

Por ello, estas tareas serán realizadas por la gerencia o el emprendedor que deberá recibir una nómina de acuerdo a la normativa aplicable a autónomos societarios. Debido a esto, se fija un sueldo bruto mensual a media jornada de 554,34 € de acuerdo con el Convenio Colectivo para la Industria, la Tecnología y los Servicios del Sector del Metal de Valencia para un auxiliar administrativo.

6 – PLAN JURÍDICO MERCANTIL

En el siguiente apartado se procede a definir la estructura de la organización encargada de poner en marcha el proyecto. Para ello, en primer lugar, se aclaran los conceptos de visión, misión y valores de la empresa. Seguidamente, se define la forma y el marco jurídico de aplicación, así como todos los trámites necesarios para poner en marcha la actividad económica objeto de estudio.

6.1 – MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

Los conceptos de misión, visión y valores son los pilares que sirven de fundamento para la razón de ser de la empresa. No sólo proporcionan información acerca del por qué se está en el mercado, si también qué se pretende conseguir en el futuro y cómo se quiere hacerlo. En este sentido, los conceptos para la empresa objeto de estudio son:

- **Misión:** Hace referencia a la razón de ser de la empresa.

Contribuir a satisfacer la demanda energética de la sociedad a través de la generación limpia y eficiente de energía eléctrica.

- **Visión:** Establece los objetivos a largo plazo.

Convertirnos en un referente a nivel nacional en la generación eléctrica y el compromiso con el medio ambiente.

- **Valores:** Son los principios sobre los que cimentar las actuaciones de la empresa.

Responsabilidad social

Compromiso medioambiental

Creación de empleo de calidad

Innovación y Desarrollo

Transparencia y Honestidad

Seguridad

Desarrollo Profesional

Sostenibilidad

6.2 – FORMA JURÍDICO MERCANTIL

El concepto de empresario hace referencia a la persona física o jurídica que ejerce una actividad económica con la que pretende obtener beneficio. Determinar la forma jurídica de la empresa encargada de poner en marcha el proyecto es una parte importante del proceso, ya que indicará el conjunto de derechos y deberes de aplicación. Actualmente la figura del empresario se encuadra de manera general dentro de las siguientes clasificaciones:

Tabla 13 - Principales formas jurídicas.

Tipo de empresa	Nº socios	Capital	Responsabilidad
Empresario Individual (Autónomo)	1	No existe mínimo legal	Ilimitada
Sociedad Civil	Mínimo 2	No existe mínimo legal	Ilimitada
Sociedad Colectiva	Mínimo 2	No existe mínimo legal	Ilimitada
Sociedad Comanditaria Simple	Mínimo 2	No existe mínimo legal	Ilimitada
Sociedad Limitada Nueva Empresa	Mínimo 1 Máximo 5	Mínimo 3.000 Máximo 120.000	Limitada
Sociedad Anónima	Mínimo 1	Mínimo 60.000 euros	Limitada

Fuente - Secretaria General de Industria y de la pequeña y mediana empresa.

La forma jurídica adoptada para la empresa es la de Sociedad Limitada Nueva Empresa por los siguientes motivos:

- El capital social se divide en participaciones y la responsabilidad frente a terceros queda limitada únicamente al capital aportado.
- Incluye beneficios fiscales enfocados a superar los primeros años de actividad, como el aplazamiento de las deudas tributarias o la no obligación de efectuar pagos fraccionados durante los dos primeros ejercicios.
- El capital social mínimo exigido es de 3000 euros, cantidad que deberá ser desembolsada en su totalidad en el momento de su constitución.
- Se establece de 1 a 5 el número de socios, los cuales deberán ser personas físicas.
- Otorga una mayor flexibilidad a la hora de desarrollar actividades profesionales debido a su carácter genérico.
- Permite su constitución de manera telemática en tan sólo 48 horas.
- Es posible la transmisión de participaciones.

6.3 – AUTORIZACIONES ADMINISTRATIVAS Y REGISTROS

Como se adelantó en el análisis estratégico, uno de los grandes inconvenientes a la hora de desarrollar una planta fotovoltaica en España era la excesiva burocratización del proceso de implantación. Esta situación, unido a los recientes y continuos cambios normativos acaecidos en el sector, ha creado una barrera de entrada a superar por promotores e inversores. A continuación, se va a proceder a señalar los principales trámites necesarios para el ejercicio de la actividad económica y la obtención de la retribución a la producción renovable, los cuáles se dividen en las siguientes fases:

- **Solicitud del punto de conexión:** El proceso se inicia con la solicitud a un punto de conexión con la empresa distribuidora, debiendo aportar una garantía económica en contraprestación que será devuelta con la autorización de explotación definitiva. Una vez realizada la solicitud, se procederá a realizar un estudio técnico del proyecto y su efecto en la capacidad del punto de conexión, remitiendo un informe que deberá ser positivo para continuar en el plazo de 15 días.
- **Aprobación del proyecto:** Una vez realizada la solicitud y obtenido el informe de la empresa distribuidora, se procede con la tramitación de los siguientes procedimientos con los diferentes organismos del estado. En el caso de estudio, la potestad corresponderá a las Comunidades Autónomas, puesto que no se cumplen las condiciones para que el proyecto pase a ser gestión de la Administración General del Estado. En este sentido, los trámites a realizar son los expuestos a continuación:
 - **Autorización administrativa previa:** Hace referencia al anteproyecto de la instalación, habilitando al promotor a iniciar las obras de acondicionamiento del emplazamiento. Entre la documentación a entregar para su solicitud se encuentra:
 - *Memoria Técnica e Informe del Proyecto*
 - *Documentación acreditativa de la capacidad legal, técnica y económica de los solicitantes*
 - *Informe de capacidad de acceso y requisitos de conexión a red emitidos por la empresa distribuidora*
 - *Informe del impacto medioambiental*
 - *Licencia de Actividad*
 - *Licencia de Obra*

Una vez presentados todos los documentos, la administración dispondrá de 20 días naturales para verificar la información. Una vez hayan transcurrido sin haber recibido notificación alguna, se podrá proceder a ejecutar el proyecto.

- **Inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución (RPR):** El RPR constituye un registro para nuevas instalaciones de energía renovable que deseen acogerse al régimen retributivo específico, al cual se accede mediante subastas en concurrencia competitiva. De acuerdo con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con el régimen retributivo específico las instalaciones percibirán los ingresos correspondientes a su participación en el mercado, más los ingresos procedentes de la retribución a la inversión y la operación.

En el caso de que el proyecto objeto de estudio hubiera sido inscrito en la convocatoria por subasta referente a la orden ETU/315/2017, de 6 de abril, se deberían realizar las siguientes actuaciones en los plazos indicados:

- Hasta el 13 de abril de 2018 → Identificación del proyecto a ejecutar hasta cubrir la potencia inscrita.
- Hasta el 13 de octubre de 2018 → Obtención de la autorización administrativa previa por el órgano competente.
- Hasta el 31 de diciembre de 2019 → Finalización de la instalación y su inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

- ❖ **Aprobación del proyecto de ejecución:** Hace referencia al proyecto en sí y permite al promotor proceder con la construcción una vez obtenido el visto bueno por parte de la Administración. Puede realizarse de manera conjunta con el procedimiento de autorización administrativa. Entre la documentación a entregar para su obtención se encuentra:

- Informe del proyecto.
- Licencia Municipal de Obras.
- Descripción material y jurídica de los bienes y derechos afectados.
- Pliego de condiciones técnicas.
- Estudio de seguridad y salud.

- ❖ **Autorización administrativa de explotación para pruebas:** Una vez ejecutado el proyecto, es preciso solicitar la pertinente autorización administrativa para iniciar la fase de explotación en pruebas. Para ello, habrá que aportar el correspondiente certificado de final de obra suscrito por un técnico facultativo competente, constanding que la instalación cumple con las especificaciones del proyecto de ejecución aprobado. El plazo de resolución de la autorización administrativa será de mes desde su presentación. Además, será preciso realizar el siguiente procedimiento administrativo:
 - **Inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica:** De acuerdo con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las instalaciones de fuentes de energía renovable deberán inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a través del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital presentando los siguientes documentos:
 - *Contrato técnico con la empresa distribuidora o de acceso a la red de transporte.*
 - *Informe del gestor de la red de distribución o de la red de transporte.*

- ❖ **Autorización administrativa de explotación definitiva:** La solicitud de la autorización administrativa de explotación definitiva se realizará de manera conjunta con la inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. El organismo competente deberá ofrecer su resolución en 3 meses.

- ❖ **Inscripción en el Registro de Régimen Retributivo Específico en estado de explotación:** Una vez obtenida la autorización administrativa de explotación definitiva, las instalaciones inscritas en el RPR y en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, deberán solicitar su inscripción en el régimen retributivo específico en estado de explotación acreditando los siguientes documentos:
 - *Autorización de explotación definitiva.*
 - *Certificado de fecha de comienzo de vertido.*
 - *Certificado del Código de Instalación de Producción.*
 - *Resolución de inscripción definitiva en el Registro Administrativo de instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.*

7 – PLAN DE MARKETING

El marketing se define como la función de las organizaciones para crear, comunicar y gestionar las relaciones entre los clientes mediante procedimientos que beneficien tanto a la organización, como a los actores interesados (A.M.A, 2004). En este capítulo se analizará cuál será la estrategia de marketing para la empresa objeto de este TFG.

Cabe señalar que el campo de acción para una pequeña o mediana empresa de generación eléctrica queda muy limitado. Como se pudo comprobar en el análisis del sector, los distintos procesos que componen la cadena de suministro, como la comercialización de la energía o su distribución, están separados por agentes independientes sobre los que se tiene control alguno. Asimismo, la alta regulación del sector impide intervenir en el transporte de la energía o en la fijación del precio de venta.

Sin embargo, si se analizan los participantes de la generación eléctrica, se extraen dos conclusiones. La energía eléctrica que llega al consumidor es la misma, independientemente del tipo de tecnología involucrada para su obtención. No obstante, los procesos empleados y el coste asociado a cada tecnología no es el mismo. Debido a esto, la estrategia de marketing deberá ir enfocada a presentar las ventajas de la generación renovable y su efecto en el precio de la energía.

7.1 – SEGMENTACIÓN Y PÚBLICO OBJETIVO

Durante el análisis estratégico se vio que la función de las empresas de generación eléctrica se limitaba, en la mayoría de las ocasiones, al vertido de la energía a la red y a la realización de ofertas para fijar un precio de venta. Con este último objetivo, también se realizaban ofertas de compra por parte de las comercializadoras, que son las encargadas de ofrecer la energía a los consumidores mediante contratos de suministro. Como resultado, no existe contacto directo entre la producción de energía y el consumidor final, el cual adquiere el producto resultante del mix energético a través de un intermediario. No obstante, las empresas de generación eléctrica renovable aportan un grado de valor añadido mayor que puede terminar por influir en la elección del consumidor a la hora de seleccionar de dónde procede la energía que emplea.

Y es que hoy en día existen multitud de clientes particulares, así como empresas e instituciones públicas, interesadas en adquirir únicamente energía de origen renovable para reducir la factura energética, colaborar con el medio ambiente o proyectar una imagen de marca sostenible, entre otros motivos.

Por esta razón, en los últimos años han ido cobrando relevancia las cooperativas y asociaciones de pequeños generadores, los cuales se han encargado de responder a una demanda cada vez más solicitada. Como se verá más adelante, estos organismos también se han convertido en la mejor representación de mercado a gran escala para las empresas de generación.

En este sentido, el público objetivo es aquél al que se dedica la estrategia de marketing con la intención de captar su atención y ofrecer un producto o servicio determinado. Dado que las condiciones de funcionamiento del sistema aseguran que la energía se va a vender sí o sí, elaborar una estrategia de marketing puede no resultar necesario.

No obstante, es preciso establecer un marco de actuación si se pretende crecer con el tiempo y establecer a la tecnología fotovoltaica como método de generación renovable de referencia. Por ello, se procede a realizar la segmentación del mercado, detectando participantes con características comunes y seleccionando aquellos que resulten de interés. Para ello, emplearemos las siguientes variables:

- ❖ Variables de segmentación funcionales: Hacen referencia a las variables que justifican la compra de un determinado bien o servicio en función de los beneficios que se esperan obtener de él. En este sentido, ambos participantes, comercializadores y consumidores, operan con energía renovable porque esperan obtener una mejora en la situación medioambiental y en el estado de salud de las personas, dada la nula emisión de elementos contaminantes. Por otro lado, también se espera la reducción en el coste de la tarifa, ya que la energía renovable tiene efecto bajista en el precio de la electricidad.
- ❖ Variables de segmentación subjetiva: Hacen referencia a las variables que dependen de la personalidad y comportamiento de los individuos y organizaciones. Debido a esto, los participantes seleccionados serán aquellos que muestren cierta predisposición a contratar el suministro eléctrico con una comercializadora o cooperativa de energía renovable. Las razones de este hecho pueden ser muy diversas y atender a parámetros de carácter social, económico o geográfico.

Una vez realizada la segmentación, el público objetivo de nuestra producción serán todos aquellos individuos que, ya sea por factores funcionales o subjetivos, opten por la energía renovable como fuente de energía principal.

No obstante, su elección se realizará a través de la figura del comercializador, por lo que se pretende, como estrategia de marketing, la asociación, colaboración o venta de energía eléctrica a comercializadoras o cooperativas de energía eléctrica renovable. De hecho, esta es una práctica muy empleada entre pequeños y medianos productores de energía eléctrica de origen renovable, dado que establece un marco de actuación beneficioso para todas las partes involucradas.

De esta manera, por una parte, los productores disfrutan de representación de mercado, así como de los servicios adicionales de asesoramiento e imagen propios de una corporativa. Asimismo, también se ofrece la posibilidad de establecer contratos de suministros bilaterales con mejores condiciones de las ofrecidas en el mercado o facilitar el acceso a financiación.

Y, por otra parte, además, las comercializadoras y cooperativas adquieren energía 100% renovable, acudiendo al mercado mayorista o estableciendo contratos bilaterales de suministro con las empresas de generación, lo que favorece al evitar variaciones no deseadas en el precio de la electricidad.

Por último, los consumidores, se aseguran de estar empleando y retribuyendo únicamente energía renovable, al mismo tiempo que promueven su desarrollo y comercialización. Además, disfrutan de condiciones igual o más beneficiosas que las ofrecidas por otras compañías comercializadoras.

En caso de las cooperativas, los socios incluso pueden convertirse en partícipes directos en la creación de nuevos proyectos energéticos, al formar parte del capital social mediante reducidas cuotas de entrada o admisión.

Ilustración 20 - Principales Cooperativas y Comercializadoras de energía renovable a nivel nacional.



Fuente - Elaboración propia.

7.2 – MARKETING MIX

Una vez identificado el público objetivo y el canal de transmisión más idóneo se procede a desarrollar el Marketing Mix, una herramienta de análisis estratégico que permite establecer los principios sobre los que se asentarán aspectos clave como el producto, el precio, la comunicación y la distribución.

Ilustración 21 - Representación gráfica de la Estrategia de Marketing Mix.



Fuente - Elaboración propia.

7.2.1 – PRODUCTO

Como se ha comentado anteriormente, el producto ofrecido al consumidor es muy homogéneo y no difiere del obtenido mediante otras técnicas de producción energética. Sin embargo, la energía renovable como concepto, ofrece mucho más al público objetivo en término de valor añadido si lo comparamos con las energías tradicionales. La idea sobre la que se pretende construir el plan de marketing para el producto es la de reforzar todos aquellos beneficios de la producción energética renovable de origen solar. En este sentido, las características que se pretenden potenciar de cara al consumidor final son las siguientes:

- ❖ Generación de energía eléctrica de manera limpia, eficiente y respetuosa con el medio ambiente.
- ❖ Ofrecer el más alto rendimiento de forma continuada mediante la implantación de métodos de seguimiento y mantenimiento preventivo.

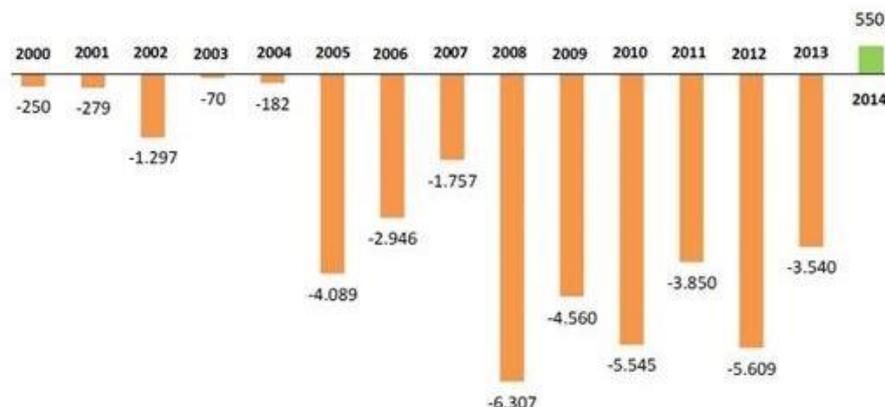
- ❖ Responder de manera eficaz a la demanda de mercado, contribuyendo al aumento de las renovables en el mix de producción energética.
- ❖ Contribuir a la generación eléctrica de bajo coste aprovechando las ventajas y oportunidades que aporta la energía fotovoltaica en términos de eficiencia.
- ❖ Proporcionar un método de producción sostenible y con bajo ratio de reposición, lo que reduce el impacto medioambiental de su desarrollo e implantación.

7.2.2 – PRECIO

Respecto a la política de precio, la estrategia que se va a seguir es la marcada en la regulación del mercado para la retribución a la generación eléctrica de origen renovable. De acuerdo con la normativa, esta retribución es el resultado de la venta de la producción a precio de mercado, más una retribución adicional en función de los costes de inversión y de operación. Esta retribución adicional, conocida bajo el término de régimen de retribución específico, fue establecida mediante la Ley 24/2013 de 26 de diciembre para fomentar la inversión en energías renovables y mantener cierta rentabilidad en las instalaciones acogidas a los anteriores métodos de retribución.

Con esta medida, además, se han pretendido alcanzar dos objetivos: cumplir con los objetivos comunitarios en materia energética y garantizar la estabilidad financiera del sistema. Y es que, en años previos a la implantación de la nueva ley, la falta de regulación sobre el sector y la incentivación a la producción renovable mediante primas generó graves desajustes presupuestarios que, de acuerdo con lo afirmado por el gobierno, estuvo detrás del aumento en el déficit de tarifa. En este sentido, en el siguiente gráfico 27 se puede comprobar su evolución desde el año 2000 hasta el año 2014.

Gráfico 27 - Evolución anual del déficit del sistema eléctrico.



Fuente – Bankinter.

Debido a la situación económica del momento, a través de diferentes decretos y leyes se derogaron las anteriores normas para la regulación de la retribución a las renovables, y de manera específica, a la energía fotovoltaica. De esta forma, se puso fin a la retribución mediante primas, provocando la bajada en la rentabilidad de los inversores que habían visto en la energía fotovoltaica una oportunidad de negocio. Los principales afectados por esta medida fueron los pequeños y medianos inversores.

Y es que gran parte de la inversión en renovables se hizo cuando el factor tecnológico no estaba en una fase madura para garantizar su rentabilidad operando únicamente a precio de mercado. Este hecho, unido a la situación económica del momento y a los altos requisitos de capital, exigía altas tasas de interés para la financiación de los proyectos, lo que conllevó al endeudamiento de los inversores. Un artículo publicado en marzo de 2018 por el Mundo cifra en más de 63000 las familias afectadas económicamente por el cambio de normativa realizado en el sector.

Sin embargo, los pequeños y medianos inversores no han sido los únicos afectados por la inseguridad jurídica provocada por los cambios realizados por consecuentes gobiernos. La inversión procedente de grandes compañías extranjeras en los años con retribución primada ha llevado al Estado a tener que enfrentarse a más de cuarenta arbitrajes internacionales.

Sea como fuere, a partir del Real Decreto 413/2014 del 6 de Julio, se procedió a regular la actividad de producción eléctrica renovable, clasificando las instalaciones por tipos y otorgándoles unos parámetros de retribución en función de diversos aspectos. Respecto a las nuevas instalaciones, estas pasarían a acogerse al nuevo régimen retributivo específico mediante subastas de concurrencia competitiva propuestas por el Ministerio de Energía.

La expresión resultante del nuevo método de retribución es el mostrado en la siguiente ecuación:

$$RRE = (\text{Potencia} * R_{inv}) + (\text{Producción} * R_o) \quad (\text{Ecuación 7.1})$$

Siendo R_{inv} la retribución a la inversión, concepto que permite recuperar los costes de inversión que no son compensados con la venta de energía a precio de mercado, y R_o la retribución a la operación, término que permite recuperar los costes de explotación que no son posibles de compensar mediante la venta de energía a precio de mercado.

El parámetro retribución a la inversión vendrá determinado por los resultados obtenidos en las subastas de concurrencia competitiva. El funcionamiento de las subastas está basado en la presentación de ofertas que girarán en torno a los parámetros de una instalación tipo de referencia, entre los cuáles se encuentra la retribución a la inversión asociada a dicha instalación.

Sobre dicha retribución a la inversión de referencia $Rinv_{ITR,j,a}$, se fijan unos porcentajes de reducción mínimos y máximos que, multiplicados por un coeficiente, permiten obtener la cantidad de retribución a la que estamos dispuestos a renunciar. Esta relación viene expresada de la siguiente forma:

$$Rinv_{IT,j,a} = Rinv_{ITR,j,a} - m_{ITR,j,a} * Red_{ITR,j} \quad (\text{Ecuación 7.2})$$

Siendo $Rinv_{IT,j,a}$ la retribución que obtendrá la instalación con autorización de explotación en el año a asociada a la instalación de referencia j , $Rinv_{ITR,j,a}$ la retribución a la inversión de la instalación de referencia, $m_{ITR,j,a}$ el coeficiente aplicable para calcular la retribución a la inversión de la instalación y $Red_{ITR,j}$ el porcentaje de reducción escogido.

Una vez todos los participantes han hecho sus ofertas, estas se ordenan de menor a mayor sobrecoste unitario. Esto es, las ofertas que hayan renunciado a más retribución a la inversión serán las primeras en resultar adjudicadas en la subasta, mientras que las ofertas que a menos retribución a la inversión hayan renunciado pasarán a ocupar los últimos puestos. Para obtener el sobrecoste unitario de nuestra instalación tipo, se emplea la siguiente ecuación:

$$SCU = \frac{Rinv_{IT,j,a}}{h_{ITR}} \quad (\text{Ecuación 7.3})$$

Siendo h_{ITR} el número de horas equivalente de funcionamiento mínimo anual de la instalación de referencia.

No obstante, las subastas son de carácter marginalista, por lo que la última oferta en ser adjudicada será la que marque la retribución a la inversión para el resto de los participantes.

Por lo tanto, la retribución a la inversión final para nuestra instalación tipo será la resultante de la siguiente expresión:

$$Rinv_{IT,j,a} = SCU_{MARGINAL} * h_{ITR} \quad (\text{Ecuación 7.4})$$

Respecto al parámetro retribución a la operación R_o , este vendrá determinado en función del resultado de la diferencia entre los ingresos y los gastos de explotación, no siendo de aplicación cuando el resultado sea positivo.

Por otro lado, ambos parámetros, serán revisados de forma periódica a través de periodos regulatorios de 6 años, los cuales a su vez se dividen en dos semiperiodos de 3 años cada uno. En el caso de estudio, nos hallaríamos en el segundo semiperiodo del primer periodo, agrupando a los años 2017, 2018 y 2019.

Respecto al precio de mercado para el segundo semiperiodo regulatorio, se establece la estimación de su valor y de los límites del mercado diario e intradiario a través de la Orden ETU/130/2017 del 17 de febrero, donde se fija la siguiente evolución:

Tabla 14 - Estimación del precio de mercado y límites superior e inferior del mercado diario e intradiario para el segundo semiperiodo regulatorio.

	2017	2018	2019	2020 en adelante
Precio estimado del mercado (€/MWh)	42,84	41,54	41,87	52,00
LS2 (€/MWh)	49,81	48,30	48,68	60,00
LS1 (€/MWh)	46,33	44,92	45,28	56,00
LI1 (€/MWh)	39,35	38,16	38,46	48,00
LI2 (€/MWh)	35,87	34,78	35,06	44,00

Fuente – Boletín Oficial del Estado.

En función de lo explicado, en el estudio de viabilidad se plantean diversos escenarios para la concurrencia a la segunda subasta del régimen retributivo específico del año 2017, donde se establece un cupo de 3000 MW. En función de los valores obtenidos para el régimen retributivo específico y la venta de energía a precio de mercado, se valora la conveniencia del proyecto en términos económico-financieros.

Respecto a la venta final al consumidor, las cooperativas y comercializadoras de energía verde se caracterizan por diversificar el rango de precios en función de las necesidades del consumidor, garantizando en todo el momento el suministro. Por otro lado, se recalca el hecho de que la generación de energía renovable tiene efectos bajistas en el precio de la luz, lo que les permite ofrecer tarifas más baratas o igual de baratas que el resto de los agentes comercializadores presentes en el mercado. Para ello, o bien se recurre al mercado diario para la adquisición de la energía renovable o se establecen contratos bilaterales de suministro (PPA), garantizando un precio de compra fijo a los generadores y dotando de estabilidad al nivel del precio de venta.

7.2.3 – COMUNICACIÓN

La comunicación puede llegar a suponer un parámetro muy importante para determinadas empresas, especialmente si el producto a comerciar tiene un elemento diferenciador que pueda captar la atención de un determinado público. Debido a esto, de cara a establecer una estrategia de marketing entre la generación de electricidad renovable y su comercialización, se consideran las siguientes estrategias:

- ❖ **VENTAS:** Consiste en la interacción directa con el cliente para la comercialización del producto. En el caso de estudio, dado que la energía se va a verter a la red a precio de mercado, no tendría aplicación práctica, ya que la producción se va a comercializar de acuerdo con las normas de funcionamiento de la actividad. Sin embargo, la estrategia podría emplearse para evaluar mejoras en las condiciones a través de un contrato bilateral de suministro con una cooperativa o una comercializadora de energía renovable.

- ❖ **FERIAS DEL SECTOR:** La participación en eventos de carácter sectorial permite el intercambio de información de interés que puede modificar el plan establecido de actuación para el futuro. Asimismo, la presencia en eventos permite establecer contacto con otros agentes de generación y comercialización, lo que puede ayudar a establecer nuevas relaciones comerciales o a iniciar proyectos conjuntos de generación. Por otro lado, debido a la inestabilidad y la incertidumbre regulatoria acaecida en el sector, las ferias y eventos han servido para poner el foco en los problemas que afectan a los stakeholders.
- ❖ **PUBLICIDAD:** La publicidad es método de comunicación que permite mostrar las señas más identificativas de un producto al público de interés. Debido a que la energía que llega al consumidor final no es diferenciada, siendo el resultado tanto de la generación convencional como renovable, es preciso establecer algún sistema de identificación. En este sentido, para las empresas generadoras existen las garantías de origen (GdOs), que garantizan que la producción que vierten al mercado ha sido de origen totalmente renovable. Al mismo tiempo, estos certificados pueden ser empleados por los agentes de comercialización para justificar al cliente final que únicamente están trabajando con productores de energía limpia y eficiente.
- ❖ **RELACIONES PÚBLICAS:** Las relaciones públicas son una herramienta empleada para destacar los puntos más importantes de una marca a los grupos interesados. Debido a esto, se estudia aprovechar los canales de comunicación que poseen las comercializadoras y cooperativas de energía renovable para la publicación de informes acerca del estado del sector, la realización de charlas informativas o el patrocinio de diversas actividades de carácter medioambiental o cultural.

7.2.4 – DISTRIBUCIÓN

Respecto a la estrategia de distribución para el marketing mix, hace referencia a todos los procesos que tienen lugar para llevar la generación eléctrica hasta el consumidor. En este sentido, en el sector eléctrico se distinguen dos actores principales: Red Eléctrica Española, encargada de coordinar la generación y el transporte de la energía con la demanda estimada, y las empresas distribuidoras, cuya función es la de llevar la energía desde los puntos de generación hasta los de consumo. Ambos procesos forman parte de las actividades reguladas del sector. Debido a esto, no tenemos ningún control sobre los procesos que intervienen en la distribución de la producción eléctrica, por lo que no procede desarrollar ninguna estrategia de marketing al respecto.

8 – PLAN ECONÓMICO FINANCIERO

En el siguiente capítulo se evalúa la viabilidad del proyecto siguiendo un criterio económico financiero. Para ello, en primer lugar, se procede a estimar la cuantía total de la inversión inicial necesaria para su puesta en funcionamiento. Seguidamente, y en función de los resultados obtenidos, se decide la política de financiación más adecuada.

A continuación, se obtendrán los flujos de caja por el ejercicio de la actividad en tres escenarios diferentes: optimista, realista y pesimista. Los 3 entornos escogidos, representarán la variación en la retribución específica para nuevas instalaciones resultante de la subasta de 3000 MW convocada por el Ministerio de Energía a través del Real Decreto 359/2017 de 31 de marzo.

Una vez planteados los 3 escenarios, se procede a evaluar la viabilidad de cada uno de ellos a través del análisis de rentabilidad del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). A través de estos métodos de análisis, se comprobará si es factible o no la realización del proyecto.

Para el análisis financiero, se toma como referencia los flujos de caja estimados de los 5 primeros años desde el comienzo de la actividad de la empresa en 2020. La razón de esto, se fundamenta en el periodo de recuperación de la inversión inicial o pay-back para las instalaciones fotovoltaicas comerciales, cuya duración gira en torno a este valor.

Por último, se obtendrá el coste nivelado de la energía o Levelized Cost of Energy (LCOE). Mediante esta ecuación, se podrá obtener el valor del precio de mercado necesario para la obtención de un VAN cuyo resultado sea nulo. De la misma forma, a través del LCOE, se dispondrá de un punto de referencia para realizar comparaciones entre el coste asociado al proyecto objeto de estudio y el resto.

8.1 – PLAN DE INVERSIÓN Y FINANCIACIÓN

El plan de inversión para la planta fotovoltaica, como se ha señalado anteriormente, se compone de todos los recursos necesarios para la puesta en marcha del proyecto. En este sentido, el plan de inversión se divide en dos apartados:

- En primer lugar, se muestra el valor de los elementos que representan el Activo No Corriente de la empresa. Dado que se disponen de la mayoría de los datos para su cálculo, se procede a la estimación de los demás parámetros. Por un lado, el resto del sistema, que incluye el cableado, las cajas de conexiones, el transformador y demás elementos electrónicos, se ha estimado como el 4% del valor del generador. Por otro lado, las instalaciones y acondicionamientos, que incluye los trabajos de estudio y diseño, la adecuación del terreno, la construcción de la ubicación del inversor y la instalación del generador se ha estimado en un 20% de su valor.

Tabla 15 - Plan de Inversión para el Activo No Corriente.

ANC	
Inmovilizado material	165.494,54 €
Módulos Fotovoltaicos	89.838,00 €
Inversor	22.991,40 €
Estructuras	17.960,00 €
Resto del Sistema (BOS)	6.539,47 €
Instalaciones y acondicionamientos	27.465,77 €
Equipos procesos de información	699,90 €
Inmovilizado material	250 €
Aplicaciones Informáticas	250 €
TOTAL	165.744,54 €

Fuente – Elaboración propia.

- En segundo lugar, se recogen los gastos necesarios para la tramitación de documentación, incluyendo la participación en la subasta de energía renovable, que requerirá del depósito de un aval a la razón de 60€/kW.

Tabla 16 - Plan de Inversión para la tramitación de solicitudes.

Gastos Constitución	
Aportación socios	3.000 €
Notaria	500 €
Aval Subasta	7.410 €
TOTAL	10.910 €

Fuente – Elaboración propia.

Con la suma de ambos apartados, se estima el valor de la inversión inicial en un montante total de 176.655 € que, dado el alto valor requerido, pasa a financiarse tanto con fondos propios como ajenos. Sin embargo, de cara a contar con un colchón de seguridad que permita responder ante imprevistos en el funcionamiento normal de la actividad, se estima al alza la demanda de capital hasta los 200.000 €.

Tabla 17 - Plan de Inversión Inicial.

Inversión total	
ANC	165.745 €
Gastos Constitución	10.910 €
TOTAL	176.655 €

Fuente - Fuente: Elaboración propia.

Conocidos los requisitos de capital, y con el objetivo de reducir la carga financiera, se propone que el 40% de los fondos requeridos sean aportados por los socios. Por lo tanto, el 60% restante deberá provenir de una fuente de financiación ajena.

Para obtener las mejores condiciones posibles, se plantea la posibilidad de recurrir al Instituto de Crédito Oficial (ICO), una entidad de carácter público que dispone de líneas exclusivas para la financiación de empresas y emprendedores.

Las condiciones para autónomos y empresas con proyecto en firme, permite financiar desde el 50% hasta la totalidad del proyecto con una cuantía máxima de 12.5 millones de €. Por otro lado, el plazo máximo de amortización posible es de 20 años.

Sabiendo esto, el préstamo a solicitar será de 120.000€ a financiar a 20 años sin carencia, lo que arroja un tipo de interés del 5,814% En base a estos datos, se procede a calcular la tabla de amortización del préstamo y la obtención de las cuotas anuales de devolución correspondientes siguiendo el método lineal, el cual se calculará siguiendo las siguientes relaciones:

$$\text{Cuota de amortización } (A) = \frac{C_0}{n} \quad (\text{Ecuación 8.1})$$

Siendo C_0 la cantidad total solicitada y n el número de periodos.

$$\text{Cuota de interés } (I_{K+1}) = C_K * i \quad (\text{Ecuación 8.2})$$

Siendo C_K la deuda pendiente por amortizar en uno de los periodos e i el tipo de interés fijado.

$$\text{Término amortizativo } (a_K) = A + C_K * i \quad (\text{Ecuación 8.3})$$

Siendo el a_K el resultado de la suma de ambas ecuaciones para cada periodo.

Tabla 18 - Tabla de amortización del préstamo.

Años	Término amortizativo	Intereses	Cuota de amortización	Total amortizado	Capital pendiente
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	120.000,00 €
1	12.627,96 €	6.627,96 €	6.000,00 €	12.627,96 €	114.000,00 €
2	12.279,12 €	6.279,12 €	6.000,00 €	24.907,08 €	108.000,00 €
3	11.930,28 €	5.930,28 €	6.000,00 €	36.837,36 €	102.000,00 €
4	11.581,44 €	5.581,44 €	6.000,00 €	48.418,80 €	96.000,00 €
5	11.232,60 €	5.232,60 €	6.000,00 €	59.651,40 €	90.000,00 €
6	10.883,76 €	4.883,76 €	6.000,00 €	70.535,16 €	84.000,00 €
7	10.534,92 €	4.534,92 €	6.000,00 €	81.070,08 €	78.000,00 €
8	10.186,08 €	4.186,08 €	6.000,00 €	91.256,16 €	72.000,00 €
9	9.837,24 €	3.837,24 €	6.000,00 €	101.093,40 €	66.000,00 €
10	9.488,40 €	3.488,40 €	6.000,00 €	110.581,80 €	60.000,00 €
11	9.139,56 €	3.139,56 €	6.000,00 €	119.721,36 €	54.000,00 €
12	8.790,72 €	2.790,72 €	6.000,00 €	128.512,08 €	48.000,00 €
13	8.441,88 €	2.441,88 €	6.000,00 €	136.953,96 €	42.000,00 €
14	8.093,04 €	2.093,04 €	6.000,00 €	145.047,00 €	36.000,00 €
15	7.744,20 €	1.744,20 €	6.000,00 €	152.791,20 €	30.000,00 €
16	7.395,36 €	1.395,36 €	6.000,00 €	160.186,56 €	24.000,00 €
17	7.046,52 €	1.046,52 €	6.000,00 €	167.233,08 €	18.000,00 €
18	6.697,68 €	697,68 €	6.000,00 €	173.930,76 €	12.000,00 €
19	6.348,84 €	348,84 €	6.000,00 €	180.279,60 €	6.000,00 €
20	6.000,00 €	0,00 €	6.000,00 €	186.279,60 €	0,00 €

Fuente – Elaboración propia.

8.2 – SIMULACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN

Para la simulación de la retribución se va a tomar en consideración lo anteriormente expuesto en el Plan de Marketing para la fijación del precio de venta y la retribución adicional establecida para las energías renovables. Asimismo, se toma como referencia lo expuesto en la Resolución de 10 de abril de 2017 por la que se establecen los procedimientos de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones, convocada bajo el RD 359/2017 y la Orden ETU/315/2017.

En la totalidad de los casos se supone como adjudicataria de la subasta el proyecto objeto de estudio. A partir de aquí, se plantean 3 escenarios diferentes para la retribución específica, la cual se recalculará para cada instalación en función del sobrecoste unitario de la última oferta que resulte adjudicataria en la subasta. Dicho sobrecoste unitario, como ya se vio anteriormente, vendrá determinado por el porcentaje de reducción ofrecido sobre la retribución a la inversión de una instalación tipo de referencia, cuyos parámetros se muestran a continuación:

Tabla 19 - Parámetros Retributivos para la Instalación Tipo de Referencia

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	Nº horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (Nhmín) (h)	Umbral de funcionamiento anual (Uf) (h)	Retribución a la Inversión 2017-2019 (€/MW) $R_{Inv, m_{TR,J}}$	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia ¹
Eólica	ITR-0103	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	3.000	0	47.684	15,89
		2018	25	1.200.000	3.000	20,57	3.000	0	46.578	15,53
		2019	25	1.200.000	3.000	20,72	3.000	0	45.056	15,02
Fotovoltaica	ITR-0104	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	2.367	0	39.646	16,75
		2018	25	1.200.000	2.367	21,49	2.367	0	38.480	16,26
		2019	25	1.200.000	2.367	21,63	2.367	0	36.908	15,59
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	2017	25	2.000.000	5.000	39,55	5.000	0	148.875	29,78
		2018	25	2.000.000	5.000	39,79	5.000	0	147.655	29,53
		2019	25	2.000.000	5.000	40,12	5.000	0	145.636	29,13

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Grupo/subgrupo (art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de autorización de explotación definitiva «a»	Código de identificación de la instalación tipo	$m_{TR,J}$
Eólica	ITR-0103	b.2	2017	IT-04013	115.786
			2018	IT-04014	115.786
			2019	IT-04015	115.786
Fotovoltaica	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04016	115.786
			2018	IT-04017	115.786
			2019	IT-04018	115.786
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	b.1.2, b.3, b.4.1, b.4.2, b.5.1, b.5.2, b.6, b.7.1, b.7.2, b.8.	2017	IT-04019	192.977
			2018	IT-04020	192.977
			2019	IT-04021	192.977

Fuente – Boletín Oficial del Estado.

En base a lo explicado, los escenarios se construyen sobre los posibles porcentajes de reducción recogidos para la última oferta adjudicataria de la subasta, mostrando los efectos que tendrían para una instalación fotovoltaica con año de explotación en 2019. Los valores mínimos y máximos establecidos para el porcentaje de reducción de cada tecnología son los siguientes:

Tabla 20 - Porcentajes de reducción mínimos y máximos por tecnología.

Tecnología	Instalación tipo de referencia (ITR)	Valor mínimo del porcentaje de reducción ofertado	Valor máximo del porcentaje de reducción ofertado
Eólica.	ITR-0103	0,00 %	63,43 %
Fotovoltaica.	ITR-0104	0,00 %	51,22 %
Resto de tecnologías.	ITR-0105	0,00 %	99,99 %

Fuente – Boletín Oficial del Estado.

Esta metodología otorga una visión de futuro sobre cada situación, permitiendo estudiar su viabilidad y establecer, en el caso de que fuera necesario, los correspondientes planes de actuación. Los escenarios representados son los siguientes:

- ❖ Escenario Optimista: Representa la situación más preferible y que mejor resultados aportaría. En el caso de estudio, el escenario optimista es aquel que supondría la obtención en la subasta de un porcentaje de reducción mínimo del 0%. Bajo esta situación, el coeficiente de reducción a la inversión se anula y la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia permanece inalterable para el resto de los participantes, que pasarían a percibir el valor máximo establecido para su instalación.
- ❖ Escenario Realista: Representa la situación que es más probable que ocurra, dadas las condiciones del mercado y los procedimientos de actuación para la subasta. En este sentido, el escenario realista sería aquel que reflejaría mayor competitividad entre los participantes, los cuáles ofrecerían porcentajes de reducción más elevados para intentar resultar adjudicatarios en la subasta, pero que garantizarían un mínimo de retribución adicional a la inversión. Para este caso, se ha supuesto un porcentaje de reducción máximo del 20%.
- ❖ Escenario Pesimista: Representa la peor situación posible y que peores resultados aportaría. Debido a esto, el escenario pesimista sería aquel donde la competitividad sería tan alta que la totalidad de los participantes adjudicatarios acudirían a la subasta con el porcentaje de reducción máximo. Para la tecnología fotovoltaica este porcentaje es del 51,22%, lo que arrojaría valores de retribución a la inversión negativos. No obstante, como se especifica en la Orden ETU/315/2017, en este caso se consideraría que la retribución a la inversión tomaría valor cero.

En base a lo anteriormente expuesto, se muestra en la siguiente tabla la retribución a la inversión para la instalación fotovoltaica objeto de estudio en cada escenario:

Tabla 21 - Retribución a la Inversión.

Escenario	Retribución a la Inversión anual
Optimista	4.576,59 €
Realista	1.705,10 €
Pesimista	0,00 €

Fuente - Elaboración Propia.

Por otro lado, y como se verá más adelante, la retribución a la operación será de aplicación, dado que los ingresos por la participación en el mercado no son suficientes para cubrir los gastos de explotación. Debido a que los ingresos y gastos por la participación en el mercado no varían de un escenario a otro, su valor será el mismo para todos. No obstante, su valor sí variará en el tiempo en función de la diferencia entre los ingresos y gastos de explotación.

Tabla 22 - Retribución a la operación.

Retribución a la operación (2020)
6.657,15 €

Fuente - Elaboración Propia.

Respecto a los ingresos por la venta de la producción a precio de mercado, quedarán reflejados en la siguiente tabla, tomando como referencia el precio de venta estimado a partir de 2020 de 0,052€/MWh, presuponiéndose el año de inicio de la actividad.

Tabla 23 - Ingresos estimados por la venta de la producción a precio de mercado.

Ingresos por venta de la producción (2020)		
Mes	Producción (kWh)	Ingresos
Enero	14936	776,67 €
Febrero	15310	796,12 €
Marzo	19235	1.000,22 €
Abril	20762	1.079,62 €
Mayo	21921	1.139,89 €
Junio	22421	1.165,89 €
Julio	22178	1.153,26 €
Agosto	20596	1.070,99 €
Septiembre	19189	997,83 €
Octubre	15618	812,14 €
Noviembre	14198	738,30 €
Diciembre	14198	738,30 €
Anual	218799	11.377,55 €

Fuente – Elaboración propia.

De cara a obtener los flujos de caja, es preciso recoger los gastos correspondientes a cada periodo. En este sentido, los gastos a considerar son los siguientes:

- Gastos de Personal: Como se pudo comprobar en el Plan de Recursos Humanos, la plantilla de la empresa estará compuesta únicamente por el empresario, ya que el resto de las funciones serán externalizadas a una empresa especializada. La retribución al empresario será la correspondiente a un contrato de media jornada para un auxiliar administrativo según el Convenio de Industria y Servicios del Metal de Valencia. En total, el gasto anual considerando la aportación del 30% a la seguridad social asciende a 8.647,70€.
- Otros gastos de explotación: Incluye el resto de gastos asociados a la realización de la actividad. Dentro de este apartado incluimos los siguientes conceptos:
 - O&M: Incluye los gastos asociados al mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación, el seguro de la instalación y la representación de mercado, los cuáles son proporcionados por una empresa externa. En total, el gasto anual asciende a 2.148€.
 - Vigilancia: Hace referencia a la aportación correspondiente a nuestra empresa para garantizar la seguridad del complejo industrial. En total, asciende a 250 € anuales.
 - Alquiler: Comprende el pago del alquiler por el uso y disfrute de los terrenos. De acuerdo con lo señalado en el Plan de Operaciones, el coste anual asciende a 1.099,53€.
- Amortización: La amortización es el registro de la pérdida de valor de los activos que posee una empresa o la disminución de la deuda asociada un pasivo. Sea como fuere, el Plan General Contable lo considera como un gasto de explotación a tener en cuenta. Para el cálculo de las cuotas anuales, se ha empleado el método uniforme a través de la siguiente expresión:

$$\text{Cuota de amortización (A)} = \frac{\text{Valor Activo}}{\text{Vida Útil}} \quad (\text{Ecuación 8.4})$$

Dado que la vida útil varía en función de la tipología del activo, el valor anual variará a lo largo de los años. Las tablas de amortización se encuentran en el Anexo VI.

A continuación, y con toda la información recogida, se procede a la elaboración de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias para la obtención de los Flujos de Caja de los primeros cinco años de actividad en el escenario optimista:

Tabla 24 - Cuenta de Pérdidas y Ganancias para el escenario Optimista.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias - Escenario Optimista		2020	2021	2022	2023	2024
A) Operaciones Continuas						
1. Importe de la cifra de negocios		11.377,55 €	11.445,19 €	11.513,23 €	11.581,68 €	11.650,53 €
a) Ventas		11.377,55 €	11.445,19 €	11.513,23 €	11.581,68 €	11.650,53 €
5. Otros ingresos de explotación		6.657,15 €	6.725,78 €	6.795,51 €	6.866,35 €	6.938,31 €
b) Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio		6.657,15 €	6.725,78 €	6.795,51 €	6.866,35 €	6.938,31 €
6. Gastos de personal		8.647,70 €	8.742,83 €	8.839,00 €	8.936,23 €	9.034,53 €
a) Sueldos, salarios y asimilados		8.647,70 €	8.742,83 €	8.839,00 €	8.936,23 €	9.034,53 €
7. Otros gastos de explotación		3.740,53 €	3.781,68 €	3.823,27 €	3.865,33 €	3.907,85 €
a) Servicios exteriores		3.740,53 €	3.781,68 €	3.823,27 €	3.865,33 €	3.907,85 €
8. Amortización del inmovilizado		5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		4.576,59 €	4.576,59 €	4.576,59 €	4.576,59 €	4.576,59 €
A-1) Resultado de explotación		4.576,59 €				
15. Gastos financieros		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
b) Por deudas con terceros		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
A.2) Resultado financiero		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
A.3) Resultado antes de impuestos		-8.051,37 €	-7.702,53 €	-7.353,69 €	-7.004,85 €	-6.656,01 €
19. Impuesto sobre beneficios		0	0	0	0	0
A.5) Resultado del ejercicio		-8.051,37 €	-7.702,53 €	-7.353,69 €	-7.004,85 €	-6.656,01 €

Variaciones anuales	
Depreciación módulos (1)	-0,50%
IPC (1,6,7)	1,10%

Fuente – Elaboración propia.

Como es posible comprobar, el resultado de la cuenta de pérdidas y ganancias para el caso optimista arroja valores negativos a lo largo de los 5 años analizados, lo que pone en entredicho la rentabilidad del proyecto para el resto de escenarios, cuya estimación puede encontrarse en el ANEXO VII.

Por un lado, el importe neto de la cifra de negocios no es suficiente para responder a los gastos de explotación considerados, lo que implica la aplicación de la retribución a la operación para la compensación del déficit conforme a lo indicado en el RD 413/2014.

Por otro lado, la retribución a la inversión, cuyo objetivo es cubrir los costes de inversión que no han podido ser recuperados por la actividad normal de la empresa, no es capaz de compensar los gastos financieros procedentes del crédito solicitado para financiar el proyecto.

El análisis empeora si se mira con perspectiva, ya que gran parte de los gastos de explotación y de origen financiero, como la amortización del inmovilizado o los intereses del préstamo, se mantienen durante varios años hasta su completa compensación.

Además, es preciso puntualizar que el régimen de retribución específico sólo es de aplicación durante la vida útil regulatoria de la instalación. De acuerdo con este razonamiento, transcurridos 25 años, se pasaría a percibir únicamente la retribución por la venta de la energía al mercado, disminuyendo la capacidad recaudatoria de la empresa.

8.3 – ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD

Para comprobar la rentabilidad del proyecto, en primer lugar, se van a aplicar los métodos de análisis financiero del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) a cada uno de los escenarios propuestos. Seguidamente, se procede a calcular el coste nivelado de la energía (LCOE) para la obtención del coste de generación del proyecto.

En primer lugar, el VAN y la TIR son dos de los métodos más empleados para evaluar la viabilidad de cualquier tipo de proyecto. La metodología del análisis de ambas fórmulas consiste en la actualización al presente de los flujos de caja generados en el futuro por un proyecto determinado.

Si comparamos el valor obtenido de la actualización de los flujos de caja con el valor del desembolso inicial, se obtendría el VAN. En este sentido, si los flujos de caja fueran mayores que el desembolso inicial, el resultado sería positivo y sería recomendable la inversión. Por el contrario, si el resultado fuera negativo significaría que el proyecto no es rentable, ya que los flujos de caja considerados no serían suficientes para cubrir el coste de la inversión inicial.

Por otro lado, la TIR consiste en la obtención de la tasa de interés que hace que la comparación entre los flujos de caja actualizados y el valor del desembolso inicial sea cero. De cara a obtener una conclusión, la TIR debe compararse con el coste del capital, es decir, con la rentabilidad mínima que esperamos obtener de una inversión para que se considere atractiva. Debido a esto, la TIR deberá ser mayor o igual que la tasa de actualización empleada en el cálculo del VAN. Las expresiones empleadas para su cálculo son las siguientes:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+d)^N} \quad (\text{Ecuación 8.5})$$

Siendo F_0 el desembolso inicial, F_N los flujos de caja y d la tasa de actualización empleada.

$$VAN = F_0 + \sum_{n=0}^N \frac{F_{i,n}}{(1+tir)^n} \quad (\text{Ecuación 8.6})$$

Para el cálculo del VAN se procederá a actualizar los flujos de caja para los 5 primeros años obtenidos a partir de la simulación de la retribución para cada escenario. La tasa de descuento empleada es la rentabilidad razonable de la Instalación Tipo de Referencia, cuyo valor girará en torno a las Obligaciones del Estado a diez años, calculado en base a la media de las cotizaciones en el mercado secundario durante el segundo trimestre del año 2013, lo que arroja una rentabilidad del 7,053%. Al realizar la diferencia entre los flujos y el desembolso inicial obtenemos los siguientes valores:

Tabla 25 - Valor Actual Neto por escenario.

Desembolso inicial		-176.655 €	
tasa de descuento		7,05%	
Año	Optimista	Realista	Pesimista
2020	-8.051,37 €	-10.922,86 €	-12.627,96 €
2021	-7.702,53 €	-10.574,02 €	-12.279,12 €
2022	-7.353,69 €	-10.225,18 €	-11.930,28 €
2023	-7.004,85 €	-9.876,34 €	-11.581,44 €
2024	-6.656,01 €	-9.527,50 €	-11.232,60 €
VAN	-193.322,63 €	-204.305,04 €	-210.826,42 €

Fuente – Elaboración propia.

Como es posible comprobar, dado que los flujos estimados para los 5 primeros años de actividad son negativos, el VAN resultante indica que el proyecto no es viable, ya que no permiten compensar el desembolso inicial ni los flujos negativos de caja. Respecto a la TIR, no es posible obtener su valor para cada escenario, ya que no hay ningún flujo de caja positivo en el periodo de estudio sobre el que realizar la estimación.

Una vez realizado el análisis financiero a través del VAN y la TIR, se procede al cálculo del Coste Nivelado de la Energía. Éste modelo de análisis permite la comparación entre diferentes sistemas de generación eléctrica, considerando los gastos generados por cada proyecto a lo largo de su vida útil, así como el desembolso inicial realizado para su puesta en marcha en relación con la producción estimada para ese periodo.

De acuerdo con esta definición, el resultado del LCOE será el precio medio actual al que se debería vender la producción de energía para la obtención de un VAN nulo. Esto es, el precio de venta de la energía mínimo que se debería considerar para poder cubrir todos los gastos asociados al proyecto durante su vida útil y responder al desembolso inicial. La expresión de la anterior relación es la mostrada a continuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{Ecuación 8.7})$$

Siendo I_t el desembolso inicial, M_t los gastos asociados al proyecto, r la tasa de descuento, t la vida útil del proyecto y E_t la energía producida.

Aplicando los valores obtenidos a los parámetros comprendidos en la fórmula para una vida útil de 25 años obtenemos:

Tabla 26 - Coste Nivelado de la Energía para un periodo de 25 años.

LCOE (25 años)	
Gastos totales considerados	982.344,64 €
Producción total estimada (kWh)	5347047,52
Tasa de descuento	7,053%
Precio de venta mínimo (€/kWh)	0,1837

Fuente – Elaboración propia.

Como es posible ver en el cuadro, con la producción estimada durante 25 años, los gastos asociados a la actividad y al desembolso inicial, sería preciso tener asegurado un precio de venta mínimo de 0,1837€/kWh para obtener un VAN nulo. Debido a esto, el proyecto sólo podría presentar cierto grado de rentabilidad con una retribución superior a la obtenida a través del método del Coste Nivelado de la Energía.

Una vez obtenido este valor, y viendo los problemas de rentabilidad obtenidos mediante el régimen de retribución específico, sería interesante, desde el punto de vista del inversor, la búsqueda de acuerdos de suministro (PPA) con valores de retribución como el obtenido. Asimismo, el valor del precio de venta mínimo, sirve como punto de referencia para explorar otras posibilidades de inversión a través de su comparación con diferentes tecnologías energéticas de origen renovable.

9 – CONCLUSIONES

En el siguiente capítulo, se va a proceder a resumir las conclusiones más importantes de cada uno de los puntos desarrollados en este Trabajo Final de Grado:

➤ **ANÁLISIS ESTRATÉGICO:**

Mediante el análisis estratégico, se han obtenido tanto las ventajas como las desventajas competitivas de la generación solar fotovoltaica en España. Para ello, se han empleado las metodologías PESTEL y Porter, agrupando los conceptos clave en un gráfico DAFO.

- Respecto a las fortalezas y oportunidades, destaca el aumento de la eficiencia de los módulos y la bajada de los costes de fabricación y mantenimiento, aumentando su competitividad frente al resto de tecnologías renovables y tradicionales. En este sentido, la tasa de recuperación de la inversión se ha ido acortando con el paso del tiempo. Por otro lado, el cumplimiento de los objetivos comunitarios para 2020 y 2030 en la lucha contra el cambio climático, asegura un marco de desarrollo promovido por gobiernos e instituciones. Este proceso de transición energética es ampliamente apoyado por la sociedad, que ve en las fuentes energéticas renovables como la solar, un nuevo modelo de generación eléctrica más sostenible y eficiente. Y es que el impacto medioambiental de la energía solar durante su vida útil es de los más bajos del sector.
- Respecto a las debilidades y amenazas, la inestabilidad acaecida en el sector tras la crisis económica y el nuevo sistema de retribución ha servido de freno a la inversión, provocando nulo crecimiento en el sector a lo largo de la última década. Asimismo, el alto grado de burocracia para acceder al sistema eléctrico español incrementa el coste de oportunidad asociado, ya que el proceso para lograr la puesta en marcha de una instalación puede demorarse en el tiempo. Por otro lado, los altos costes de inversión iniciales y la dificultad para acceder a fuentes de financiación pueden poner en entredicho la viabilidad de los proyectos. Por último, la regulación y la estructura del sistema, limitan la capacidad para acción para diferenciarse en un mercado con exceso de capacidad de generación instalada.

➤ **PLAN DE OPERACIONES:**

Mediante el plan de operaciones se ha escogido la tipología de proyecto que se pretende implementar, optando por el emprendimiento desde el punto de vista del pequeño y mediano inversor para evaluar la viabilidad de la instalación comercial de en torno a los 100 kW bajo el nuevo modelo de retribución. Asimismo, se escoge la localización del proyecto en la provincia de Alicante mediante la metodología de factores ponderados, donde el coste del suelo y la comunicación con vías logísticas, centros industriales y núcleos poblacionales han sido determinantes para la toma de decisiones. Seguidamente, se procede a la elección de los componentes que conforman el generador siguiendo un criterio económico. Con toda la información, se procede a su dimensionado y simulación mediante software especializado, desarrollando un generador con una potencia nominal de 124 kWp. Determinado el número de paneles fotovoltaicos necesarios, se procede a su distribución en planta, teniendo en cuenta la orientación y el grado de inclinación óptimos para el máximo aprovechamiento solar en el terreno escogido y la no generación de sombras.

➤ **PLAN DE RECURSOS HUMANOS:**

A través del Plan de Recursos Humanos se han determinado las funciones a realizar para el correcto funcionamiento de la instalación. En este sentido, todas las tareas relacionadas con las operaciones, el mantenimiento y la seguridad se han externalizado, dado que resultan más económicas para la empresa. Sin embargo, las tareas de administración, contabilidad, gestión fiscal y gestión de activos serán funciones propias del emprendedor, el cual recibirá retribución por el ejercicio de la actividad. Dado el reducido tamaño inicial de la instalación, no se considera la necesidad de contratar empleados.

➤ **PLAN JURÍDICO MERCANTIL:**

Mediante el Plan Jurídico Mercantil se han propuesto los términos sobre los que se constituirá la empresa y que son los expuestos a continuación.

- **Misión:** *Contribuir a satisfacer la demanda energética de la sociedad a través de la generación limpia y eficiente de energía eléctrica.*
- **Visión:** *Convertirnos en un referente a nivel nacional en la generación eléctrica y el compromiso con el medio ambiente.*

- **Valores:** *Responsabilidad social, Compromiso medioambiental, Creación de empleo de calidad, Innovación y Desarrollo, Transparencia y Honestidad, Seguridad, Desarrollo Profesional, Sostenibilidad.*

Asimismo, dado el carácter de la actividad y el tamaño de la empresa, se escoge la forma jurídica de Sociedad Limitada de Nueva Empresa. Entre los motivos que llevan a la toma de decisiones destaca la limitación a la responsabilidad, el capital mínimo exigido para su constitución, las ventajas de carácter fiscal que presenta, la rapidez de constitución y el número de socios permitidos.

Por otro lado, se detallan los trámites para el acceso al régimen de retribución específico y el inicio de la actividad de generación eléctrica renovable, estableciendo diversas fases y las fechas límites para su realización. En este apartado se ha pretendido reflejar la complejidad que conlleva el proceso burocrático y los tiempos establecidos de actuación en referencia a la barrera de entrada mencionada durante el análisis estratégico.

➤ **PLAN DE MARKETING:**

En el Plan de Marketing se procede con la segmentación del mercado, identificando al público objetivo como todos aquellos consumidores, comercializadoras y cooperativas interesadas en la adquisición de energía 100% renovable. Dada la estructuración del sector eléctrico, se propone la cooperación con comercializadoras y cooperativas de energía renovable que sirvan de nexo con el consumidor final interesado en obtener energía eficiente y limpia. Respecto al Marketing Mix, se detallan las siguientes estrategias de actuación:

- **Producto:** Se basa en ofrecer las bondades de la energía solar fotovoltaica como valor añadido para el cliente, haciéndole partícipe de un proceso de transición a un modelo más eficiente y limpio. Asimismo, se hace hincapié en garantizar el máximo rendimiento posible de la instalación para asegurar el suministro y la fijación del precio de venta de mercado a la baja.
- **Precio:** Dada la regulación establecida en el mercado para la retribución a las instalaciones de energía renovable, se analiza la normativa de aplicación y se definen los conceptos que determinarán la fijación del precio de mercado y la retribución adicional correspondiente. Sobre este régimen de retribución se construye posteriormente el análisis de viabilidad.

- **Comunicación:** La situación del mercado eléctrico para la generación solar fotovoltaica exige la búsqueda de mejores condiciones de venta, desarrollo y financiación. Por este motivo, se proponen las siguientes estrategias para la consecución de los objetivos de la instalación: Ventas, Ferias del Sector, Publicidad y Relaciones Públicas.
- **Distribución:** Dado que es una actividad regulada sobre la que no se tienen ningún poder de decisión, se determina que no corresponde su desarrollo.

➤ **PLAN ECONÓMICO FINANCIERO:**

En el Plan Económico Financiero se ha realizado un plan de inversión que fija en 200.000€ los necesarios para la puesta en marcha del proyecto. Para su financiación, el 40% procede de fondos propios y el 60% procede de financiación ajena a través del Instituto Oficial de Crédito.

A partir de aquí, se obtiene la retribución de la actividad a precio de mercado y se establecen tres escenarios para la retribución específica a la producción renovable, compuesta por la retribución a la inversión y la retribución a la explotación. Los escenarios son optimista, realista y pesimista.

Dichos escenarios se plantean en función de la retribución a la inversión establecida en la subasta de energía renovable del 10 de abril de 2017, cuyo valor para todos los participantes dependerá del porcentaje de reducción sobre la retribución a la inversión ofrecido por la última oferta adjudicataria.

Analizando el mejor escenario, donde el porcentaje de reducción ha sido nulo, se observa como los gastos de explotación no son posibles de compensar con la actividad normal de la empresa. Por otro lado, la retribución a la inversión no es suficiente para compensar los gastos financieros procedentes del crédito para la financiación del proyecto.

Analizando la rentabilidad del proyecto mediante las metodologías del VAN y TIR se observa cómo, para los 5 años analizados, la actividad no sería rentable. Debido a esto, se procede a analizar a partir de qué retribución sería viable la instalación, empleando el método del Coste Nivelado De la Energía para su cálculo, siendo necesario un valor mayor que 0,1837 €/kWh.

Debido a esto, se considera que el proyecto objeto de este TFG no sería rentable dado las condiciones establecidas durante su realización.

BIBLIOGRAFÍA

❖ **LIBROS:**

ALCOR CABRERIZO, ENRIQUE. (1995): Instalaciones solares fotovoltaicas (2º Edición). Editorial ProgenSA.

ALONSO ABELLA, MIGUEL. (2001): Sistemas Fotovoltaicos, Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Editorial SAPT Publicaciones Técnicas.

DUFFY, AIDAN; ROGERS, MARTING; AYOMPE, LACOUR. (2015): Renewable Energy and Energy Efficiency, Assessment of Projects and Policies. Editorial WILEY Blackwell.

GRUPO DE NUEVAS ACTIVIDADES. (2008): Energía Solar Fotovoltaica. Editorial Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación.

MARÍ VIDAL, SERGIO; MATEOS RONCO, ALICIA; POLO GARRIDO, FERNANDO. (2013): Análisis económico-financiero, supuestos prácticos. Editorial Universitat Politècnica de València.

❖ **SOPORTES EN LÍNEA:**

Askari Mohammad Bagher; Mirzaei Mahmoud Abadi Vahid; Mirhabibi Mohsen (2015). Types of Solar Cells and Application. American Journal of Optics and Photonics. <<http://article.sciencepublishinggroup.com/pdf/10.11648.j.ajop.20150305.17.pdf>> Consulta [16/02/2018]

Banco de España. Informe Anual 2016. <<https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesAnuales/InformesAnuales/16/Fich/inf2016.pdf>> Consulta [17/03/2018]

Collado, Eduardo; Dólera, Lucía (2011). Asociación de la Industria Fotovoltaica. Barreras de la industria fotovoltaica española, como reducirlas y minimizar su impacto. <http://macsen-pv.iter.es/pub/documentos/documentos_PVLEGAL_Barreras_FV_Espana_como_reducirlas_ESP_11_ff3042b4.pdf> Consulta [02/03/2018]

Consejo Económico y Social (2017). Informe 04/2017 El Sector Eléctrico en España. <<http://www.ces.es/documents/10180/4509980/Inf0417.pdf>> Consulta [27/04/2018]

Energía y Sociedad (2013). Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, Resumen. <http://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/PPTLey24_2013.pdf> Consulta [19/03/2018]

European Commission (2017). Special Eurobarometer 459 “Climate Change”. <https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/support/docs/report_2017_en.pdf> Consulta [23/04/2018]

Gaye, Amie (2007). Human Development Report. Access to Energy and Human Development. <http://hdr.undp.org/sites/default/files/gaye_amie.pdf> Consulta [08/01/2018]

Instituto Nacional de Estadística (2017). España en cifras 2017. <http://www.ine.es/prodyser/espa_cifras/2017/files/assets/common/downloads/publication.pdf> Consulta [25/03/2018]

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (2011). Plan de fomento de las energías renovables en España 2011-2020. <<http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>> Consulta [18/03/2018]

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (1999). Plan de fomento de las energías renovables en España 1999-2010. <http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf> Consulta [18/03/2018]

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la red. <http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf> [24/04/2018]

Instituto Vasco de Competitividad (2015). De la liberación (Ley 54/1197) a la reforma (Ley 24/2013) del Sector Eléctrico Español. <<http://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/de-la-liberalizacion.pdf>> Consulta [19/03/2018]

Mendoza Losana, Ana Isabel (2014). Gómez Acebo & Pombo. 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. <<http://www.gomezacebo-pombo.com/media/k2/attachments/real-decreto-413-2014-de-6-de-junio-por-el-que-se-regula-la-actividad-de-produccion-de-energia-electrica-a-partir-de-fuentes-de-energia-renovables-cogeneracion-y-residuos.pdf>> Consulta [05/06/2018]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2016). Presentaciones sectoriales, Sector Suministro de Energía Eléctrica, Gas, Vapor y Aire acondicionado. <<http://www.mincotur.gob.es/es-ES/IndicadoresyEstadisticas/Presentaciones%20sectoriales/Suministro%20energ%C3%ADa%20electr,gas.pdf>> Consulta [28/03/2018]

Ministry of new and renewable energy (2016). Next Generation Solar Cells, The future of Renewable Energy. <<https://mnre.gov.in/file-manager/akshay-urja/october-2016/21-25.pdf>> Consulta [19/02/2018]

Pasternak, Alan D (2000). United States Department of Energy, Lawrence Livermore National Laboratory. Global Energy futures and Human Development: A framework for Analysis. <<http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/Public/33/031/33031115.pdf?r=1>> Consulta [06/01/2018]

SolarPower Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2017 – 2021. <<https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/172.pdf>> [Consulta: 01/11/2017]

Unión Española Fotovoltaica (2018). Análisis del impacto de la bajada de rentabilidad razonable de las instalaciones tipo, definidas según la orden IET1045/2014 y ETU/130/2017. <https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/01/unef-estudio-de-la-perdida-de-rentabilidad.pdf> Consulta [02/03/2018]

United States Energy Information Administration (2017). Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050. <[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf)> [Consulta: 09/01/2018]

United States Energy Information Administration (2017). Energy Access Outlook 2017. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf> [Consulta: 25/01/2018]

United States Energy Information Administration (2017). Energy and Climate Change. <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>> [Consulta: 24/01/2018]

United States Energy Information Administration (2017). International Energy Outlook 2017. <[https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)> [Consulta: 15/01/2018]

World Energy Council. World Energy Resources Solar 2016. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Solar_2016.pdf> [Consulta 01/11/2017]

❖ **LEGISLACIÓN Y NORMAS**

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. <<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>>

Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos. BOE n° 84, de 8 de abril de 2017. <http://www.subastasrenovables.omie.es/files/orden_etu3152017.pdf>

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. BOE n° 140, de 10/06/2014. <https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123>

Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular. BOE n° 78, de 1 de abril de 2017. <http://www.subastasrenovables.omie.es/files/real_decreto_3592017.pdf>

Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril. BOE n° 87, de 12 de abril de 2017. <http://www.subastasrenovables.omie.es/files/boe-a-2017-4095_reglas.pdf>

Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril. BOE nº 125, de 26 de mayo de 2017. <<http://www.subastasrenovables.omie.es/files/boe-a-2017-5848.pdf>>

❖ **WEBS**

Boletín Oficial del Estado. (04/06/2018) <<https://www.boe.es/>>

Energy Information Administration. (15/01/2018) <<https://www.eia.gov/>>

El Español. (02/03/2018) <<https://www.elespanol.com/>>

El Mundo. (04/04/2018) <<http://www.elmundo.es/>>

El País. (25/03/2018) <<https://elpais.com/>>

Eurostat. (23/04/2018) <<http://ec.europa.eu/eurostat>>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (24/04/2018)
<<http://www.idae.es/>>

Instituto Nacional de Estadística. (25/01/2018) <<http://www.ine.es/>>

International Panel on Climate Change. (17/04/2018)
<http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml>

Institut Valencià de Competitivitat Empresarial. (10/04/2018)
<<http://www.ivace.es/index.php?lang=es>>

National Renewable Energy Laboratory. (02/02/2018) <<https://www.nrel.gov/>>

Ministerio de Comercio Exterior y Turismo. (14/05/2018)
<<http://www.mincotur.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>>

Plan General Contable. (02/06/2017) <<https://www.plangeneralcontable.com/>>

Red Eléctrica Española. (15/02/2018) <<http://www.ree.es/es/>>

SolarPower Europe. (20/01/2018) <<http://www.solarpowereurope.org/home/>>

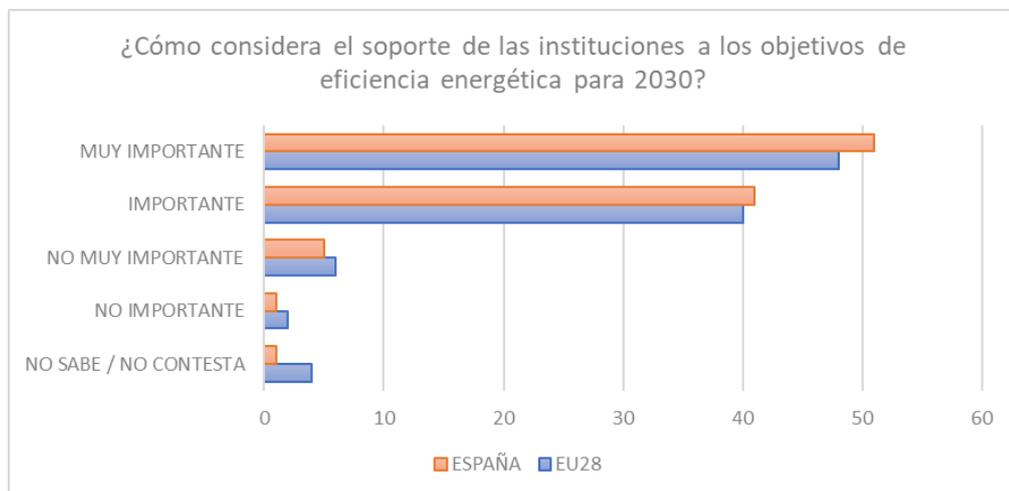
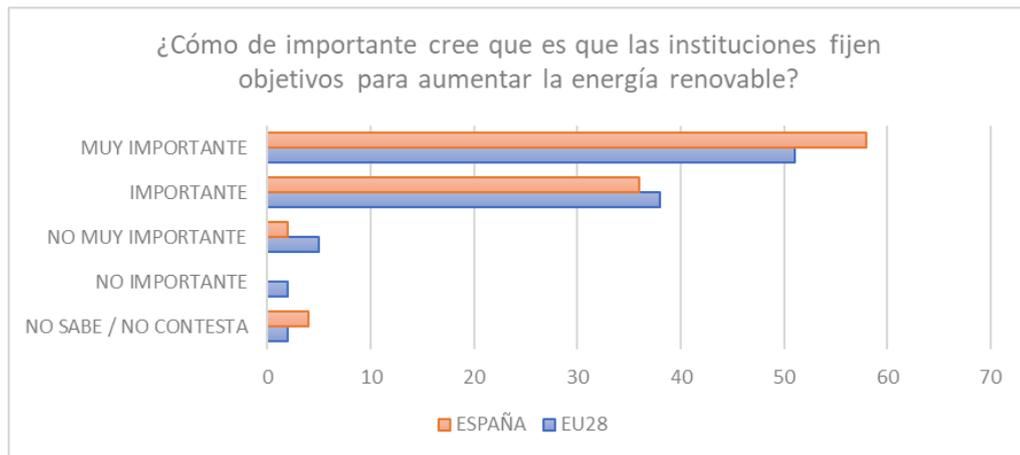
Instituto de Formación Profesional a Distancia (10/03/2018)
<<http://www.ulhi.hezkuntza.net/web/ulhi/>>

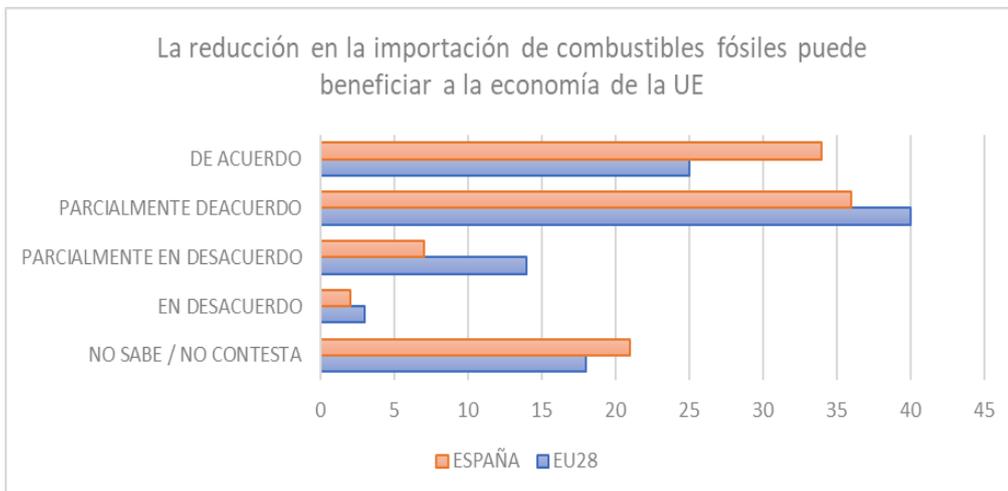
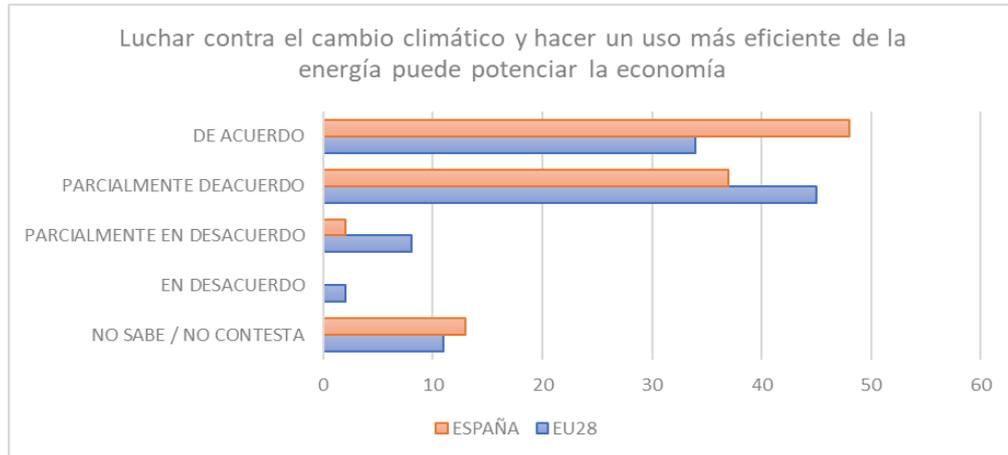
Unión Española Fotovoltaica. (07/05/2018) <<https://unef.es/>>

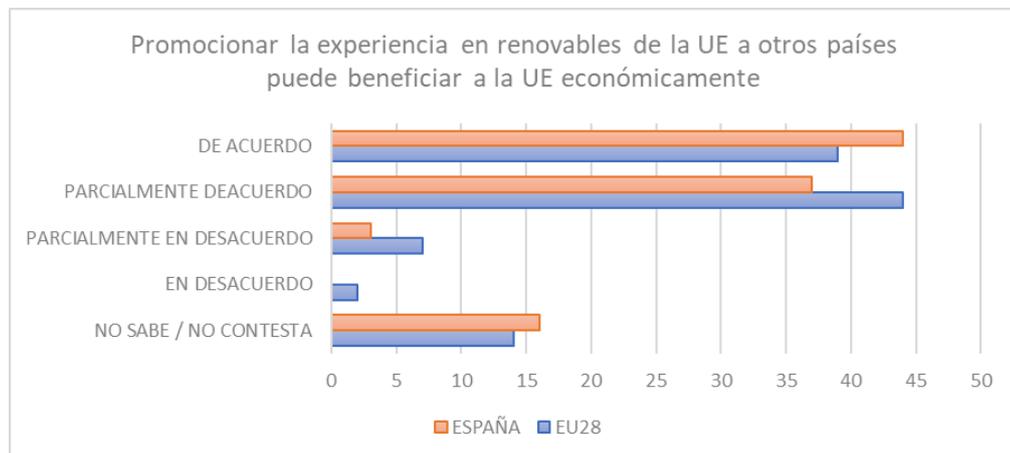
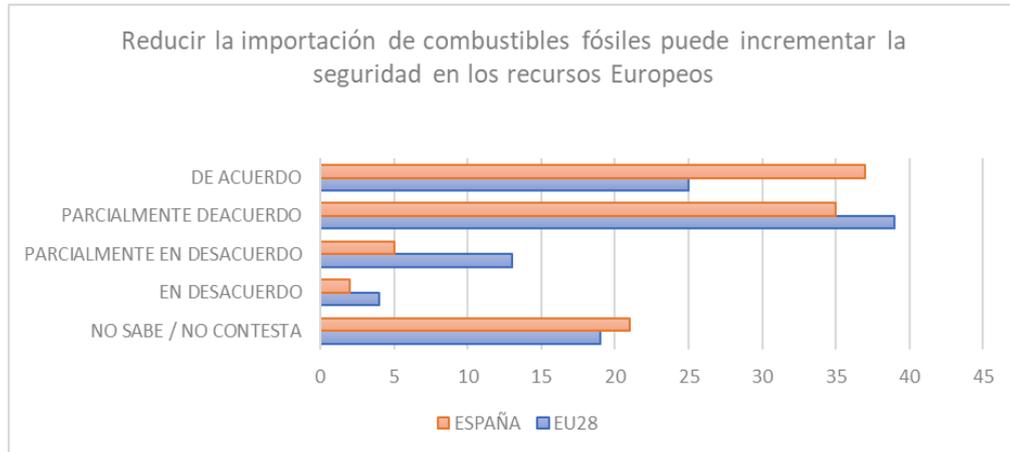
ANEXOS

- I. Preguntas planteadas en el Eurobarómetro sobre Cambio Climático.
- II. Hoja de especificaciones técnicas del panel fotovoltaico Amerisolar AS-6P30.
- III. Hoja de especificaciones técnicas del inversor INGECON SUN 100.
- IV. Resultado de la simulación mediante el software PVSyst.
- V. Oferta de servicios de O&M para una instalación fotovoltaica de 100kW.
- VI. Tablas de amortización del Inmovilizado.
- VII. Cuenta de Pérdidas y Ganancias para el escenario realista y pesimista.

ANEXO I – Preguntas planteadas en el Eurobarómetro sobre Cambio Climático.





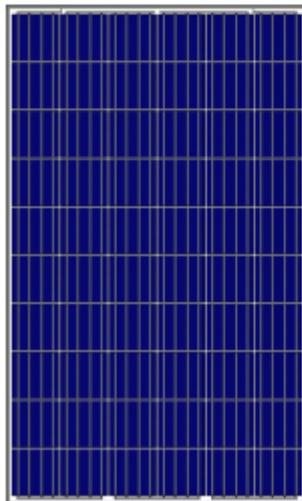


ANEXO II - Hoja de especificaciones técnicas del panel fotovoltaico Amerisolar AS-6P30.



AS-6P30

POLYCRYSTALLINE MODULE



Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

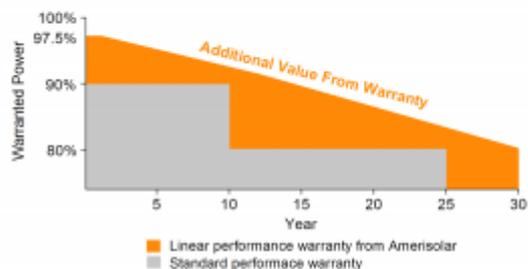
- High module conversion efficiency up to 16.90% through advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.
- Potential induced degradation (PID) resistance.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), Kemco(South Korea), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Nominal Power (P_{max})	240W	245W	250W	255W	260W	265W	270W	275W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	37.7V	37.9V	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.57A	8.66A	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.06A	9.15A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	29.9V	30.1V	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.03A	8.14A	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A
Module Efficiency (%)	14.75	15.06	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Nominal Power (P_{max})	177W	180W	184W	188W	191W	195W	199W	202W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	34.7V	34.9V	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.94A	7.01A	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.34A	7.41A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	27.2V	27.4V	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.51A	6.57A	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A

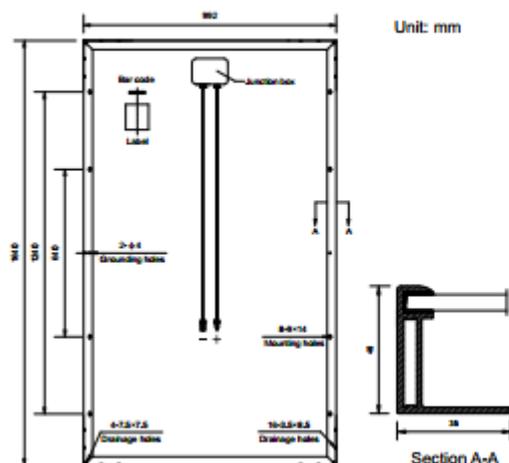
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

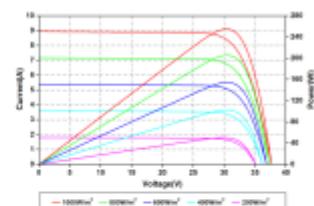
TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312pcs
Module quantity per 40' container	728pcs(GPY)/784pcs(HQ)

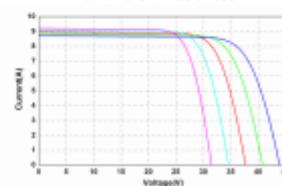
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with ® are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.

ANEXO III - Hoja de especificaciones técnicas del inversor INGECON SUN 100.

INGECON

SUN

Power
Con transformador

ÓPTIMAS
PRESTACIONES
EN GRANDES
INSTALACIONES
MULTI-MEGAVATIO

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

Máxima eficiencia a temperaturas elevadas
Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

Fácil instalación

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

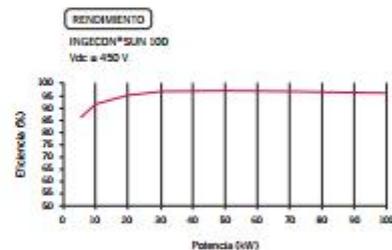
PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.

- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON

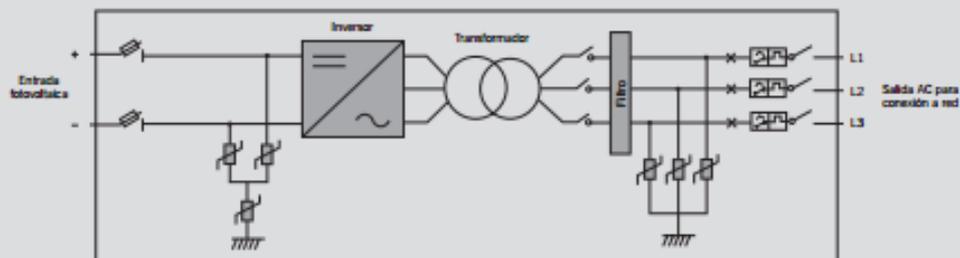
SUN

Power con transformador

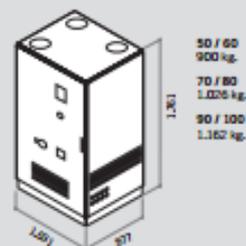
	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo PV recomendado ¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPPT	405 - 750 V					
Tensión máxima ²⁾	900 V					
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V					
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Coseno Phi ⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	SI. Smáx55 kVA	SI. Smáx66 kVA	SI. Smáx77 kVA	SI. Smáx88 kVA	SI. Smáx99 kVA	SI. Smáx110 kVA
THD ⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m/h					
Consumo en stand-by ⁶⁾	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

Notas: ¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. ²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. ³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. ⁴⁾ Para Pfc>25% de la potencia nominal. ⁵⁾ Para Pfc>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.
Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FDC Part 15, IEC 62116, R06990001, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, SDEW-Mittelspannungstechnik:2011, A70 Tema, PD.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

Power



Dimensiones y peso (mm)



Ingeteam

ANEXO IV - Resultado de la simulación mediante el software PVSyst.

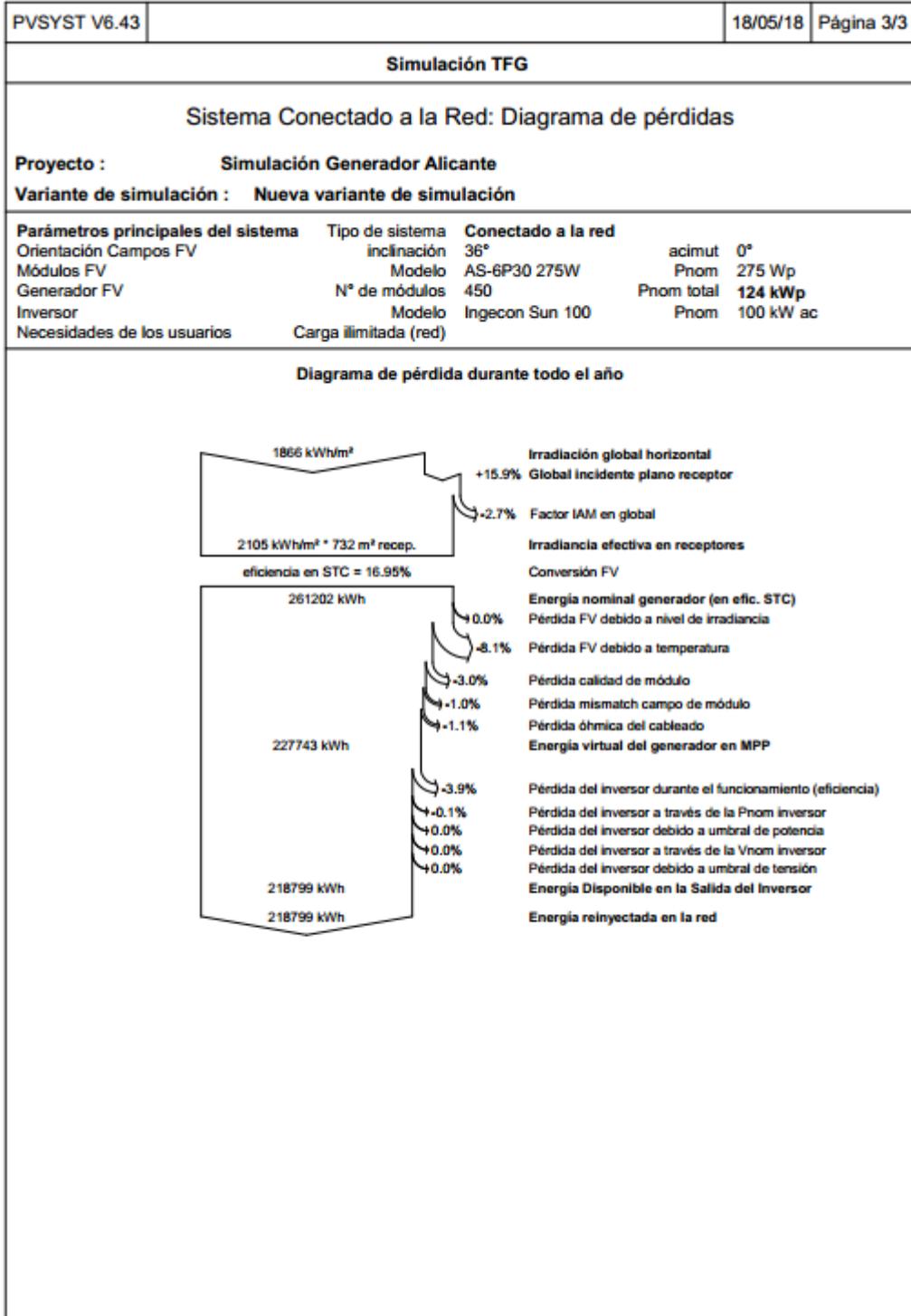
PVSYST V6.43		18/05/18	Página 1/3
Simulación TFG			
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Simulación Generador Alicante		
Lugar geográfico	Alicante - Xixona	País	España
Ubicación	Latitud	38.4°N	Longitud
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud
	Albedo	0.20	82 m
Datos climatológicos:	Alicante - Xixona	Síntesis	
Variante de simulación :	Nueva variante de simulación		
	Fecha de simulación	18/05/18 17h29	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	36°	Acimut
			0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso
			Perez, Meteonom
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	AS-6P30 275W
<small>Custom parameters definition</small>		Fabricante	AMERISOLAR
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo
N° total de módulos FV	N° módulos	450	Pnom unitaria
Potencia global generador	Nominal (STC)	124 kWp	En cond. funciona.
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	520 V	I mpp
Superficie total	Superficie módulos	732 m²	218 A
Inversor		Modelo	Ingecon Sun 100
<small>Original PVSyst database</small>		Fabricante	Ingeteam
Características	Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria
Banco de inversores	N° de inversores	1 unidades	Potencia total
			100 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)
			0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	39 mOhm	Fracción de Pérdidas
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo
			0.05
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)		

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



PVSYST V6.43		18/05/18	Página 2/3					
Simulación TFG								
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto : Simulación Generador Alicante								
Variante de simulación : Nueva variante de simulación								
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red						
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°					
Módulos FV	Modelo	AS-6P30 275W	Pnom 275 Wp					
Generador FV	N° de módulos	450	Pnom total 124 kWp					
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100	Pnom 100 kW ac					
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)							
Resultados principales de la simulación								
Producción del Sistema	Energía producida	218799 kWh/año	1768 kWh/kWp/año					
	Factor de rendimiento (PR)	81.7 %						
<p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 124 kWp</p> <p>Factor de rendimiento (PR)</p>								
Nueva variante de simulación								
Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEFF kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EFFArr %	EFFSysR %
Enero	80.0	13.50	142.0	139.0	15523	14936	14.93	14.37
Febrero	98.0	14.10	146.7	143.4	15910	15310	14.81	14.25
Marzo	148.0	14.60	187.9	183.4	20015	19235	14.55	13.98
Abril	188.0	16.80	204.7	198.8	21600	20762	14.41	13.86
Mayo	226.0	18.60	217.1	210.4	22831	21921	14.36	13.79
Junio	254.0	23.10	228.1	220.9	23353	22421	13.99	13.43
Julio	244.0	25.70	226.8	219.7	23095	22178	13.91	13.36
Agosto	204.0	25.50	209.1	203.0	21426	20596	14.00	13.45
Septiembre	163.0	24.10	193.7	188.6	19955	19189	14.08	13.53
Octubre	112.0	20.70	153.8	150.1	16245	15618	14.43	13.87
Noviembre	82.0	15.20	136.0	133.0	14760	14198	14.82	14.26
Diciembre	67.0	12.89	117.7	115.0	12923	12435	14.99	14.43
Año	1866.0	18.76	2163.6	2105.3	227637	218799	14.37	13.81
<p>Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor GlobEFF Global efectivo, corr. para IAM y sombreados</p>				<p>EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red EFFArr Eficiencia Esal campo/superficie bruta EFFSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta</p>				

Traducción sin garantía. Solo el texto inglés está garantizado.



ANEXO V - Oferta de servicios de O&M para una instalación fotovoltaica de 100kWp.

PLANTA SOLAR 100 KW y PRODUCCION ESTIMADA DE 170.000Kwh/Año			
Código	Descripción	€ / Unidad	Total/año
MB3V/A	Mantenimiento Básico tres visitas al año		996 €/año
MBM3V/A	Mantenimiento Básico y Monitorización		1428 €/año
MBF3V/A	Mantenimiento Básico y Facturación		1116 €/año
MBS3V/A	Mantenimiento Básico y Seguro		1596 €/año
MBR3V/A	Mantenimiento Básico y Representante mercado		1359 €/año
MPLUS3V/A	Mantenimiento Plus		1548 €/año
MPREM3V/A	Mantenimiento Premium		1786 €/año
MPREMS3V/A	Mantenimiento Premium con Seguro		2386 €/año
SFAC	Control de Facturación (Incluida Línea Tlf.)	10€/mes	120€/año
SFACR	Reclamación de la factura	5€/ud	
SMON	Servicio de Monitorización	36€/mes	432€/año
STERM	Servicio de Termografía	200 €	
STERMINF	Informe por puntos caliente encontrado	4,30 €	
SLIMP	Ud. de Limpieza de una planta solar de 100 KW	337€/año	337€/año
	MANTENIMIENTO CORRECTIVO:		
MCV	Visita Mantenimiento correctivo	32€/h	32€/h
MCD	Desplazamiento por Mantenimiento Correctivo	25€/h	25€/h
MCFS	Visita Mantenimiento correctivo en fin de semana y día festivo	235€	235€
	Material Mantenimiento correctivo	A aportar por el cliente o previo aceptación de presupuesto	

ANEXO VI – Tablas de amortización

Concepto	Módulos Fotovoltaicos	
Centrales Renovables	t	30
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	89.838,00 €	0,00 €
1	86.843,40 €	2.994,60 €
2	83.848,80 €	2.994,60 €
3	80.854,20 €	2.994,60 €
4	77.859,60 €	2.994,60 €
5	74.865,00 €	2.994,60 €
	...	
30	0,00 €	2.994,60 €

Concepto	Inversor	
Resto Instalaciones	t	20
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	22.991,40 €	0,00 €
1	21.841,83 €	1.149,57 €
2	20.692,26 €	1.149,57 €
3	19.542,69 €	1.149,57 €
4	18.393,12 €	1.149,57 €
5	17.243,55 €	1.149,57 €
	...	
20	0,00 €	1.149,57 €

Concepto	Estructuras	
Resto Instalaciones	t	20
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	17.960,00 €	0,00 €
1	17.062,00 €	898,00 €
2	16.164,00 €	898,00 €
3	15.266,00 €	898,00 €
4	14.368,00 €	898,00 €
5	13.470,00 €	898,00 €
	...	
20	0,00 €	898 €



Concepto	Resto del Sistema (BOS)	
Cables	t	30
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	6.539,47 €	0,00 €
1	6.321,49 €	217,98 €
2	6.103,51 €	217,98 €
3	5.885,52 €	217,98 €
4	5.667,54 €	217,98 €
5	5.449,56 €	217,98 €
	...	
30	0,00 €	217,98 €

Concepto	Instalaciones y acondicionamientos	
Obra Civil	t	100
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	27.465,77 €	0,00 €
1	27.191,12 €	274,66 €
2	26.916,46 €	274,66 €
3	26.641,80 €	274,66 €
4	26.367,14 €	274,66 €
5	26.092,49 €	274,66 €
	...	
100	0,00 €	274,66 €

Concepto	Equipos procesos de información	
Equipos procesos de información		10
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	699,90 €	0,00 €
1	629,91 €	69,99 €
2	559,92 €	69,99 €
3	489,93 €	69,99 €
4	419,94 €	69,99 €
5	349,95 €	69,99 €
	...	
10	0,00 €	69,99 €



Concepto	Aplicaciones Informáticas	
Sistemas y productos informáticos	t	6
AÑO	Valor	Cuota de Amortización
0	250 €	0 €
1	208 €	42 €
2	167 €	42 €
3	125 €	42 €
4	83 €	42 €
5	42 €	42 €
6	0 €	42 €

ANEXO VII - Cuenta de Pérdidas y Ganancias para el escenario realista y pesimista

Cuenta de Pérdidas y Ganancias - Escenario Realista		2020	2021	2022	2023	2024
A) Operaciones Continuas						
1. Importe de la cifra de negocios		11.377,55 €	11.445,19 €	11.513,23 €	11.581,68 €	11.650,53 €
a) Ventas		11.377,55 €	11.445,19 €	11.513,23 €	11.581,68 €	11.650,53 €
5. Otros ingresos de explotación		6.657,15 €	6.725,78 €	6.795,51 €	6.866,35 €	6.938,31 €
b) Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio		6.657,15 €	6.725,78 €	6.795,51 €	6.866,35 €	6.938,31 €
6. Gastos de personal		8.647,70 €	8.742,83 €	8.839,00 €	8.936,23 €	9.034,53 €
a) Sueldos, salarios y asimilados		8.647,70 €	8.742,83 €	8.839,00 €	8.936,23 €	9.034,53 €
7. Otros gastos de explotación		3.740,53 €	3.781,68 €	3.823,27 €	3.865,33 €	3.907,85 €
a) Servicios exteriores		3.740,53 €	3.781,68 €	3.823,27 €	3.865,33 €	3.907,85 €
8. Amortización del inmovilizado		5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		1.705,10 €	1.705,10 €	1.705,10 €	1.705,10 €	1.705,10 €
A-1) Resultado de explotación		1.705,10 €	1.705,10 €	1.705,10 €	1.705,10 €	1.705,10 €
15. Gastos financieros		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
b) Por deudas con terceros		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
A.2) Resultado financiero		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
A.3) Resultado antes de impuestos		-10.922,86 €	-10.574,02 €	-10.225,18 €	-9.876,34 €	-9.527,50 €
19. Impuesto sobre beneficios		0	0	0	0	0
A.5) Resultado del ejercicio		-10.922,86 €	-10.574,02 €	-10.225,18 €	-9.876,34 €	-9.527,50 €

Variaciones anuales	
Depreciación módulos (1)	-0,50%
IPC (1,6,7)	1,10%



Cuenta de Pérdidas y Ganancias - Escenario Pesimista		2020	2021	2022	2023	2024
A) Operaciones Continuas						
1. Importe de la cifra de negocios		11.377,55 €	11.445,19 €	11.513,23 €	11.581,68 €	11.650,53 €
a) Ventas		11.377,55 €	11.445,19 €	11.513,23 €	11.581,68 €	11.650,53 €
5. Otros ingresos de explotación		6.657,15 €	6.725,78 €	6.795,51 €	6.866,35 €	6.938,31 €
b) Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio		6.657,15 €	6.725,78 €	6.795,51 €	6.866,35 €	6.938,31 €
6. Gastos de personal		8.647,70 €	8.742,83 €	8.839,00 €	8.936,23 €	9.034,53 €
a) Sueldos, salarios y asimilados		8.647,70 €	8.742,83 €	8.839,00 €	8.936,23 €	9.034,53 €
7. Otros gastos de explotación		3.740,53 €	3.781,68 €	3.823,27 €	3.865,33 €	3.907,85 €
a) Servicios exteriores		3.740,53 €	3.781,68 €	3.823,27 €	3.865,33 €	3.907,85 €
8. Amortización del inmovilizado		5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €	5.646,47 €
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
A-1) Resultado de explotación		0,00 €				
15. Gastos financieros		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
b) Por deudas con terceros		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
A.2) Resultado financiero		12627,96	12279,12	11930,28	11581,44	11232,6
A.3) Resultado antes de impuestos		-12.627,96 €	-12.279,12 €	-11.930,28 €	-11.581,44 €	-11.232,60 €
19. Impuesto sobre beneficios		0	0	0	0	0
A.5) Resultado del ejercicio		-12.627,96 €	-12.279,12 €	-11.930,28 €	-11.581,44 €	-11.232,60 €
Variaciones anuales						
Depreciación módulos (1)						-0,50%
IPC (1,6,7)						1,10%