

MÁSTER DE ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO

ENERGÉTICO

# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 100 MW<sub>p</sub> DENTRO DE UN ACUERDO BILATERAL DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA

Grupo 4:

Adriana Castaños García

Alejandro García Rodríguez

David Ramos Zapatero

Guillermo Pérez Moraleda

Ignacio Rivera Molinillo

Pelayo Verdú López

Tutor: Luis Enrique Méndez Castellanos

## Índice

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO.....</b>	<b>15</b>
2.1	Nombre del Proyecto y Unidad Ejecutora.....	15
2.2	Antecedentes del Proyecto.....	15
<b>3</b>	<b>OBJETIVOS Y METAS DEL PROYECTO.....</b>	<b>18</b>
3.1	Objetivos Generales .....	18
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL Y REGULATORIO .....</b>	<b>19</b>
4.1	Política Energética y Mix Energético en España .....	19
4.2	Marco para la Generación de Electricidad con EERR.....	22
4.3	Mercado eléctrico y tipos de tarifas .....	30
4.4	Legislación ambiental para proyectos de EERR .....	42
<b>5</b>	<b>ANÁLISIS DE DEMANDA ENERGÉTICA DE LA DESALADORA .....</b>	<b>45</b>
5.1	Descripción del consumidor .....	45
5.2	Análisis de las curvas de demanda energética .....	46
5.3	Pronóstico de funcionamiento de la desaladora .....	50
5.4	Objetivo de cobertura de la demanda con energía FV .....	52
<b>6</b>	<b>CONDICIONES DEL SITIO.....</b>	<b>54</b>
6.1	Identificación y Selección del Sitio del Proyecto .....	54
6.2	Características del terreno .....	55
6.3	Recurso solar .....	61
6.4	Condiciones climáticas .....	64
6.5	Infraestructura del sitio.....	67
6.6	Aspectos Ambientales: Flora y fauna .....	70
6.7	Aspectos socio económicos .....	73
<b>7</b>	<b>DISEÑO CONCEPTUAL DEL PROYECTO .....</b>	<b>74</b>
7.1	Selección de Tecnología .....	74

7.2	Enfoque General.....	74
7.3	Características Generales del Diseño .....	75
7.4	Principales Componentes .....	79
7.5	Obras Eléctricas y Civiles .....	110
<b>8</b>	<b>ESTIMACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA.....</b>	<b>113</b>
8.1	Análisis de la Radiación Solar .....	113
8.2	Modelización y Rendimiento de la Planta.....	113
8.3	Análisis de Riesgos mediante Probabilidades de Excedencia.....	119
<b>9</b>	<b>PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....</b>	<b>123</b>
9.1	Mantenimiento Preventivo.....	123
9.2	Mantenimiento Correctivo.....	130
9.3	Planificación del Plan de Mantenimiento .....	130
<b>10</b>	<b>DESGLOSE DE COSTES .....</b>	<b>133</b>
10.1	Generalidades.....	133
10.2	CAPEX. Inversión en bienes de capital. ....	134
10.3	OPEX. Costes de Operación y Mantenimiento .....	140
10.4	Resumen del Desglose de Costes .....	141
<b>11</b>	<b>LICENCIA AMBIENTAL .....</b>	<b>142</b>
<b>12</b>	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO .....</b>	<b>143</b>
12.1	Introducción.....	143
12.2	Parámetros del modelo económico-financiero.....	143
12.3	Estrategia de financiación del proyecto .....	146
12.4	PPA implementado y otras opciones consideradas .....	146
12.5	Cláusulas del Contrato de compraventa de energía .....	150
12.6	Simulación PPA: .....	151
<b>13</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>155</b>
<b>14</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>156</b>
	<b>ANEXO A.....</b>	<b>159</b>

<b>ANEXO B.....</b>	<b>160</b>
<b>ANEXO C.....</b>	<b>161</b>
<b>ANEXO D.....</b>	<b>162</b>
<b>ANEXO E.....</b>	<b>163</b>
<b>ANEXO F.....</b>	<b>164</b>
<b>ANEXO G .....</b>	<b>165</b>
<b>ANEXO H .....</b>	<b>166</b>

## Lista de Figuras

Figura 1: Plantas desalinizadoras del programa A.G.U.A. (Fuente: web Ministerio de Medio Ambiente). .....	16
Figura 2: Evolución de la potencia peninsular instalada (GW) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es) .....	19
Figura 3: Evolución de la potencia peninsular instalada (GW) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es) .....	20
Figura 4: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular (GWh) 2017. (Fuente: www.ree.es)	20
Figura 5: Cobertura eléctrica en España con energías renovables (TWh) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es). .....	21
Figura 6: Cobertura eléctrica en España con energías renovables (TWh) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es) .....	21
Figura 7: Mix energético de energías renovables en España (%) 2017. (Fuente: www.ree.es)	21
Figura 8: Esquema PPA físico indirecto con “Consumidor directo a mercado”. (Fuente: elaboración propia) .....	27
Figura 9: Esquema PPA físico indirecto. (Fuente: elaboración propia) .....	28
Figura 10: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia) .....	28
Figura 11: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia). .....	30
Figura 12: Actividades principales del sistema eléctrico español. (Fuente: El periódico de la Energía). .....	31
Figura 13: Informe sector energético 2015 de la CNMC (Fuente: El País) .....	32
Figura 14: Informe sector eléctrico 2017 de la CSC. (Fuente: www.ces.es) .....	32
Figura 15: Ejemplo real de casación de oferta y demanda en el OMIE. (Fuente: web OMIE).	34
Figura 16: Desglose de elementos que componen cálculo del precio electricidad en España. (Fuente: Unesa). .....	39
Figura 17: Evolución del déficit tarifario en España desde su aparición. (Fuente: CNMC, informe sector eléctrico 2017). .....	41
Figura 18: Cuadro técnico de la desaladora del campo de Dalías. (Fuente: web Acuamed). .	45
Figura 19: Discriminación horaria en las tarifas 6.0. (Fuente: EDP). .....	46
Figura 20: Términos de potencia y energía de la tarifa 6.2. (Fuente: Endesa). .....	47

Figura 21: Volumen de agua desalada Junio (2ª quincena) y Julio. (Fuente: elaboración propia). .....	47
Figura 22: Perfil de consumo en Junio (2ª quincena) y Julio. (Fuente: elaboración propia). .	47
Figura 23: Volumen de agua desalada durante sábados y domingos. (Fuente: elaboración propia). .....	48
Figura 24: Perfil de consumo en sábados, domingos y festivos. (Fuente: elaboración propia).	48
Figura 25: Volumen de agua desalada en días laborables durante los meses de enero y diciembre. (Fuente: elaboración propia).....	48
Figura 26: Perfil de consumo en sábados, domingos y festivos. (Fuente: elaboración propia).	49
Figura 27: Volumen de agua desalada en días laborables durante los meses restantes. (Fuente: elaboración).....	49
Figura 28: Perfil de consumo en días laborables durante los meses restantes. (Fuente: elaboración propia). ....	49
Figura 29: Perfil de consumo diario con la central en funcionamiento. (Fuente: elaboración propia). .....	51
Figura 30: Perfil de suministro energético semanal con el PPA. (Fuente: elaboración propia).	52
Figura 31: Perfil de suministro energético con el PPA. (Fuente: elaboración propia). ....	53
Figura 32: Ubicación Planta Solar Fotovoltaica. (Fuente: Google Earth). ....	54
Figura 33: Área disponible para la Planta Solar Fotovoltaica. (Fuente: SIGPAC).....	57
Figura 34: Parcela y líneas de perfil topográfico. (Fuente: Google Earth). ....	58
Figura 35: Perfiles y pendientes. (Fuente: Google Earth). ....	59
Figura 36: Topografía Desierto de Tabernas (Fuente: es-es.topographic-map.com/places/Almería- 501195/) .....	59
Figura 37: Radiación Plano Horizontal en Europa. (Fuente: SOLARGIS).....	61
Figura 38: Radiación Plano Horizontal en España. (Fuente: SOLARGIS).....	62
Figura 39: Radiación Solar Media Diaria en el Plano Horizontal. (Fuente: NASA - Power Data Access Viewer).....	63
Figura 40: Radiación Solar Anual Media en el Plano Horizontal. (Fuente: SOLARGIS). ....	63
Figura 41: Radiación Solar Anual Media en el Plano Horizontal. (Fuente: Meteonorm 7.2). ..	64

Figura 42: Climograma del Desierto de Tabernas (Fuente: <a href="https://es.climate-data.org/location/29965/">https://es.climate-data.org/location/29965/</a> ). .....	65
Figura 43: Velocidad mensual media del viento a 10 metros de altura. (Fuente: NASA - Power Data Access Viewer). .....	66
Figura 44: Dirección dominante del viento a 10 metros de altura. (Fuente: NASA - Power Data Access Viewer). .....	66
Figura 45: Líneas eléctricas y subestaciones. (Fuente: REE). .....	67
Figura 46: Leyenda. (Fuente: REE). .....	68
Figura 47: Localización Subestación Tabernas. (Fuente: Google Earth). .....	68
Figura 48: Plano de Disposición de los 5 bloques de potencia. (Fuente: elaboración propia). .....	76
Figura 49: Esquema general de un campo generador. (Fuente: elaboración propia). .....	77
Figura 50: Plano de Disposición de la Planta. (Fuente: elaboración propia). .....	78
Figura 51: Niveles de Tensión en la Planta Solar. (Fuente: elaboración propia). .....	79
Figura 52: Vista de perfil de una mesa de doble hincado con tornillo a tierra. (Fuente: web SolarStem). .....	81
Figura 53: Vista de perfil y frontal de la Estructura de Soporte seleccionada (Fuente: elaboración propia). .....	81
Figura 54: Ejemplo de módulo policristalino. (Fuente: Canadian Solar web page). .....	83
Figura 55: Cálculos para la combinación strings e inversor. (Fuente: elaboración propia). .....	89
Figura 56: Inversor Sunny Central 1500V de 2.500 kVA. (Fuente: web SMA). .....	90
Figura 57: Ficha técnica del inversor utilizado. (Fuente: web SMA). .....	91
Figura 58: Características celdas de M.T. (Fuente: proyecto de ejecución de la nueva subestación eléctrica de St. Lobete. Autor: José Antonio San Marcelino Lagunas). .....	93
Figura 59: Ejemplo de un contenedor para inversores y transformadores. (Fuente: web SMA). .....	93
Figura 60: Extracto del Esquema String de un Bloque de Potencia. (Fuente: web SMA). .....	95
Figura 61: Esquema del Cableado DC principal de un Bloque de Potencia. (Fuente: elaboración propia). .....	95
Figura 62: Esquema del cableado DC principal de un Bloque de Potencia. (Fuente: elaboración propia). .....	96
Figura 63: Caja de Conexión Grid-combiner de SMA. (Fuente: web SMA). .....	98

Figura 64: Ejemplo para el Montaje de Cajas de Conexión. (Fuente: Grid combiners). . . . .	98
Figura 65: Fórmula usada para el cálculo de la corriente en CA. (Fuente: Elaboración propia).	99
Figura 66: Asociación de generadores en serie. (Fuente: Elaboración propia). . . . .	100
Figura 67: Secciones cables AC. (Fuente: Elaboración propia. Excel). . . . .	100
Figura 68: Ejemplo de protecciones en el lado de corriente continua. (Fuente: elaboración propia). . . . . .	102
Figura 69: Protecciones en el lado de corriente alterna. (Fuente: elaboración propia). . . . .	103
Figura 70: Fusible para energía solar fotovoltaica. (Fuente: Google images). . . . .	103
Figura 71: Esquema del Sistema de Monitorización. . . . .	105
Figura 72: Ejemplos para vigilancia de Vallas (Fuente: Senstar) . . . . .	107
Figura 73: Placa de características de uno de los transformadores de Alta Tensión. (Fuente: proyecto de ejecución de la nueva subestación eléctrica de St. Lobete. Autor: José Antonio San Marcelino Lagunas). . . . .	109
Figura 74: Placa de características del transformador auxiliar. (Fuente: proyecto de ejecución de la nueva subestación eléctrica de St. Lobete. Autor: José Antonio San Marcelino Lagunas). . . . .	109
Figura 75: Ejemplos de Instalaciones Fotovoltaicas en Terrenos Desnivelados. (Fuente: OCells y Phys.org). . . . .	110
Figura 76: Sección de las carreteras de acceso a una planta fotovoltaica. (Fuente: Google images). . . . . .	111
Figura 77: Resumen de las pérdidas del Modelo. (Fuente: PVSYST). . . . .	115
Figura 78: Modelización del campo solar para el cálculo del sombreado cercano. (Fuente: elaboración propia. PVSYST). . . . .	116
Figura 79: parámetros de entrada para análisis de sombreado del horizonte. (Fuente: elaboración propia). . . . .	116
Figura 80: ejemplo de cálculo del ángulo de altura para un azimut. (Fuente: Google Earth. Elaboración propia). . . . .	117
Figura 81: Modelización de pérdidas del horizonte. (Fuente: PVSYST). . . . .	117
Figura 82: Producción mensual para el primer año de operación de la planta. Producciones diarias promedio por mes. (Fuente: elaboración propia. PVSYST). . . . .	119
Figura 83: Resumen grafico Análisis PoE. (Fuente: elaboración propia). . . . .	121

Figura 84: Cronograma de Ejecución del Proyecto. (Fuente: elaboración propia).....	122
Figura 85: Maleza en módulos fotovoltaicos. (Fuente: Google images). ....	124
Figura 86: Maleza bajo módulos fotovoltaicos. (Fuente: Google images). ....	125
Figura 87: Erosión del terreno de un parque fotovoltaico. (Fuente: Google images). ....	125
Figura 88: Suciedad en módulos fotovoltaicos. (Fuente: Google images). ....	126
Figura 89: Esquema PPA físico indirecto con “Consumidor directo a mercado”. (Fuente: elaboración propia) .....	147
Figura 90: Esquema PPA físico indirecto. (Fuente: elaboración propia) .....	147
Figura 91: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia) .....	148
Figura 92: Ejemplo posibilidades acuerdo con otras entidades PPA.....	149
Figura 93: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia). ....	149

## Lista de Tablas

Tabla 1: Criterios de operación de la desaladora. (Fuente: elaboración propia). .....	50
Tabla 2: Estimación de la operación semanal con la central en funcionamiento. (Fuente: elaboración propia). .....	51
Tabla 3: Coordenadas UTM del área disponible. (Fuente: SIGPAC). .....	56
Tabla 4: Datos históricos de temperatura en el Desierto de Tabernas (Fuente: <a href="https://es.climate-data.org/location/29965/">https://es.climate-data.org/location/29965/</a> ). .....	65
Tabla 5: Capacidad de conexión máxima de EERR en Andalucía. (Fuente: REE). .....	69
Tabla 6: Características principales de la Estructura de Soporte. (Fuente: elaboración propia). .....	82
Tabla 7: Características principales del Módulo Solar. (Fuente: elaboración propia). .....	83
Tabla 8: Características principales del Inversor. (Fuente: elaboración propia). .....	90
Tabla 9: Características principales del Transformador M.T. (Fuente: elaboración propia). ..	92
Tabla 10: Tipos y longitudes de los cables DC de los strings. (Fuente: elaboración propia). ..	96
Tabla 11: Tipos y longitudes de los cables DC desde las cajas a los inversores. (Fuente: elaboración propia). .....	97
Tabla 12: Resumen del Sistema de Vigilancia. (Fuente: elaboración propia). .....	108
Tabla 13: Resumen subestación de interconexión de la planta fotovoltaica. (Fuente: elaboración propia). .....	108
Tabla 14: Resumen de la bahía de Alta Tensión. (Fuente: elaboración propia). .....	109
Tabla 15: Resumen de la bahía de Media Tensión. (Fuente: elaboración propia). .....	109
Tabla 16: Características básicas del diseño de la planta. (Fuente: elaboración propia). ...	113
Tabla 17: Características del Diseño de la Planta. (Fuente: elaboración propia). .....	114
Tabla 18: Resumen Análisis de Rendimiento. (Fuente: elaboración propia). .....	118
Tabla 19: Resumen Incertidumbres. (Fuente: elaboración propia). .....	119
Tabla 20: Datos de Entrada Análisis PoE. (Fuente: elaboración propia). .....	120
Tabla 21: Resumen Análisis PoE. (Fuente: elaboración propia). .....	120
Tabla 22: Mantenimiento preventivo de puestas a tierra. (Fuente: elaboración propia). ....	130
Tabla 23: Planificación anual del mantenimiento preventivo. .....	132

### Lista de Gráficos

Gráfico 1: Estimación coste módulos fotovoltaicos. (Fuente: elaboración propia). .....	134
Gráfico 2: Estimación coste inversores. (Fuente: elaboración propia). .....	135
Gráfico 3: Estimación coste estructuras soporte. (Fuente: elaboración propia). .....	135
Gráfico 4: Estimación coste material eléctrico. (Fuente: elaboración propia). .....	136
Gráfico 5: Estimación coste instalación y equipos. (Fuente: elaboración propia). .....	136
Gráfico 6: Estimación coste gastos generales. (Fuente: elaboración propia). .....	137
Gráfico 7: Estimación coste permisos. (Fuente: elaboración propia). .....	137
Gráfico 8: Estimación coste interconexión. (Fuente: elaboración propia). .....	138
Gráfico 9: Estimación coste línea de transmisión. (Fuente: elaboración propia). .....	138
Gráfico 10: Estimación coste contingencias. (Fuente: elaboración propia). .....	139
Gráfico 11: Estimación coste de desarrollo. (Fuente: elaboración propia). .....	139
Gráfico 12: Estimación coste empresas instaladoras. (Fuente: elaboración propia). .....	140
Gráfico 13: Estimación coste empresas instaladoras. (Fuente: elaboración propia). .....	141
Gráfico 14: Evolución flujo de caja. Escenario favorable para la desaladora. (Fuente: elaboración propia). .....	152
Gráfico 15: Evolución flujo de caja. Escenario favorable para la planta fotovoltaica. (Fuente: elaboración propia). .....	153
Gráfico 16: Evolución flujo de caja. Escenario realista. (Fuente: elaboración propia). .....	154

### Lista de Abreviaturas

CAPEX	<i>Inversiones en Bienes de Capitales (en inglés: Capital Expenditure)</i>
EIA	<i>Evaluación de Impacto Ambiental</i>
EERR	<i>Energías Renovables</i>
EPC	<i>Ingeniería, Adquisiciones y Construcción (en inglés: Engineering, Procurement and Construction)</i>
EIA	<i>Estudio de Impacto Ambiental</i>
FV	<i>Fotovoltaico</i>
IPP	<i>Productor Independiente de Energía (en inglés: Independent Power Producer)</i>
kWh	<i>Kilovatio hora</i>
LCOE	<i>Coste Nivelado de Energía (en inglés: Levelized Cost of Energy)</i>
LT	<i>Línea de Transmisión</i>
MEM	<i>Mercado Eléctrico Mayorista</i>
MWp	<i>Megavatio pico</i>
OPEX	<i>Gastos Operativos (en inglés: Operational Expenditure)</i>
PFM	<i>Proyecto Final de Máster</i>
POE	<i>Probabilidad de Excedencia (en inglés: Probability of Excedence)</i>
PPA	<i>Acuerdo de Compraventa de Energía (en inglés: Power Purchase Agreement)</i>
SCADA	<i>Supervisión, Control y Adquisición de Datos (en inglés: Supervisory Control And Data Acquisition)</i>
TdR	<i>Términos de Referencia</i>

## 1 INTRODUCCIÓN

La transición energética ya ha comenzado y esto es una realidad incuestionable. El ser humano ha conquistado grandes logros a lo largo de su historia. La invención de la rueda, la imprenta, la máquina de vapor, el motor de combustión, el desarrollo de la aviación comercial o la digitalización son claros ejemplos de estos avances. Sin embargo, algunos de estos grandes avances de la civilización han originado problemas inesperados a los que el ser humano debe dar una respuesta contundente si no quiere poner en peligro la sostenibilidad del planeta y, por ende, la supervivencia de la humanidad.

El gran reto al que se enfrenta la humanidad en este siglo es, sin duda, la lucha contra el calentamiento global, también conocido como cambio climático. Se sabe con toda certeza, y así lo asegura el 98 % de la comunidad científica, que esta aceleración en el ascenso de la temperatura media global tiene causas antropogénicas, es decir, está causada por la actividad del ser humano; de hecho, se sabe con certeza que empezó en el siglo XVIII con la Revolución Industrial y la expansión del uso de los combustibles fósiles.

Ante un desafío de tal magnitud, los seres humanos han de dar una respuesta global y de gran impacto. Ya no caben sólo buenas palabras y pequeñas acciones. Es necesario cambiar el actual modelo energético, basado fundamentalmente en los combustibles fósiles, a otro modelo basado en fuentes energéticas renovables y que tengan una huella neutra de carbono.

Un aumento de la temperatura media global superior a 2°C desde la era preindustrial, tendría consecuencias desastrosas en nuestros países: sequías, hambrunas, aumento del nivel del mar, fenómenos meteorológicos violentos, extinción de especies animales y vegetales, o muertes por olas de calor.

Ante este panorama, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático a través de la 21ª Conferencia contra el Cambio Climático, celebrada en París en 2015, estableció medidas para la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y además fijó un objetivo para este siglo: evitar que la temperatura media global ascienda más de 1,5 °C desde la era preindustrial.

Como parte de estos acuerdos, se encuentran los objetivos nacionales de reducción de emisiones y de producción de energía mediante fuentes renovables. España, que empezó siendo uno de los países que más intensamente apostó por las Energías Renovables a comienzos del siglo XXI, ha sufrido un brusco parón en la renovación de su parque de generación durante esta última década (2010-2018) debido a la grave crisis económica sufrida tras el pinchazo de la burbuja inmobiliaria. Por otro lado, los constantes cambios regulatorios y la falta de estabilidad política han convertido a España en un país poco atractivo a la hora de invertir en este tipo de tecnologías.

Sin embargo, tras empezarse a vislumbrar el final de la crisis y con una mejor situación económica, el anterior ejecutivo lideró la salida a subasta pública de 8 000 MW de Energía Eólica y Solar fotovoltaica. Con estos 8000 MW España puede cumplir con los objetivos de la Unión Europea para 2020, que establecen que el 35 % de la energía final consumida sea de origen renovable (huella de carbono neutra), siempre y cuando que estos proyectos estén operativos para dicha fecha.

No deja de ser paradójico que un país como España aún tenga tan poca potencia solar fotovoltaica instalada (no llega ni al 5 % del parque de generación). No obstante, parece que con los acuerdos de París y las nuevas subastas de energía aprobadas en los últimos años, se presenta un horizonte más esperanzador para el sector, que ya venía creciendo fuertemente en los últimos años en otros países como EE.UU, China, India, Emiratos Árabes, Chile, etc.

Ante tales perspectivas, en el presente proyecto se ha decidido plantear un caso de estudio teniendo la energía solar fotovoltaica como protagonista. El objetivo es reducir el coste energético de una planta desaladora que tiene un consumo energético de 140 GWh anuales en el sureste de la Península Ibérica (concretamente en el término municipal de El Ejido (Almería)).

Como datos de partida se sabe que el recurso solar en esta región de España es óptimo y que, además, en Almería hay mucho suelo disponible al tratarse de una zona de clima desértico. Además, está el aliciente de que cerca se encuentra la PSA (Plataforma Solar de Almería), centro tecnológico de investigación de referencia mundial en el campo de la energía solar.

Uniendo estos factores y teniendo en cuenta el carácter escalable de la energía fotovoltaica, se puede plantear cubrir total o parcialmente la demanda energética de la desaladora. Una vez diseñada, falta por resolver la duda de qué modelo de financiación es el más idóneo para este tipo de tecnología y cómo suministrar a la desaladora la energía que necesita a un precio competitivo.

Mirando la escena internacional, se observa que, en mercados energéticos más maduros como el de EE.UU, Gran Bretaña o Australia, los acuerdos bilaterales de compraventa de energía son una práctica bastante habitual. Los llamados PPA (Power Purchase Agreements) son una manera segura de financiar este tipo de instalaciones y, a su vez, reducir la factura energética de empresas, asociaciones u organismos públicos.

Ante la constante subida del precio del kWh en las subastas del mercado eléctrico ibérico, los acuerdos bilaterales empiezan a cobrar cada vez más sentido. Ya hay algunas empresas españolas que se han lanzado a financiar este tipo de plantas a cambio de recibir un suministro energético a un precio que les permita seguir siendo competitivas sin tener que depender de las fluctuaciones del mercado. Del lado de los promotores, existe la seguridad de que el proyecto podrá ser financiado y no dependerán de los cambios regulatorios que pudieran producirse durante los años de operación de la planta.

Con todos estos argumentos y durante seis meses se ha trabajado para dar forma a una planta fotovoltaica, así como al acuerdo bilateral de compraventa de energía con la desaladora de Campo de Dalías (del grupo Acuamed), que se encuentra en el término municipal de El Ejido, en el litoral almeriense.

El Ejido es un enclave estratégico a nivel mundial en el campo de la industria agroalimentaria, donde se cultivan millones de kilos de frutas y hortalizas cada año. Este “mar de plástico” es visibles incluso desde el espacio.

Aquí cobra más sentido que en ningún otro lugar proveer de una energía sostenible: medioambientalmente respetuosa, porque evita la emisión de toneladas de Gases de Efecto Invernadero; económicamente sostenible, porque garantiza el suministro energético a un precio que permita la operación de la planta desaladora, la cual es esencial para la industria agroalimentaria de la zona; y por último, socialmente enriquecedora, porque permite la creación de puestos de trabajo directos y la conservación de otros miles de puestos de trabajo que podrían desaparecer por culpa del a falta de agua o un elevado precio de la misma.

Con este trabajo, se espera que se abra una nueva vía para la inversión y desarrollo de las energías renovables en España, de forma sostenible y duradera en el tiempo. Además, se espera que estos nuevos modelos de contratación energética impulsen la competitividad del sector eléctrico y de las empresas en España, ya que ambos actores desempeñarán un rol determinante en el crecimiento económico y la lucha contra el cambio climático en los años venideros.

## 2 JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

### 2.1 Nombre del Proyecto y Unidad Ejecutora

Estudio de viabilidad de una planta fotovoltaica de 100 MWp dentro de un acuerdo bilateral de compraventa de energía.

### 2.2 Antecedentes del Proyecto

La agricultura intensiva es uno de los principales motores de la economía en la Provincia de Almería. El principal exponente de la agricultura intensiva se encuentra en el llamado Campo de Dalías, que incluye los municipios de Roquetas de Mar, Vícar, La Mojonera, Balanegra, El Ejido, Adra, Dalías, Berja, Enix y Felix.

En el Campo de Dalías, existe una elevada extracción de agua subterránea para abastecer a la ciudad de Almería y, especialmente, a la agricultura intensiva en invernaderos del área; lo que está ocasionando una salinización progresiva de la zona. La intrusión marina en los acuíferos costeros es un fenómeno natural debido a la mayor densidad del agua del mar, pero este fenómeno se puede llegar a agudizar por la explotación intensiva del agua subterránea.

En las últimas décadas, la desalinización de agua marina se ha convertido en un importante aporte de agua dulce a numerosas áreas costeras. Tras la derogación del Trasvase del Ebro por el Real Decreto 2/2004 y la promulgación de la Ley 11/2005 del Plan Hidrológico Nacional, se reorientó la política del agua para satisfacer las nuevas necesidades en el arco mediterráneo peninsular por medio de la desalinización. Esta política se centró en un conjunto de actuaciones a través del llamado Programa A.G.U.A. (Actuaciones para la Gestión y Utilización del Agua). Las actuaciones en materia de desalinización de dicho programa se materializaron en la construcción de varias plantas desalinizadoras a lo largo de la costa mediterránea.

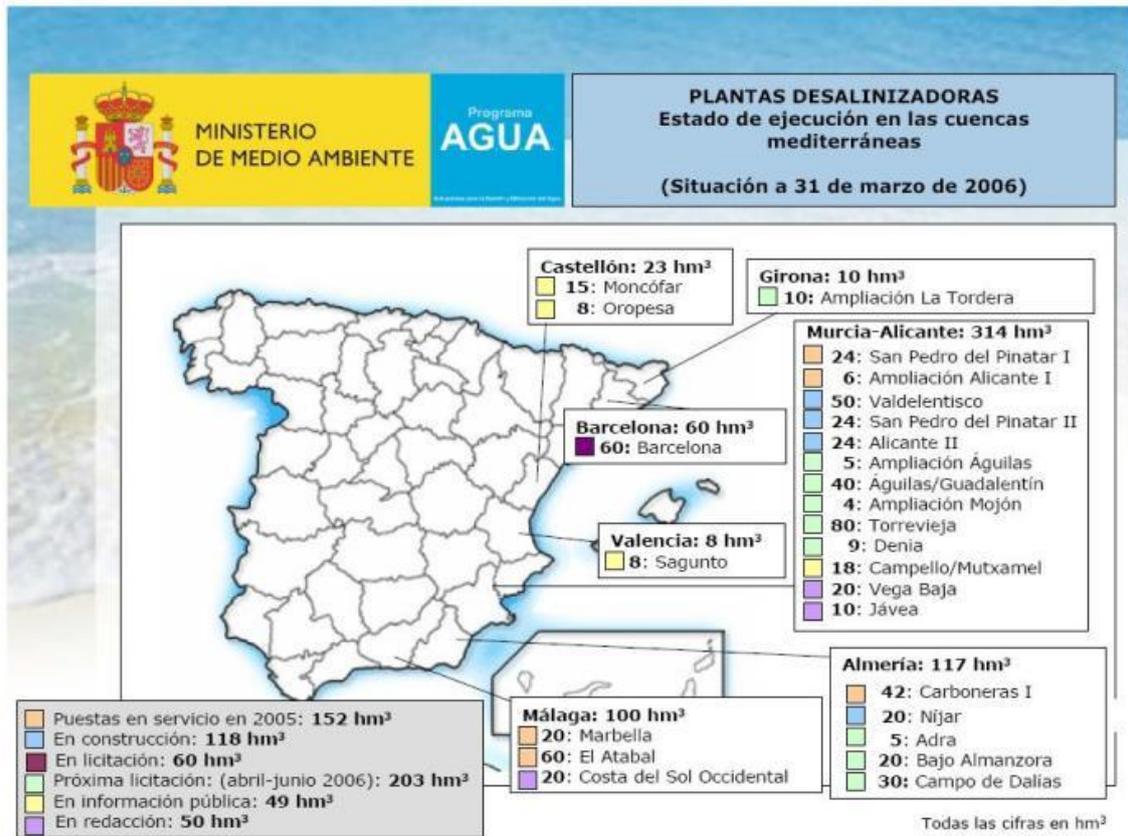


Figura 1: Plantas desalinizadoras del programa A.G.U.A. (Fuente: web Ministerio de Medio Ambiente).

En este contexto, tiene lugar en el año 2014 la construcción de la desaladora “Campo de Dalías”, convirtiéndose en una de las desaladoras más grandes de Europa con una capacidad de tratamiento de 97.200 metros cúbicos de agua al día. El propietario de la planta es la sociedad estatal Aguas de las Cuencas Mediterráneas S.A (Acuamed), una sociedad directamente dependiente del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Veolia Water Technologies actúa como operador integral de la infraestructura, siendo la responsable del suministro de agua a comunidades de regantes, ayuntamientos y empresas dedicadas a la distribución.

La planta de Campo de Dalías ha estado operando hasta el momento a un 30 % de su capacidad nominal (datos de Acuamed), debido principalmente al alto precio relativo del agua de mar desalinizada. El coste menor del agua subterránea hace que las plantas de desalinización de agua de mar estén infrautilizadas y por lo tanto produciendo agua a un coste aún mayor.

Para mitigar este problema, se aprobó en el BOE-A-2018-317 un “Plan de choque de optimización de la desalación para un Mediterráneo sin sed”, que fomentará la utilización de recursos no convencionales por aguas desaladas, priorizando el uso del agua procedente de la desalación ya instalada mediante la ejecución de las obras y actuaciones pendientes y aún no concluidas. Además, el documento indica que se habilitarán mecanismos de subvención necesarios a fin de

que el precio del agua desalada para riego no exceda los 0,3 €/m<sup>3</sup>. Aunque el coste de producción del agua desalada sin subvención no ha sido publicado por Acuamed, diversas notas de prensa indican un precio de 0,55 €/m<sup>3</sup>.

El consumo energético tiene un peso importante en el coste del agua desalada y su reducción se asocia con la disminución del coste total de producción. La energía supone cerca de la mitad del total de los costes de producción, y casi dos terceras partes de los costes de operación y mantenimiento.

En las últimas décadas, los costes medios por unidad de agua producida (metro cúbico) en las plantas desalinizadoras ha descendido a la par que lo hacía el consumo energético, en gran parte gracias a las mejoras tecnológicas y medidas de eficiencia energética en el proceso de desalación.

Sin embargo, la desalación de agua sigue teniendo una elevada demanda energética, lo cual supone un grave problema para estas tecnologías, considerando la tendencia actual al incremento del coste de la energía y la contaminación derivada de la utilización de combustibles fósiles para su generación.

La provincia de Almería cuenta con un recurso solar excelente todo el año, pero la radiación es especialmente alta en las épocas de menor precipitación y, por tanto, mayor escasez de agua. La energía fotovoltaica, cuyo precio ha caído fuertemente en los últimos años, podría ser una fuente energética limpia, estable y más económica.

## 3 OBJETIVOS Y METAS DEL PROYECTO

### 3.1 Objetivos Generales

El principal objetivo de este proyecto es estudiar en qué medida es viable la implementación de una instalación fotovoltaica para suministrar energía renovable a un precio más competitivo a la desaladora de Campo de Dalías, de manera que se logre reducir el precio de producción del agua desalada mediante ósmosis inversa, incentivando así su utilización y rebajando la necesidad de subvenciones.

El análisis de conexión a la red y la evaluación de impacto ambiental no se incluirán en este estudio de viabilidad, aunque sí se tendrá en cuenta en el cronograma un plazo para la obtención de los permisos. Asimismo, no se evaluarán medidas de ahorro o eficiencia energética en el proceso de producción o suministro del agua y se considerará la demanda actualmente prevista.

#### 3.1.1 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este estudio de viabilidad son:

- Identificar y seleccionar un terreno adecuado para la instalación de una planta fotovoltaica, que no compita en uso con sectores como la agricultura o el turismo.
- Realizar el diseño eléctrico y civil de una planta fotovoltaica que cubra la demanda anual de la desaladora por un período mínimo de 15 años.
- Estimar los costes de instalación y operación de la planta y analizar la bancabilidad de la planta fotovoltaica, determinando en otros el precio mínimo de venta de energía
- Evaluar las diferentes formas contractuales para la venta y suministro de la energía.

#### 3.1.2 Metas Principales

Las metas planteadas para el proyecto son:

- Implementar una planta solar fotovoltaica de 100 MWp de potencia.
- Lograr una producción sostenida anual de 141 470 MWh que cubra el 100 % de la demanda de la desaladora, la misma que será inyectada a la red eléctrica.
- Rebajar el coste energético de producción de agua desalada, que permitiría un menor gasto público en subvenciones al agua.
- Disminuir el consumo de fuentes no renovables para la generación de energía eléctrica, mejorando adicionalmente la imagen corporativa de Acuamed.

## 4 ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL Y REGULATORIO

### 4.1 Política Energética y Mix Energético en España

Es por todos conocido que el sector energético mundial está viviendo un nuevo paradigma que está cambiando la manera en que se ha entendido la energía hasta ahora.

Los flujos energéticos están modificándose, como el mapa de la oferta y la demanda; las tecnologías están evolucionando a un ritmo nunca visto hasta la fecha; y la divergencia en los precios energéticos entre regiones está siendo un condicionante de la competitividad de los diferentes países.

España no se encuentra al margen del impacto de estas grandes transformaciones y, por ello, es fundamental contar con una Política Energética propia a medio y largo plazo; previo análisis y valoración de lo que ya está ocurriendo en otros países de su entorno para tratar de evitar errores y acertar en las decisiones.

A pesar de que España ha sido un referente de las energías renovables en la pasada década, su desarrollo se ha estancado en los últimos años por efecto de la crisis económica y los cambios legislativos posteriores.

La demanda final de energía eléctrica en 2016 fue de 233 936 GWh, con aumento del 0,8 % respecto a la del año anterior.

España dispone de un mix energético con diferentes tecnologías de potencia instalada cuya distribución ha cambiado poco en los últimos años como muestra el siguiente gráfico. (Referencia grafico red eléctrica).

#### Evolución de la potencia instalada peninsular (GW)

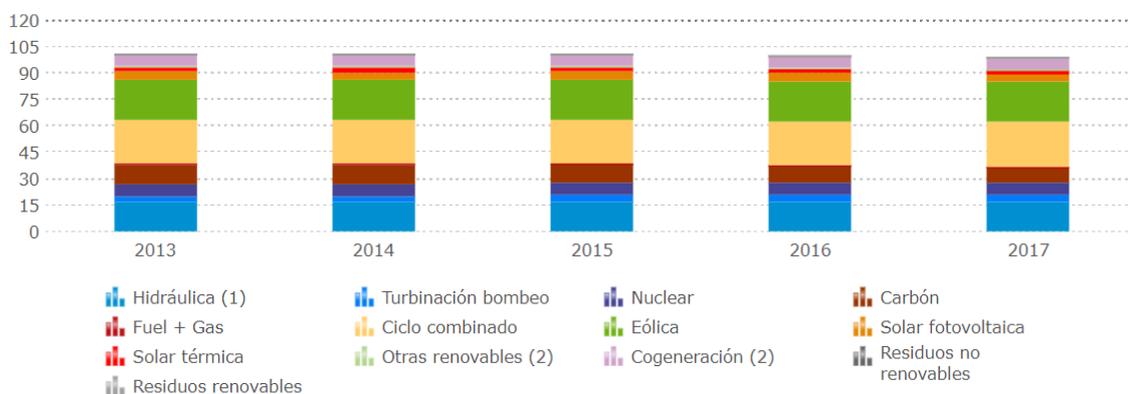


Figura 2: Evolución de la potencia peninsular instalada (GW) 2013-2017. (Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es))

	2013	2014	2015	2016	2017 <sup>(1)</sup>
Hidráulica <sup>(1)</sup>	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Turbinación bombeo	2,5	2,5	3,3	3,3	3,3
Nuclear	7,6	7,6	7,6	7,6	7,1
Carbón	10,6	10,5	10,5	9,5	9,5
Fuel + Gas	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0
Ciclo combinado	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Eólica	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Solar fotovoltaica	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Solar térmica	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9
Cogeneración <sup>(2)</sup>	7,1	7,0	6,2	6,0	5,8
Residuos no renovables	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5
Residuos renovables	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1

<sup>(1)</sup> Incluye hidráulica convencional, bombeo y resto hidráulica.

<sup>(2)</sup> Incluye residuos hasta el 31/12/2014.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Figura 3: Evolución de la potencia peninsular instalada (GW) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es)

Sin embargo, la disponibilidad de las diferentes tecnologías hace que la energía generada difiera respecto a la potencia instalada, siendo la tecnología nuclear la que aporta más energía al conjunto del sistema seguida de cerca por la eólica.

Por tecnologías, la producción eléctrica peninsular de 2017 se cubrió en primer lugar con la nuclear con un 21,5 % (22,6 % en 2016), seguida de la eólica con el 18,2 % (19,0 % en 2016).

Por su parte, el carbón elevó su cuota al 17 % (14,2 % en 2016) y los ciclos combinados al 13,9 % (10,3 % en 2016); mientras que la hidráulica se redujo al 7 % (14,5 % en 2016). La restante generación se repartió entre la cogeneración (11 %), las tecnologías solares (5,2 %) y otras (3,7 %).



Figura 4: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular (GWh) 2017. (Fuente: www.ree.es)

Respecto a la generación de energías renovables, su evolución se encuentra estancada en los últimos años: (referencia bibliográfica red eléctrica).



Figura 5: Cobertura eléctrica en España con energías renovables (TWh) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es)

	2013	2014	2015	2016	2017
Energía renovable (TWh)	109	107	93	100	84
Aportación de renovable a la estructura de la generación neta (%)	41,9	42,4	36,5	40,3	33,7

Figura 6: Cobertura eléctrica en España con energías renovables (TWh) 2013-2017. (Fuente: www.ree.es)

Dentro de las energías renovables, la generación de energía eólica en 2017 significó más de la mitad de la generación. Por lo tanto, la energía solar supone un gran potencial, dado el alto nivel de recurso que tiene en España.

Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular 2017 [%]

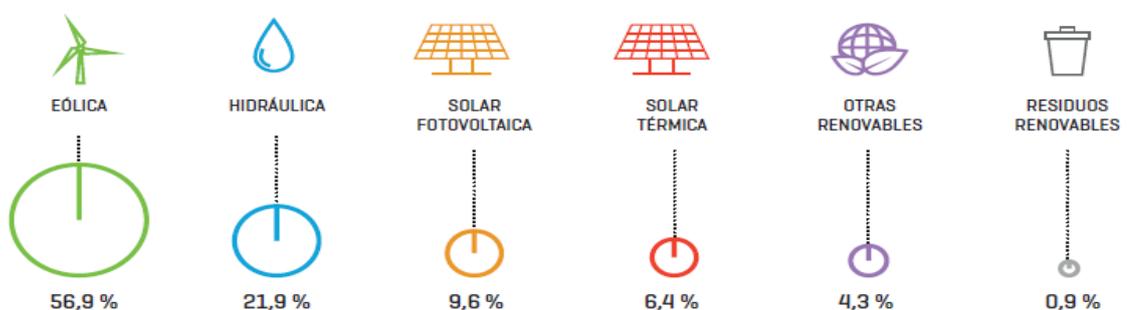


Figura 7: Mix energético de energías renovables en España (%) 2017. (Fuente: www.ree.es)

## 4.2 Marco para la Generación de Electricidad con EERR

La regulación del sector energético renovable en España sigue un esquema que parte principalmente de estas cuatro normas:

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto-Ley 9/2013, en el que se establecieron medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico.
- Ley 24/2013 de Sector Eléctrico, que fijó las bases para la regulación del régimen económico de las renovables.
- Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

La normativa referenciada se complementa con distintas órdenes, que regulan aspectos más específicos de la actividad:

- Orden 1045/2014, en la que se aprueban instalaciones tipo (ITs) y se establecen los parámetros retributivos de 2013-2016.
- Orden 1168/2014, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico.
- Orden 1344/2015, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden 1953/2015, por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden 2735/2015, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Orden 1209/2016, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2016 y se aprueba una instalación tipo y sus correspondientes parámetros retributivos.
- Orden 130/2017, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir

de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

- Orden 555/2017, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines.
- Orden 1046/2017, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2017, se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Orden 360/2018, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2018 y por la que se aprueba una instalación tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica.

Asimismo, cabe señalar que de manera paralela numerosas Comunidades Autónomas han desarrollado sus propias reglamentaciones.

En el presente caso, no se puede obviar la figura de la Agencia Andaluza de la Energía, encargada de desarrollar las políticas destinadas a optimizar el abastecimiento donde se ubica la planta fotovoltaica objeto del presente trabajo. Las competencias de la normativa estatal son totalmente complementarias a las de normativa autonómica; es decir, las leyes que emanan del Estado y las Leyes de las Comunidades Autónomas poseen el mismo rango y fuerza, por lo que además de la normativa Estatal anteriormente referenciada, serán de aplicación:

- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.
- Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.
- Decreto 2/2013, de 15 de enero, por el que se modifica el Decreto 169/2011, de 31 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la Eficiencia Energética en Andalucía.
- Orden por la que se regularizan las situaciones administrativas derivadas de la aplicación de las Órdenes en materia de priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica situaciones administrativas derivadas de la aplicación de las Órdenes en materia de priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica.
- Resolución de 26 de marzo de 2018, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se modifica la Instrucción Técnica Componente (ITC-FV-04) de la Orden de 26

de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.

#### **4.2.1 Puesta en marcha de una instalación fotovoltaica**

A continuación, se enumeran los pasos administrativos necesarios para la instalación de una planta fotovoltaica en España:

1. Solicitud Punto de Acceso. Para la cesión de la energía eléctrica generada por la planta solar fotovoltaica a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución.
2. Permisos Medioambientales, Urbanísticos, del Patrimonio Cultural, etc. En las instalaciones solares fotovoltaicas sobre terreno cuya potencia de producción sea superior a 3.500 kW son precisas la Declaración de Interés Comunitario y la Evaluación de Impacto Ambiental, de competencia de la Consejería de Medio Ambiente, Urbanismo y Vivienda.
3. Solicitud de autorización administrativa. Especialidades de aplicación, competencias y ejemplos de aplicación a instalaciones con tensión inferior o superior a 1 kW, según proceda.
4. Permiso municipal de Licencia de Obras. La instalación de sistemas de captación de energía solar en los diversos municipios estará sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de obra.
5. Aval y Depósito. A realizar en la Caja General de Depósitos de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma correspondiente, con el procedimiento específico que la misma tiene para ello y consignando aval.
6. Solicitud del Código de Actividad y Establecimiento C.A.E. (Impuesto especial de electricidad).
7. Permiso municipal de Licencia de Actividad. La instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios requiere la previa obtención de la licencia municipal de actividad.
8. Acta de puesta en servicio provisional para pruebas de la instalación. Otorgamiento de las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
9. Contrato (técnico/tipo) con la compañía distribuidora. Las compañías distribuidoras de energía eléctrica tienen la obligación legal de colaborar con este proceso.
10. Acta de puesta en servicio de la instalación. Otorgamiento de las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de

energía eléctrica en régimen especial que utilicen como energía primaria la energía solar o la biomasa.

11. Certificado emitido por el encargado de la lectura.

#### **4.2.2 Aspectos legales y regulatorios de los PPA**

Power Purchase Agreement, o más conocido por sus siglas “PPA”, es un contrato de compraventa de energía entre un productor y un consumidor. Uno de los objetivos del proyecto es abordar este aspecto, y aunque su incipiente desarrollo en España hace que existan todavía algunas barreras para su desarrollo, puede ser la forma que aporte menos riesgo y mayores beneficios tanto económicos como operativos a ambas partes implicadas en el proyecto.

La regulación de los contratos bilaterales en España se recoge en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y en el artículo 24 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

#### **4.2.3 Ventajas que ofrece un modelo PPA**

Las principales ventajas por las que se ha adoptado un modelo PPA para el desarrollo del proyecto son las siguientes:

- La desaladora puede garantizarse un precio de la energía en un determinado período que reduzca o minimice la volatilidad de precios que tiene el sistema eléctrico.
- Se minimiza el riesgo financiero, al asegurar flujos de ingresos predecibles y a largo plazo que sean más interesantes para las instituciones financieras.
- Mejora la imagen de las partes involucradas al desarrollar proyectos responsables con el medio ambiente.

##### **4.2.3.1 Estructuras de los PPA**

Existen tres grandes categorías dentro de las estructuras PPA:

1. Autoconsumo
2. Powershare (autoproducción compartida de energía)
3. Autosuministro

Tras analizar las tres, se ha optado por trabajar con un contrato de autosuministro por motivos que se expondrán más adelante en el presente documento. A continuación, se describen brevemente las tres categorías dentro de las estructuras PPA.

### **1. Autoconsumo**

La energía es transferida mediante una línea eléctrica directa y la planta productora puede estar fuera o dentro de la misma referencia catastral. Esta última está descartada debido a que la potencia a instalar necesita mayor espacio del disponible en la desaladora.

Se ha desestimado esta opción, además, por lo siguiente motivos:

1. El sujeto productor y consumidor debe ser el mismo o el que el segundo posea al menos el 25 % del primero.
2. Existe una limitación en el caso de que un tercero se conectara a la línea directa, esta habría de ser automáticamente cedida a la compañía distribuidora y por consiguiente parte del activo fijo.
3. Además, para estas líneas no aplican las disposiciones de declaración de utilidad pública de las que disfrutaban las distribuidoras, lo que obliga a negociar con los propietarios de los terrenos por los que deba transcurrir la línea. Esto acarrearía altos costes y complicaciones para desarrollar el proyecto.
4. Por último y más importante, en este tipo de suministro, según las disposiciones relativas al autoconsumo tipo II del Real Decreto de Autoconsumo 900/2015, la potencia instalada, no podrá ser superior a la contratada con el comercializador de la desaladora.

### **2. Powershare**

Consiste en la autoproducción compartida de energía, en la que cada participante invierte una cantidad de dinero en acciones energéticas en relación con la electricidad que utiliza anualmente. Se trata de un contrato a largo plazo y se garantiza que, al término de éste, la inversión será devuelta. La energía producida es facturada por esta comercializadora a precio de coste, en la proporción de la inversión a cada participante.

Este novedoso concepto, aunque con gran potencial, no es de utilidad en el presente caso debido a que únicamente se plantea un consumidor y, por consiguiente, se diseñará una planta fotovoltaica ad hoc para la desaladora de campo de Dalías, basada en las previsiones de consumo de ésta.

### **3. Autosuministro**

También llamado “Autoconsumo remoto” o “Autoconsumo off-site” se encuentra regulado por la Ley 24/2013 y por el Real Decreto 2019/1997.

El Autosuministro sigue el procedimiento de autorización de una instalación de producción conforme a la normativa sectorial: no hay límite en la capacidad de la instalación, la instalación

se conecta a la red de distribución/transporte (aguas arriba de la Caja General de Protección) y puede ubicarse en cualquier punto del Estado.

Debido a que la planta fotovoltaica no podrá satisfacer las necesidades energéticas de la desaladora en todo momento y, por consiguiente, en ciertas ocasiones será necesario el suministro energético por otra vía, se plantean las siguientes opciones:

- Adquirir su energía directamente en el Mercado de Producción. Esta opción será desechada debido a los altos costes operativos y a que aporta riesgo al ser el mercado muy volátil.
- Adquirir su energía mediante un representante en el Mercado de Producción, abonando un coste por dicho servicio.
- Contratar con una comercializadora en uno o varios períodos tarifarios.
- Contratar con una comercializadora la realización de un balance neto virtual.

#### 4.2.4 Tipos de PPA planteados

Se han barajado las siguientes 4 opciones para desarrollar la estructura de compraventa de energía del proyecto:

##### Caso 1: PPA físico indirecto mediante la figura de "Consumidor Directo a mercado"

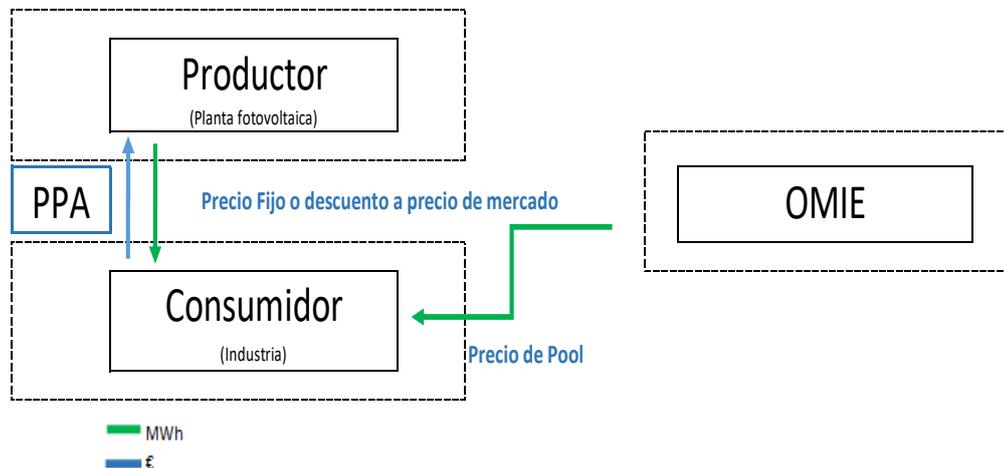


Figura 8: Esquema PPA físico indirecto con "Consumidor directo a mercado". (Fuente: elaboración propia)

Por este sistema el consumidor acuerda un precio directamente con el productor. De este modo se prescinde de la figura de la comercializadora en el PPA y la industria podría comprar la electricidad que no pueda ser suministrada por el productor directamente en el spot diario.

Para este tipo de PPA se debe establecer una habilitación frente REE y OMIE para poder operar, así como una dedicación exhaustiva en la operación continua. El ejercicio diario se basa en una correcta estimación de la demanda, aplicación de las estrategias de compra en cualquiera de los mercados y control de la facturación de OMIE (2 facturas al día), REE y distribuidoras.

**Caso 2: PPA físico indirecto**

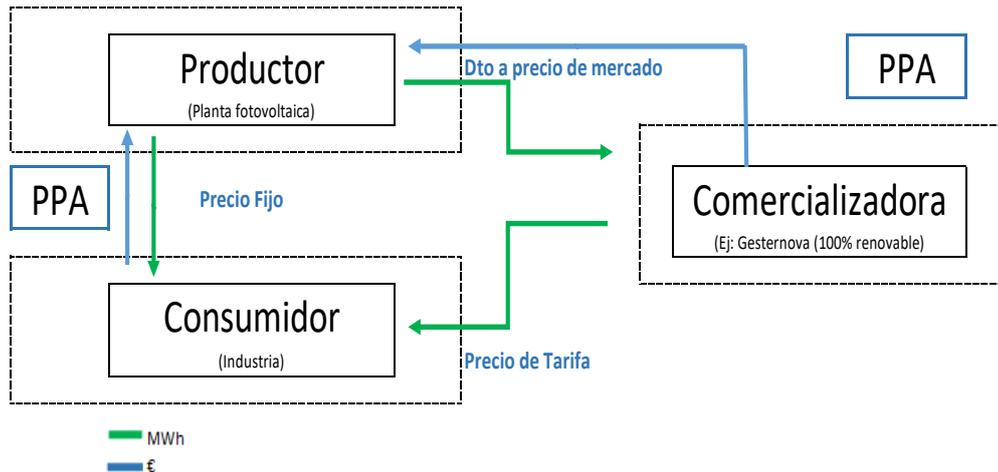


Figura 9: Esquema PPA físico indirecto. (Fuente: elaboración propia)

Se realizarían dos PPA:

- el primero de ellos con la comercializadora, para vender la energía sobrante de la planta fotovoltaica, lo más lógico sería a descuento sobre precio de mercado.
- el segundo PPA sería entre la industria y la planta fotovoltaica, a un precio pactado que suponga un ahorro con respecto al precio de tarifa de la comercializadora.

**Caso 3: PPA financiero**

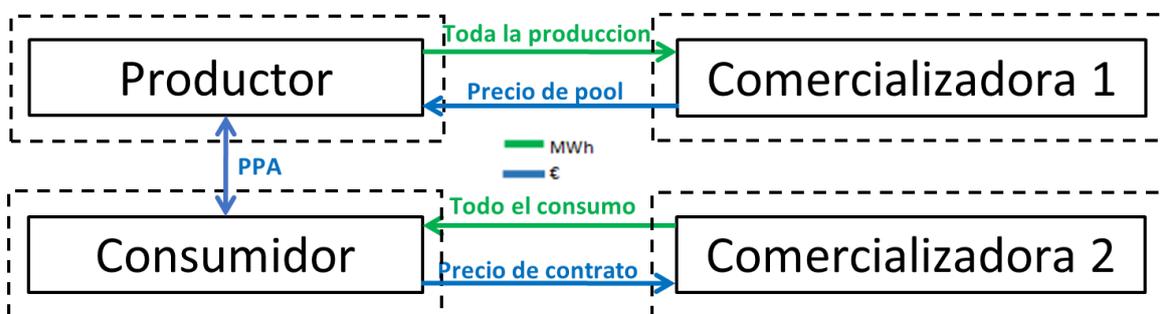


Figura 10: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia)

En este caso, el productor se conecta a la red y vende en el mercado a precio de tarifa. El consumidor se conecta también a la red y compra en el mercado a precio de tarifa.

La característica del PPA financiero es que productor y comprador acuerdan intercambiarse los beneficios, transformando el precio variable de la energía en el mercado, en precio fijo.

Si el consumidor en un mes determinado ha tenido un coste superior por el término de energía de su factura respecto del precio que pactó con el generador, este último deberá abonar la diferencia. Por ejemplo, si el precio del PPA es de 40 €/MWh y el coste del consumidor ha sido de 50 €/MWh, existirá un abono del generador al consumidor de 10 €/MWh. El generador por su parte habrá obtenido un ingreso en la venta a mercado de 50 €/MWh, por lo que ganará los 40 €/MWh netos, y el coste del consumidor, que recibe los 10 €/MWh, será los 40 €/MWh pactados en el PPA al haber recibido el abono de la diferencia.

En el caso contrario, si el consumidor en un mes determinado ha tenido un coste inferior por el término de energía de su factura respecto del precio que pactó con el generador, deberá abonar la diferencia al generador. Por ejemplo, si el precio del PPA es de 40 €/MWh y el coste del consumidor ha sido de 30 €/MWh, existirá un abono del consumidor al generador de 10 €/MWh. El coste por tanto del cliente será de 40 €/MWh por la suma de lo que ha pagado en factura más lo que debe abonar al generador. Mientras que el generador habrá ganado al verter su energía a la red 30 €/MWh por el precio de mercado más los 10 €/MWh que le abona el consumidor en base al PPA.

Como se puede ver, el PPA tendría un funcionamiento de cobertura para ambas partes y asegura los flujos de cobros y pagos (ingresos y costes) del negocio de cada uno de los contratantes.

Este caso es el más flexible, incluso permitiría que productor y consumidor tuvieran comercializadoras diferentes.

#### Caso 4: PPA a través de comercializadora

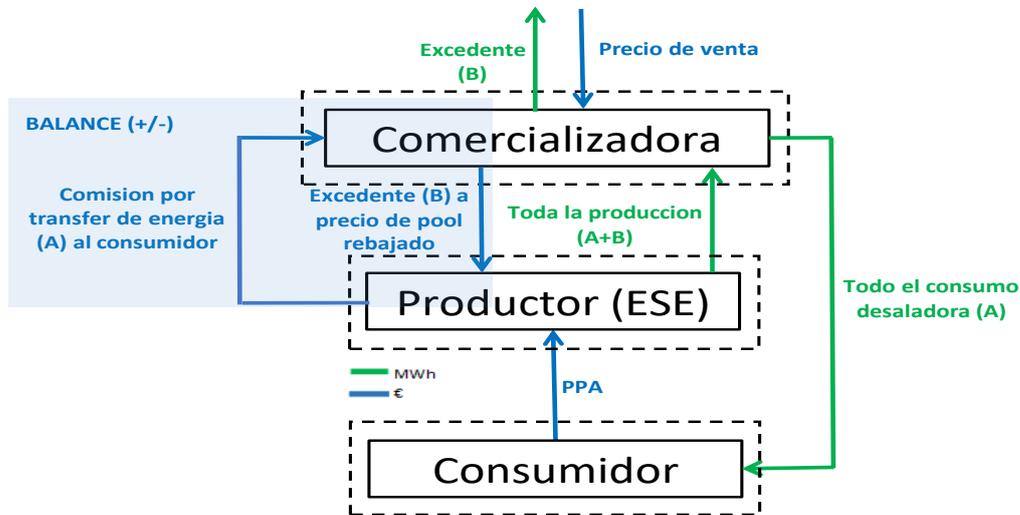


Figura 11: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia).

La planta fotovoltaica actuará como una Empresa de Servicios Energéticos (ESE), frente a la industria. Más adelante se calculará un precio fijo (€/MWh) al que se le facturará la energía a la industria. El objetivo será que este precio aporte un ahorro "X" en su factura energética anual.

Por otro lado, se acordará con una comercializadora un balance neto. Es decir, la energía que no sea capaz de producir la planta será comprada a la comercializadora para poder suministrar a la industria. Y la energía sobrante de la planta se cederá a la comercializadora, descontando la energía que habría que pagar de dirección inversa.

### 4.3 Mercado eléctrico y tipos de tarifas

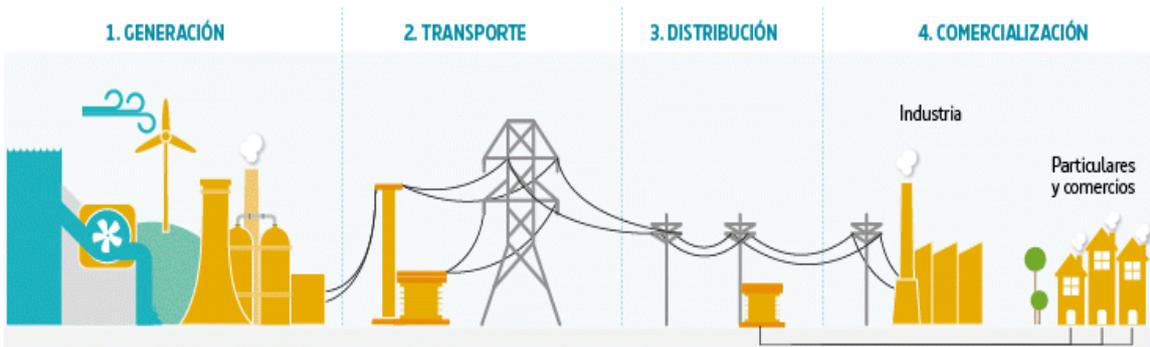
En este punto se explica brevemente cómo funciona el mercado eléctrico español y cuáles son los principales agentes que actúan en él, así como se genera el precio de la energía.

A partir de la entrada en vigor de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, tal y como podemos ver en la página web del Ministerio de Industria, el mercado eléctrico en nuestro país queda dividido en las siguientes actividades principales de la siguiente manera:

- Actividades reguladas:
  - Transporte: es la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de alta tensión desde los puntos de generación. Esta actividad es exclusiva de Red Eléctrica de España.
  - Distribución: es la transmisión de la electricidad de las redes a los puntos de consumo a través de las redes de media y baja tensión. Es una actividad regulada, aunque son

las empresas privadas las que la llevan a cabo, a las cuales se les reconoce un coste de distribución que los consumidores pagan en la factura.

- Actividades no reguladas:
  - Generación: es la producción de la energía eléctrica.
  - Comercialización: es la compra y la venta de la electricidad.



*Figura 12: Actividades principales del sistema eléctrico español. (Fuente: El periódico de la Energía).*

Una vez expuestas cuáles son las principales actividades del sector eléctrico, se pasa a comentar cuáles son los principales agentes que operan en este mercado, es decir, quienes se encargan de realizar la generación, el transporte, la distribución y la comercialización.

En el caso de la generación, hasta la reforma del mercado eléctrico realizada por el anterior ejecutivo con la Ley 24/2013, existían dos tipos de productores: los productores en régimen ordinario y los productores en régimen especial.

Los productores en régimen especial son aquellos que generan electricidad mediante el uso de energías renovables y de cogeneración, siempre que su potencia no supere los 50 MW. Los productores del régimen ordinario, por tanto, serían todos los demás.

En España las principales productoras de energía eléctrica tradicionalmente han sido Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.On, las cuales forman la asociación UNESA. Estas 5 empresas controlan casi el 70 % de la generación de energía eléctrica en España.

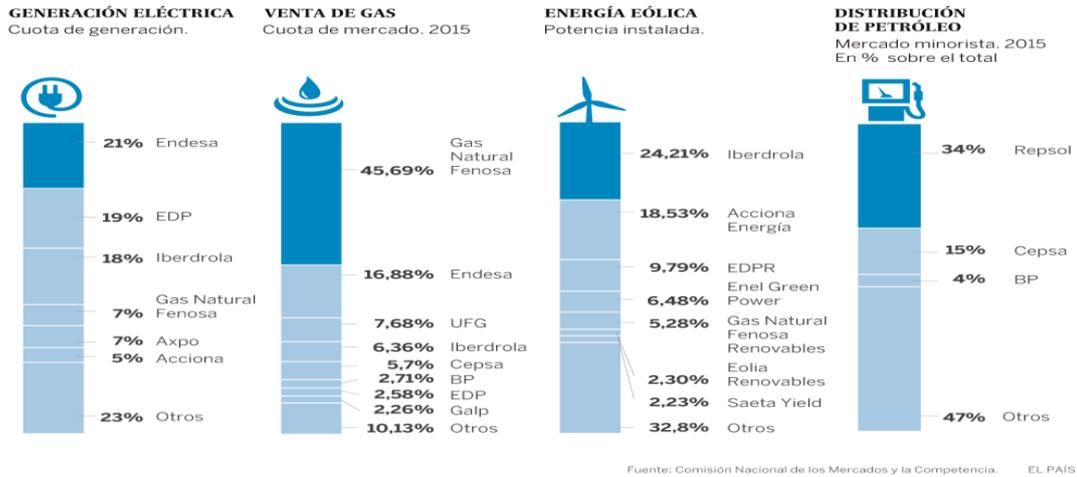


Figura 13: Informe sector energético 2015 de la CNMC (Fuente: El País)

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE AGENTES INVOLUCRADOS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO			
	1996	2013	
<b>Generación</b>	80 empresas <sup>1</sup> 580 autoprodutores, asociados a los diferentes sistemas <sup>2</sup>	Generadores en régimen ordinario	Grandes generadores (5) Otros (300)
<b>Distribución</b>	400 empresas <sup>3</sup>	Generadores en régimen especial	Eólica (41) Fotovoltaica (75) Otros (600)
<b>Transporte</b>	12 empresas <sup>4</sup>	340 empresas	
<b>Comercialización</b>	-	1 empresa (REE)	
<b>Otros</b>	-	260 empresas Gestores de carga (10) Operador del mercado (1) Otros	

<sup>1</sup> Entre ellas, las de mayor tamaño: Unión Fenosa, Iberdrola, E. Viesgo, ERZ, Hecea, H. Cantábrico, Enher, Fecsa, Sevillana.

<sup>2</sup> Sistemas de Iberdrola, Unión Fenosa, C. Sevillana, Fecsa, Enher, H. Cantábrico, E. Viesgo, E. R. Zaragoza.

<sup>3</sup> Entre ellas, las más importantes son las mismas que en el caso de las generadoras.

<sup>4</sup> Red Eléctrica de España, Unión Fenosa, Iberdrola, H. Cataluña, E. Viesgo, ERZ, H. Cantábrico, Enher, Fecsa, Sevillana, Unelco, Gesa.

Fuente: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, Cuadernos Orkestra núm. 10, 2015.

Figura 14: Informe sector eléctrico 2017 de la CSC. (Fuente: www.ces.es).

#### 4.3.1 El funcionamiento del mercado eléctrico español

El mercado de producción de energía eléctrica en la Península Ibérica se organiza en una secuencia de sucesivos mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos: mercados a plazo, mercados spot (diario e intra-diario), y mercado de servicios de ajuste.

En segundo lugar, hay que diferenciar el mercado mayorista del mercado minorista. En el mercado mayorista participan fundamentalmente los generadores, las comercializadoras y los consumidores cualificados. El mercado minorista es el que se establece entre las comercializadoras y los consumidores de pequeño tamaño, como las pequeñas empresas y los consumidores domésticos.

#### 4.3.1.1 El mercado mayorista

El Mercado de la Electricidad es el resultado de la integración de los mercados de electricidad. Supone un avance importante en la integración económica. OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español) gestiona el mercado spot de MIBEL, que comprenden un mercado diario y seis mercados intra-diarios. Por otra parte, OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués) gestiona el mercado de derivados de MIBEL.

##### Mercado Diario

En este mercado los productores de electricidad ofertan la cantidad de energía que ellos están dispuestos a generar al día siguiente y el precio al que están dispuestos a hacerlo. Por su parte las comercializadoras y los consumidores directos comunican la cantidad de electricidad que quieren y a los precios a los que estarían dispuestos a comprarla. De esta forma se consigue fijar la cantidad de energía eléctrica a generar/consumir.

Los precios de la electricidad en Europa se fijan diariamente (todos los días del año) a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente (24 ofertas de producción), en lo que se conoce como Mercado Diario. De la misma manera, los compradores deben hacer también ofertas de compra para cada hora, antes de dicha hora. A las 12:00 horas el operador del mercado ya tiene todas las ofertas de venta y de compra, por lo que pasa a ordenarlas en dos curvas: la curva de oferta agregada (donde están ordenadas todas las ofertas de forma ascendente) y la curva de la demanda agregada (donde están ordenadas todas las ofertas de compra de manera descendente). El punto de corte entre las dos curvas indica el precio de casación. Los tramos de las curvas que están a la izquierda de dicho punto son los tramos que han casado e indican el volumen de electricidad que debe producirse para cada hora.

El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo marginalista adoptado por la UE, en base al algoritmo aprobado para todos los mercados europeos (EUPHEMIA) y de aplicación actualmente, además de España y Portugal, en Alemania, Austria, Bélgica, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa y Rumania.

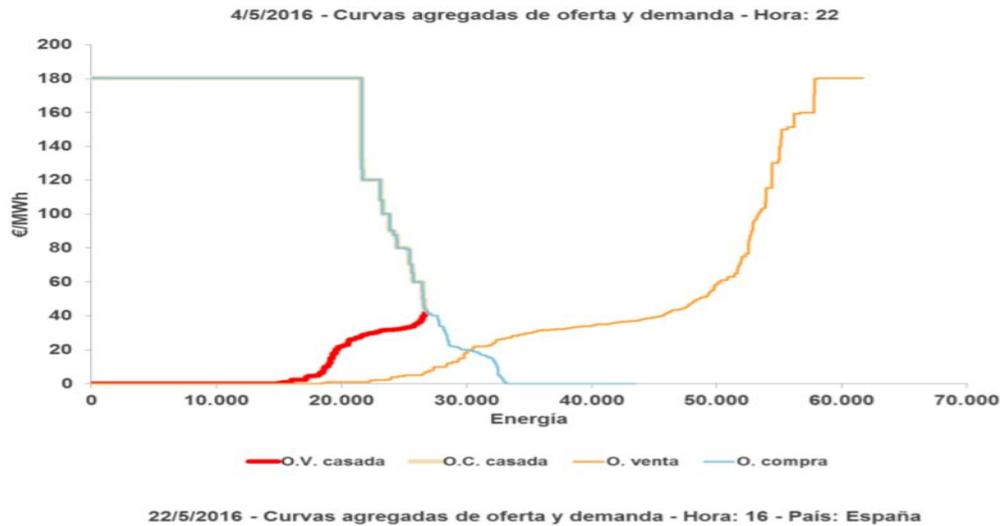


Figura 15: Ejemplo real de casación de oferta y demanda en el OMIE. (Fuente: web OMIE).

Se debe señalar que el precio que finalmente se paga a los productores es el precio de casación, independientemente de que estos realizaran sus ofertas a un precio menor o de que los compradores ofrecieran un precio mayor.

Es interesante señalar que las centrales nucleares suelen ofertar su energía a precio 0 €/MWh, asegurándose de esa forma la casación y dejando que sean otro tipo de energías las que, ofertando a precios mayores, acaben determinando el precio de casación (que será también el que se les pague a las nucleares, ya que el precio es igual para todos). La razón es que este tipo de energía es muy inflexible y ofertando a 0 €/MWh pueden producir sin tener que realizar variaciones, asegurándose así su casación en el mercado diario y la venta de su energía.

Además de la nuclear, suelen ofertar a precio 0 €/MWh cierto tipo de energías renovables, como la fotovoltaica y la eólica. Las razones en estos casos son que, al contrario de lo que ocurre con el gas o el petróleo, el Sol y el aire tienen un coste 0 y no se pueden almacenar. A este tipo de generadores les es más rentable vender la energía que pueden producir, a no hacerlo, ya que no pueden almacenar el viento o el Sol para otro momento, por lo que ofertan a 0 €/MWh para asegurarse la casación, recibiendo luego el precio de casación que resulte que será superior a 0 €/MWh.

También es importante señalar que hay ciertas incidencias que pueden provocar que las curvas de oferta y demanda sufran ciertas modificaciones. Esto se da cuando se produce el Market Splitting (se sobrepasa la capacidad de interconexión de los mercados español y portugués, pasando a separarse ambos y a resolverse de forma independiente), desplazándose la demanda a la derecha o cuando no se cumplen las condiciones complejas (las ofertas pueden estar condicionadas por una

serie de causas, como ingresos mínimos, condición de indivisibilidad o gradiente de carga), desplazándose la oferta a la izquierda.

#### Mercado Intra-diario

Que lo que se ha pactado en el mercado diario se cumpla a rajatabla es bastante raro. Siempre suele haber una serie de desajustes. Por ejemplo, si aumentara el viento, los generadores eólicos podrían ofertar más; por otro lado, puede darse el caso de que un generador haya tenido algún problema y no pueda proveer toda la energía que ha pactado. Por ese motivo, con el objetivo de que los participantes puedan adaptarse a esos desajustes, se crea el mercado intra-diario.

Este mercado está compuesto por 6 sesiones, en cada una de las cuales, los participantes, y solamente los participantes en el mercado diario, pueden hacer ofertas de venta o de compra con independencia de si son productores o compradores. De esta forma una comercializadora que haya comprado demasiado puede vender parte de lo que ha comprado reduciendo así la cantidad total adquirida.

En cada una de estas sesiones se establecerá un precio de casación y una cantidad de energía a generar, de tal forma que el resultado final se alcanzará sumando el resultado del mercado diario y los obtenidos en las diferentes sesiones del mercado intra-diario.

Además del Mercado Ibérico de Energía, también se pueden establecer contratos bilaterales que queden al margen del mercado, donde un productor y un consumidor acuerden bilateralmente la potencia y los precios y subastas reguladas.

Por otro lado, también existen unos mercados directamente controlados por la Red Eléctrica de España cuyo objetivo es que se mantenga la identidad instantánea entre generación de electricidad y consumo de ésta.

#### **4.3.1.2 El mercado minorista**

El mercado minorista es aquel en el que participan las comercializadoras de energía que venden la misma a los pequeños consumidores (consumidores domésticos y pequeñas empresas). Ahora bien, en este tipo de mercado caben dos opciones: que los consumidores tengan un contrato con una de las comercializadoras de libre mercado o que estén sujetos a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

En la actualidad la gran mayoría de los hogares españoles, unos 16 millones, están sujetos a la TUR, frente a unos 9,3 millones que se han decantado por firmar un contrato con las comercializadoras de libre mercado.

Si un consumidor tiene un contrato con una de las comercializadoras de libre mercado, la tarifa que pagará será la que se pacte entre ambos. Hay que tener en cuenta que si bien para la comercializadora el precio de la electricidad varía de una hora a otra en función de los resultados del mercado mayorista, el precio que se establece para el consumidor suele ser constante durante un cierto período de tiempo. Por esa razón, la comercializadora deberá tener la cuenta de los diferentes precios de tal forma que genere un precio medio que le permita obtener beneficio.

Si el consumidor está sujeto a la Tarifa de Último Recurso, esto implica que el consumidor tendrá un contrato con una comercializadora de último recurso que le suministrará la electricidad a los precios fijados. Las comercializadoras de último recurso son nombradas por el Ministerio de Industria.

Actualmente dichas comercializadoras, como se puede ver en la página web del Ministerio de Industria, son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.On, las cinco eléctricas que forman la patronal UNESA. Dentro de esta tarifa TUR existen dos modalidades: la tarifa sin discriminación horaria y la tarifa con discriminación horaria.

Hay que apuntar que no todo el mundo que quiera puede acogerse a la TUR. Para ello es necesario tener una potencia contratada de menos de 10 kW, de tal forma que si se tiene una potencia mayor (normalmente PYMES) es obligatorio tener un contrato con las comercializadoras del mercado libre.

Para determinar la TUR se tomaba como referencia, hasta la reforma del mercado eléctrico del año 2013, el resultado de las subastas CESUR (Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso). Estas subastas se celebran de forma trimestral y en ellas puede participar aquellas entidades que hayan sido declaradas aptas para participar.

Para haber sido declaradas aptas es necesario seguir una serie de fases en las que los agentes que quieran participar deben solicitar dicha participación y un comité de expertos dictaminará, en función de si se cumple con los requisitos mínimos (técnicos, financieros y administrativos), sobre la aptitud del agente. Además, es importante añadir que los participantes de estas subastas no tienen por qué ser a generadores, pudiendo ser por ejemplo entidades financieras.

#### **4.3.1.3 Ley 24/2013 del Sector Eléctrico**

La reforma más importante que se ha realizado hasta la fecha es la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que prácticamente deroga la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Si bien Ley 54/1997 había servido para llevar a cabo la liberalización del mercado eléctrico, adolecía de una serie de problemas que impedían el equilibrio del sistema a largo plazo, causando el llamado déficit tarifario (a 31 de diciembre de 2015 asciende a 25.056 millones de euros).

Este hecho llevó a una situación en la cual se realizaron múltiples modificaciones, lo cual llevó a una gran dispersión normativa. Por estas razones se considera que existe la necesidad de una reforma global del sector, para lo que el 26 de diciembre del año 2013 se aprueba la Ley 24/2013, que nace con el objeto de “establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”.

Una de las novedades más importantes es la inclusión de un principio rector de sostenibilidad económica del sector. Dicho principio establece que el déficit, en caso de producirse, no podrá superar el 2 % de los ingresos previstos para ese año. Además, la deuda acumulada no podrá superar el 5 % de dichos ingresos. Si estas cifras se vieran superadas se produciría una revisión automática de los cargos y peajes. Si, por el contrario, en lugar de déficit hubiera superávit, este se destinará a pagar la deuda de años anteriores, no pudiendo reducirse los costes y peajes mientras exista esa deuda.

Otra de las principales reformas de esta ley es la modificación de la TUR. Lo que hasta el momento se conocía como Tarifa de Último Recurso pasa a llamarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Por su parte las comercializadoras de último recurso pasan a ser conocidas como comercializadoras de referencia. El termino TUR pasa a referirse solamente a dos tipos concretos de consumidores, aquellos que tienen la categoría de vulnerables (la TUR sería el PVPC menos una bonificación social) y aquellos que sin tener derecho al PVPC no tengan un contrato con una comercializadora de mercado libre (la TUR sería el PVPC más un recargo).

También establece una diferencia entre peajes y cargos, siendo los primeros aquellas cantidades que se dedican a pagar los costes de distribución y transporte y los segundos las cantidades que se destinan a cubrir otros “aspectos regulados del sistema”. Se establece además que los peajes y cargos serán idénticos en todo el territorio nacional.

Otra de las reformas importantes que establece la Ley 24/2013 es la que afecta al autoconsumo. Por un lado, se establece la obligación de que todos los consumidores que estén acogidos a las modalidades de autoconsumo deben registrar en un registro de autoconsumo creado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Por otro lado, se establece que aquellos consumidores que estén acogidos a las modalidades de autoconsumo deben, cuando estén conectados total o parcialmente, “pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema” que los consumidores que no están acogidos al autoconsumo.

Por último, también se encuentra entre las principales novedades la reforma del régimen especial. Los términos régimen ordinario y régimen especial se eliminan, de tal forma que todas las instalaciones estarán sometidas a una misma normativa unitaria. Además, todas las unidades, salvo algunas excepciones del artículo 25, tienen la obligación de realizar ofertas al mercado.

Sobre las antiguas actividades englobadas en el régimen especial, la Ley 24/2013 recoge en su artículo 14.7 que el Gobierno, de forma excepcional, podrá establecer un “régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos”. Por lo tanto, los productores del régimen especial ya no tienen un derecho a una retribución adicional, sino que es una facultad discrecional del Gobierno.

#### **4.3.1.4 Nueva forma de cálculo del PVPC.**

El día 19 de diciembre del año 2013, se celebró la subasta CESUR número XXV. El resultado de dicha subasta fue un aumento del precio de la energía de un 26,5 %, lo que suponía un aumento del precio de la electricidad del primer cuatrimestre de 2014 de más de un 11 %. Ante una subida tan alta como ésta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizó una investigación que concluyó que se habían realizado una serie de extraños movimientos que podían haber alterado el suceso de ésta (por ejemplo, la subasta terminó en la ronda 7 cuando hasta la fecha nunca había terminado antes de la 12). Así pues, se procedió a la anulación de la subasta y el Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda, emitió la Resolución de 20 de diciembre de 2013, por la cual el precio determinado en la CESUR no debía ser tenido en cuenta.

Ante esta situación, el Gobierno decidió fijar una subida del 2,3 % con carácter provisional, de tal forma que si la subida del precio medio del primer cuatrimestre de 2014 resultaba inferior a dicha cantidad se debería devolver el dinero a los consumidores, pero si la cantidad fuera superior entonces serían los consumidores los que soportarían dicho recargo.

Los problemas de la subasta CESUR XXV terminaron de convencer al Gobierno de que era necesario buscar otro sistema para la fijación del precio voluntario al pequeño consumidor (antes TUR). Así pues, en febrero de 2015, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria López, anunciaba la eliminación de las subastas CESUR. En su lugar, la fijación del PVPC vendría marcado por los resultados del mercado mayorista.

Para poder llevar a cabo este tipo de fijación de precios es necesario que todos los consumidores tengan en su casa un contador inteligente, es decir, capaz de contabilizar los distintos precios de la luz para las diferentes horas del día. En la actualidad, la mayoría de los hogares no poseen este tipo de contador, que es obligatorio desde 2018, por lo que se les aplicaría el precio promedio a los meses de facturación, de tal manera que no se distinguiría por horas.

#### **4.3.2 El recibo de la factura eléctrica**

En este punto se explica el precio real que los consumidores pagan por la electricidad, así como los diferentes elementos que lo configuran.

Lo primero que se debe decir, es que el precio de la electricidad del que se hablaba en el epígrafe anterior no es el precio final que los consumidores pagan en su recibo, sino que al mismo se le deben añadir una serie de partidas complementarias que provocan que dicho precio aumente de forma significativa, hasta el punto de que representen un porcentaje mayor del precio final que el precio de la energía en sí mismo. Así pues, podemos dividir el recibo de la electricidad en dos partes:

- La parte de mercado: es la parte que tiene que ver con el consumo de la energía. La cantidad que se debe pagar dependerá del consumo y de los precios que se han obtenido en el mercado de la forma antes explicada en el epígrafe anterior. Así pues, a mayor consumo mayor será la factura que se tendrá que pagar.
- La parte regulada: es la parte en la que se establecen una serie de partidas, comúnmente conocidas como peajes, que se suman a la componente de mercado y que provocan el aumento del precio final. Normalmente tienen como objetivo financiar una serie de costes del mercado eléctrico o unas primas a las compañías eléctricas.

Además del transporte y la distribución, ya explicados anteriormente, hay una serie de factores que determinan el precio del recibo de la electricidad y que a continuación serán explicados.

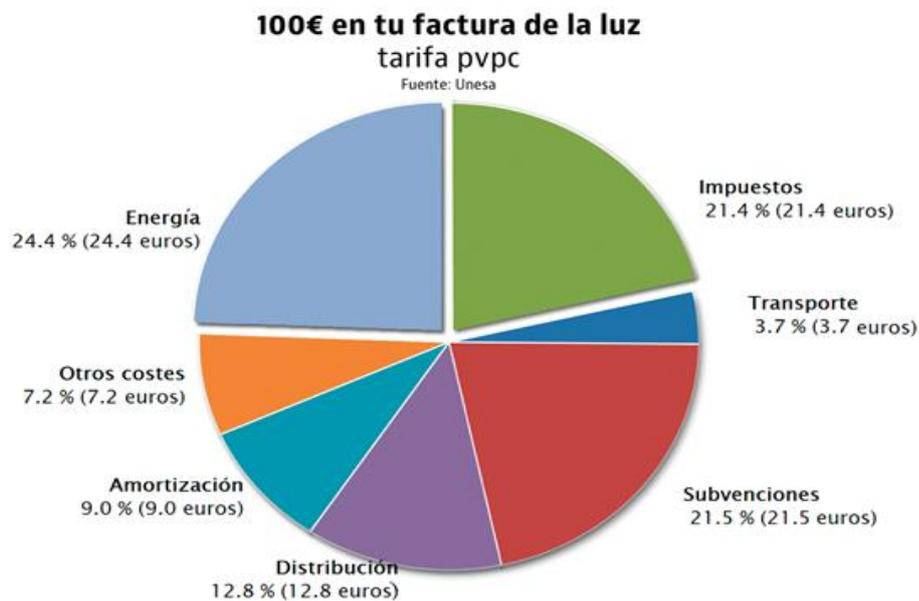


Figura 16: Desglose de elementos que componen cálculo del precio electricidad en España. (Fuente: Unesa).

### Primas del régimen especial

Bajo la denominación de primas del régimen especial se aglutinan las subvenciones que reciben los productores del régimen especial, aquellos que generan con instalaciones de una potencia menor a 50 MW y que utilizan como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas

otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

#### Compensación a la producción extra-peninsular

Esta partida busca compensar los mayores costes de producción de electricidad que se producen en los territorios extra-peninsulares. Estos sistemas, conocidos como Sistemas Eléctricos Insulares y Extra-peninsulares (SEIS), son los siguientes: el sistema Mallorca-Menorca, Ibiza-Formentera, Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura, El Hierro, La Gomera, La Palma, Ceuta y Melilla.

#### Costes relacionados con la industria nuclear

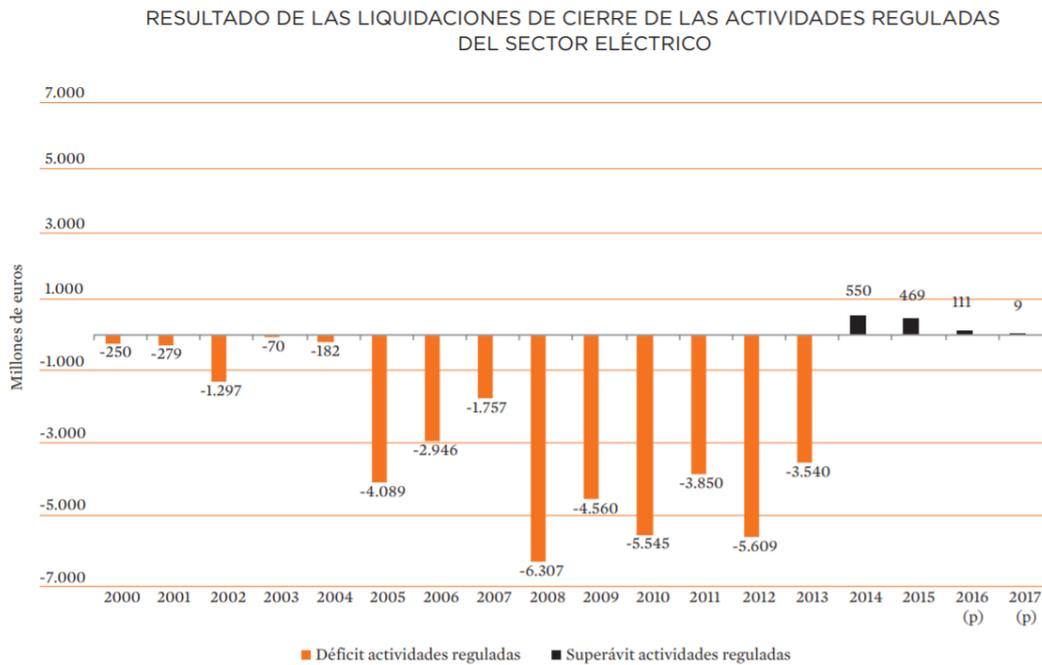
En estos costes se incluyen principalmente dos partidas: la moratoria nuclear y la segunda parte del ciclo de combustible nuclear.

Por un lado, la segunda parte del ciclo de combustible nuclear se refiere a los costes de tratamiento que requieren los residuos radiactivos.

Por otro lado, el coste asociado a la moratoria nuclear es un coste que responde fundamentalmente a razones de política energética. En el año 1983 se diseña el Plan Energético Nacional de 1983 (PEN-83) que fue aprobado definitivamente en 1984. En este plan energético se establecía la llamada moratoria nuclear, por la cual se paralizaba durante un período de tiempo la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía nuclear, pero no afectaba en principio a las ya activas. Concretamente se debían de paralizar 5 de las centrales que se habían proyectado.

#### Déficit tarifario

El déficit tarifario comienza a producirse en el año 2000 por motivos de política energética. El objetivo del Gobierno de aquel momento era evitar que los aumentos en los costes de las compañías eléctricas se trasladaran a los consumidores, por esa razón se ideó un sistema por el cual las eléctricas ingresaban una cantidad por su actividad inferior a los costes, de tal forma que esa diferencia se convertía en deuda que se debía pagar, con sus respectivos intereses, en el futuro. Este sistema se siguió aplicando hasta alcanzar una cifra de 26 000 millones de euros en el año 2012, debido a que, pese a que los precios de la factura eléctrica aumentaran año a año, seguían sin ser suficientes para cubrir los costes.



*Figura 17: Evolución del déficit tarifario en España desde su aparición. (Fuente: CNMC, informe sector eléctrico 2017).*

El origen de este déficit tarifario se puede producir por varias razones. Una primera razón podría ser que, efectivamente, los consumidores estén pagando por la energía eléctrica un precio inferior de lo que cuesta producirla.

Otra de las razones es que exista un exceso de retribución del parque de generación. En relación con esta opción la Comisión Europea afirmó en 2012 que la falta de competencia en el sector había llevado a que se otorgara una compensación excesiva a algunas instalaciones que había contribuido a que se formara el déficit tarifario. Se refiere sobre todo a centrales nucleares e hidroeléctricas, ya completamente amortizadas, que debido a que la regulación existente no tiene en cuenta los distintos costes que poseen las distintas tecnologías y el hecho de que los precios por kWh son los mismos sea cual sea la tecnología, acaban siendo retribuidas en exceso por los pagos regulados vigentes alta 1997 y los altos precios que hubo a partir de entonces.

La tercera razón es, que existan costes ineficientes que se podrían eliminar. Alguno de estos costes, pueden ser los pagos por capacidad, la asignación de los derechos de CO<sub>2</sub> de forma gratuita o los sobrecostes que se producen por la determinación de la TUR mediante el CESUR.

### Conclusión

Si al precio de la energía se le suman los costes de transporte y de distribución se obtiene que el suministro de energía implica, aproximadamente, el 50 % del total del recibo. Por tanto, se puede decir que el 50 % del recibo de la electricidad que pagan los usuarios lo conforman los impuestos,

las primas a renovables y otras partidas como la moratoria nuclear, los costes por extra-peninsularidad, las anualidades del déficit, etc.

En conclusión, se puede afirmar que más de la mitad de lo que un hogar medio paga en su recibo eléctrico no responde al consumo de energía, sino a una serie de partidas o peajes que se añaden al mismo. Además, muchas de esas partidas o costes no tienen que ver con auténticos costes de suministro (como podría ser por ejemplo ser el transporte) sino que responden principalmente a decisiones de política energética o fiscal.

#### **4.4 Legislación ambiental para proyectos de EERR**

La evaluación ambiental resulta indispensable para la protección del medio ambiente.

En España este aspecto está regulado por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental (BOE-A-2013-12913). Esta ley establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible.

Esta planta fotovoltaica será objeto de una evaluación de impacto ambiental ordinaria ya que, según la citada ley, pertenecería al “grupo 3: Industria energética”:

- j) Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie.

No obstante, debido a que se trata de un proyecto de carácter formativo y la evaluación del impacto ambiental no es el principal objetivo de aprendizaje, sólo se mencionarán algunos aspectos generales importantes sobre su hipotético estudio, el cual estaría encargado a una compañía especializada en la generación de este tipo de estudios.

##### **4.4.1 Impacto Ambiental de la instalación y su operación**

Por lo general el impacto ambiental de las instalaciones y los elementos que constituyen las plantas fotovoltaicas apenas tienen incidencias ambientales directas.

Conviene mencionar los siguientes aspectos:

- Emisiones de gases a la atmósfera: el funcionamiento de las plantas fotovoltaicas no aporta ninguna emisión de gases a la atmósfera de forma directa.
- Impacto sobre el ecosistema, la flora y la fauna: se ha escogido un terreno desprovisto de vegetación y fauna, por lo que el impacto se ha visto minimizado y es prácticamente nulo.
- Ruido: el funcionamiento de un parque fotovoltaico no genera ningún tipo de ruido.

- Residuos: la operación de la planta no genera ningún tipo de residuo ni existen vertidos al sistema de saneamiento.
- Visual: la parcela elegida para la construcción del parque está ubicada en una zona de escaso valor paisajístico y tampoco está enmarcada dentro de la red de espacios naturales protegidos denominada Red Natura 2000.

#### 4.4.2 Impacto Ambiental durante el proceso de construcción

El impacto ambiental en la fase de construcción se divide en dos partes, en la preparación del terreno y en la fase de montaje de la planta.

##### Preparación del terreno

El desbroce, la limpieza, nivelación y compactación del terreno, el hormigonado de los pilotes, y la apertura de fosos y zanjas serían los únicos impactos producidos por estas actividades, estarían relacionados con el levantamiento de polvo en suspensión o los gases de escape de la maquinaria utilizada.

Se debe asegurar un correcto mantenimiento de la maquinaria a utilizar y un uso correcto de la misma. Por otro lado, para evitar el exceso de levantamiento de mucho polvo en suspensión, se puede recurrir a la humectación del terreno.

##### Fase de montaje

Se debe prestar especial atención en el reciclaje de los envases de módulos, cables, inversores y demás material previsto para la fabricación de la planta.

#### 4.4.3 Desmantelamiento de la planta

Tras haber concluido el período de actividad de la central fotovoltaica, el cual en general suele ser mayor de 25 años, se procede a la retirada de los elementos que la componen para dejar el terreno tal y como estaba antes de llevar a cabo el proyecto.

- Módulos fotovoltaicos: están formados por silicio, aluminio, materiales poliméricos y cristal.
- Silicio: se vendería a una empresa para reprocesarlo por fundición para su utilidad en una posterior aplicación.
- Aluminio: se vendería a una empresa certificada.
- Materiales poliméricos: tratados en una planta de reciclaje.
- Estructura soporte: al igual que con los marcos de los módulos fotovoltaicos, una empresa certificada se encargará de su reciclaje.

- Pilotes de Hormigón: deberán ser tratados conforme a lo que establece la legislación vigente, en concreto el Real Decreto 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (RCD). Se separará la armadura metálica del hormigón y ésta se llevará a una planta de tratamiento de residuos no peligrosos. Por otro lado, el hormigón deberá ser llevado a una planta de reciclaje de RCD.
- Cableado: las partes poliméricas se llevarán a una planta de reciclaje, mientras que los conductores de aluminio y cobre serán gestionados como chatarra. En caso de que se encontrasen en buen estado, pueden ser reprocesados por fundición.
- Inversor: su retirada la debe realizar una empresa especializada, ya que sus componentes electrónicos son muy útiles y deben ser reprocesados.
- Centro de Transformación: deben ser gestionados mediante una empresa especializada ya que estos contienen elementos contaminantes, entre los que se encuentran el SF<sub>6</sub> de las celdas de Media Tensión y el aceite del transformador.

Por tanto, el impacto ambiental es prácticamente nulo puesto que prácticamente la totalidad de los elementos de un parque fotovoltaico pueden ser reutilizados o reciclados.

## 5 ANÁLISIS DE DEMANDA ENERGÉTICA DE LA DESALADORA

### 5.1 Descripción del consumidor

Con una capacidad de tratamiento de 97 200 m<sup>3</sup> al día, la instalación desaladora de agua de mar del Campo de Dalías, en la provincia de Almería, es una de las desaladoras más grandes de Europa.

Este proyecto, impulsado por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente a través de Acuamed ha supuesto una inversión de 130 millones de euros que permiten la producción de agua para abastecer a 300 000 habitantes y 8000 hectáreas de regadío del poniente almeriense.

El proyecto ha sido liderado por la filial española de Veolia Water Technologies como parte integrante de la UTE Campo Dalías. Veolia también asumirá la operación de la planta, junto con sus socios de UTE, durante 15 años.

CUADRO TÉCNICO	
Situación actual	En construcción
Producción máxima	98.664 m <sup>3</sup> /día
Población beneficiada	300.000 habitantes
Hectáreas de regadío beneficiadas	8.000
Proceso de desalación	Osmosis Inversa
Nº de bastidores de Osmosis Inversa	6
Nº de trenes de alta presión	6
Tipo de captación	TOMA ABIERTA
Bombeo agua desalada	6+1/ 675 m <sup>3</sup> /h
Configuración del pretratamiento	2 etapas de Filtros de Arena en + 1 de filtro cartucho
Configuración de los racks de OI	Membrana 8' arollamiento en espiral. Tubos de 7 membranas. 233 tubos/bastidor en 1º paso 72 tubos/bastidor en 2º paso
Configuración del postratamiento	Lechada de cal con saturador de cal + CO2 +hipoclorito
Conducción de impulsión	Conducción: en impulsión 5.028 m y en gravedad 32.606 m. Total: 37.634 metros
Conducción de vertido	2.510 m
Depósito regulador	25.000 m <sup>3</sup>
Potencia total instalada	24.730,36 Kw
Plazo de la concesión	15 años
Inversión realizada	23 millones de euros certificados hasta la fecha
Financiación de fondos europeos	9,7 millones de euros
Inversión	
Planta desaladora	80 millones euros
Tuberías de distribución	39 millones euros
Capacidad de distribución	
Metros cúbicos por día	97.200 m <sup>3</sup> /día
Hectómetros cúbicos por año	30,1 Hm <sup>3</sup> /año
Datos Energéticos	
Potencia eléctrica (kw)	31.000 kW
Voltaje (kv)	66 kv
Consumo de energía específico	4 kWh/m <sup>3</sup> // 5,17 kWh/m <sup>3</sup> con B.A.G.P.
Inversión	190,70 millones de euros.

Figura 18: Cuadro técnico de la desaladora del campo de Dalías. (Fuente: web Acuamed).

## 5.2 Análisis de las curvas de demanda energética

Aunque actualmente la planta no se encuentra desalando agua de mar a su capacidad nominal, las distintas fuentes consultadas informan que en 2019 la planta sí trabajará a su capacidad nominal de desalación: 30,1 Hm<sup>3</sup>/año. Por lo tanto, aunque los consumos facilitados por la planta corresponden a una capacidad de desalación notablemente menor, se han estimado unas curvas de consumo para su desalación a capacidad nominal, siempre teniendo en cuenta la información facilitada por Acuamed y Veolia.

La empresa estatal Acuamed adquirió mediante licitación pública un paquete de energía de 1,2 TWh para los próximos 5 años, a cambio de 77 500 000 € con la empresa comercializadora actual.

De esta cantidad, el 11 % corresponde a la tarifa de alta tensión 6.2, el 59 % corresponde a la tarifa 6.3 de alta tensión, el 22 % corresponde a la tarifa 6.4 de alta tensión y el 8 % restante a la tarifa 6.1 y a baja tensión.

Además, a esta cantidad hay que sumarle los peajes de acceso ATR (acceso de terceros a la red), siendo el precio final de la energía:

- Potencia: ATR regulado
- Energía: ATR (regulado) + precio comercializadora
- Todo ello hay que añadirle el impuesto eléctrico (IE)

Según las fuentes consultadas, la planta tiene una tarifa de conexión 6.2 ( $\geq 36$  KV < 72 KV) y sus períodos horarios son los siguientes:

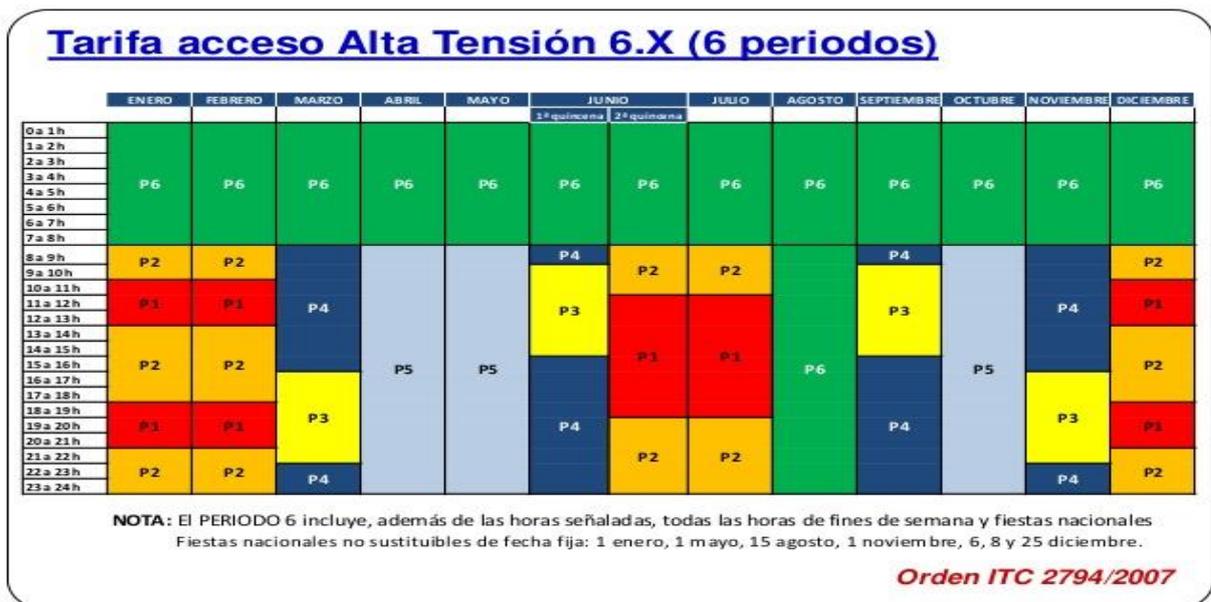


Figura 19: Discriminación horaria en las tarifas 6.0. (Fuente: EDP).

TARIFA 6.2 ( $\geq 36$ KV y $< 72$ kV)					
TP €/kW y año		$\Delta$ (*)	TE €/kWh		$\Delta$ (*)
P1	22,158348	0,00%	P1	0,015587	0,00%
P2	11,088763		P2	0,011641	
P3	8,115134		P3	0,006204	
P4	8,115134		P4	0,003087	
P5	8,115134		P5	0,001993	
P6	3,702649		P6	0,001247	

Figura 20: Términos de potencia y energía de la tarifa 6.2. (Fuente: Endesa).

Según las fuentes consultadas, se sabe que la planta opera actualmente buscando la optimización de costes. Es por esta razón que se desala más agua los sábados, domingos y festivos, así como en horas valle (00:00 - 08:00), ya que es el período con menor coste. Según todo esto, tenemos los siguientes perfiles de consumo, según la época del año:

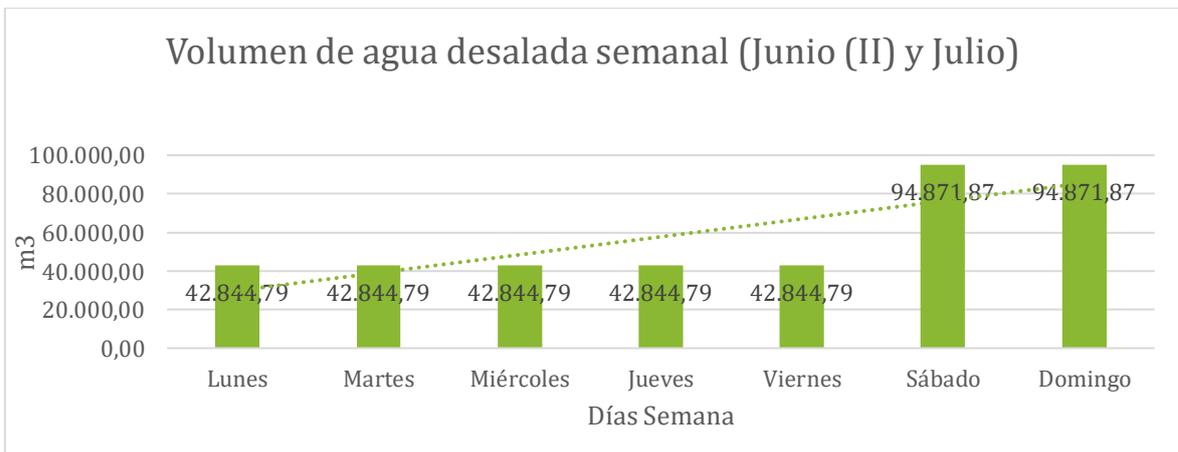


Figura 21: Volumen de agua desalada Junio (2ª quincena) y Julio. (Fuente: elaboración propia).

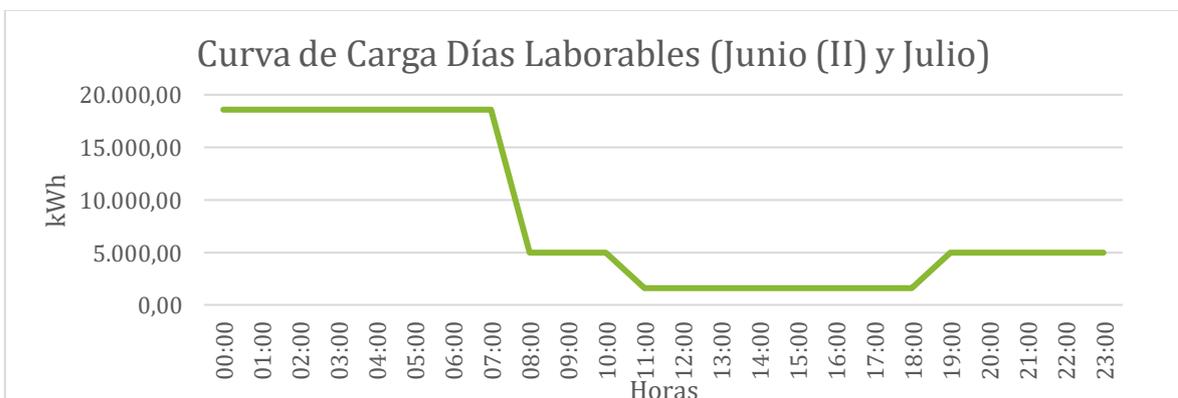
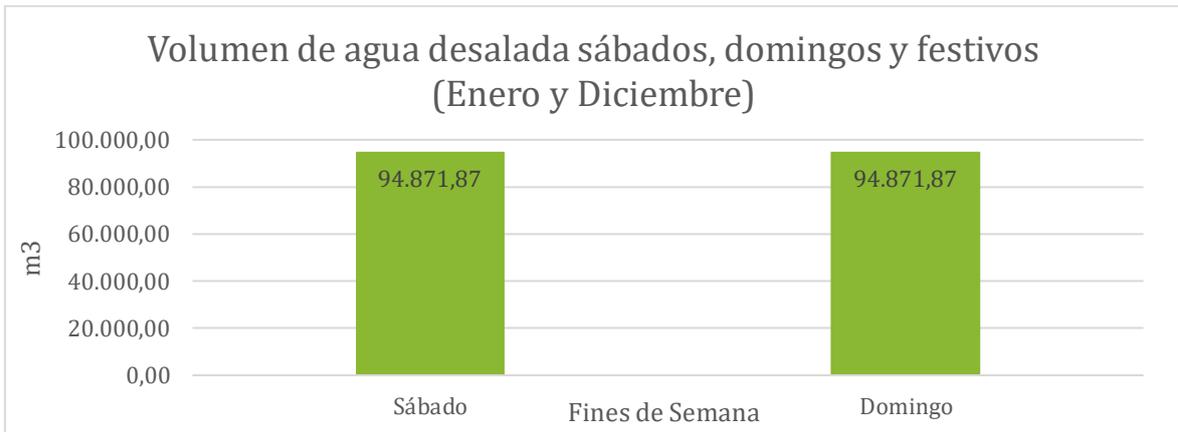


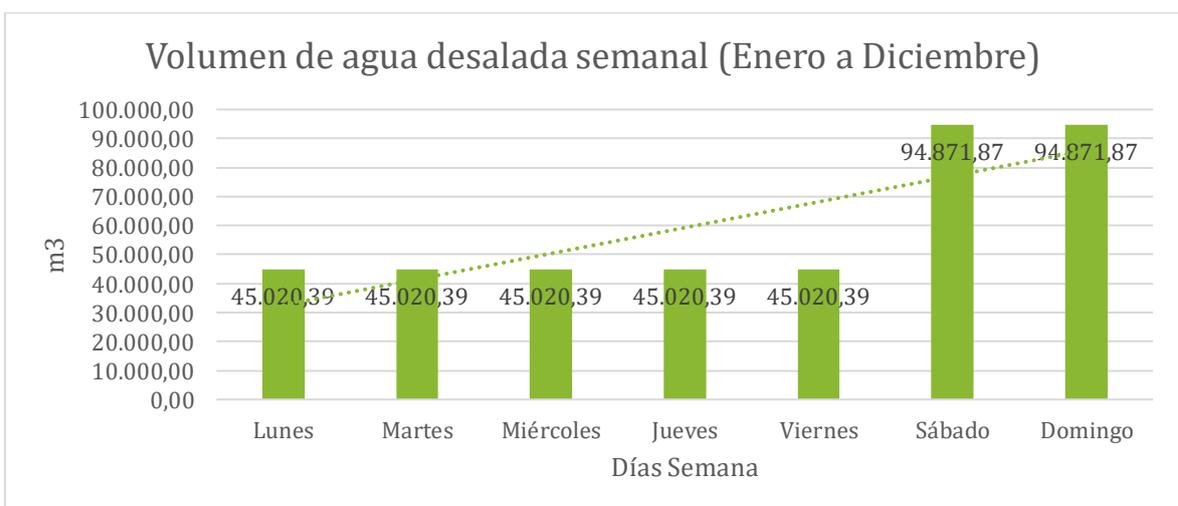
Figura 22: Perfil de consumo en Junio (2ª quincena) y Julio. (Fuente: elaboración propia).



**Figura 23:** Volumen de agua desalada durante sábados y domingos. (Fuente: elaboración propia).



**Figura 24:** Perfil de consumo en sábados, domingos y festivos. (Fuente: elaboración propia).



**Figura 25:** Volumen de agua desalada en días laborables durante los meses de enero y diciembre. (Fuente: elaboración propia).



Figura 26: Perfil de consumo en sábados, domingos y festivos. (Fuente: elaboración propia).

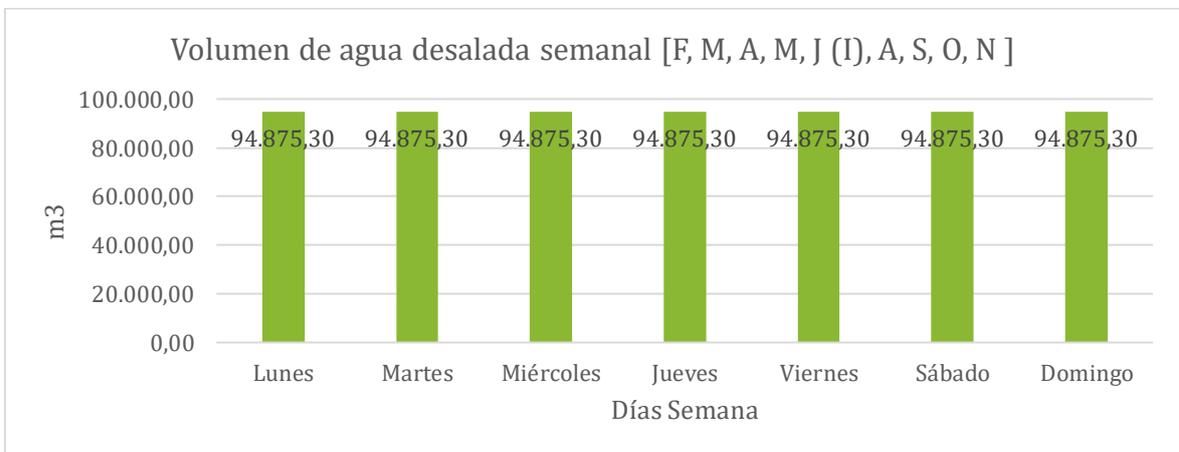


Figura 27: Volumen de agua desalada en días laborables durante los meses restantes. (Fuente: elaboración propia).

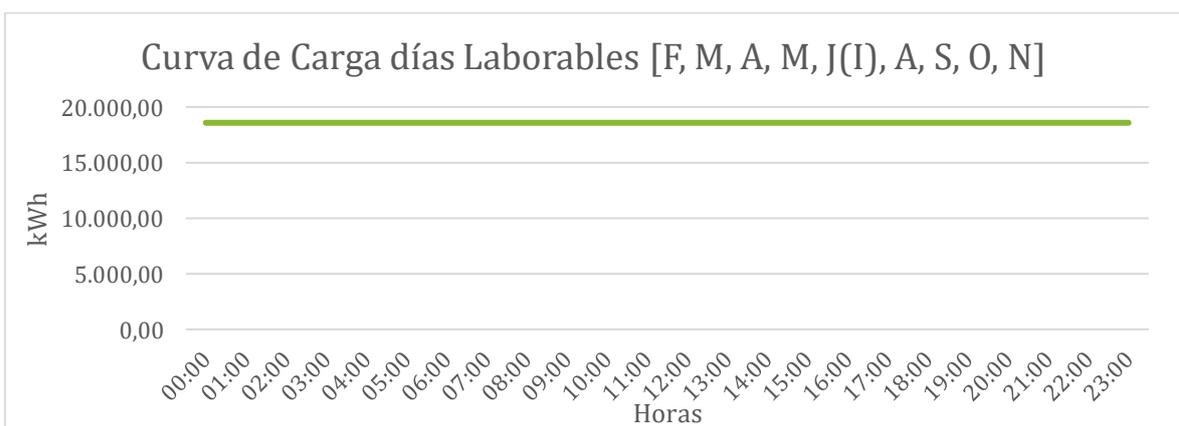


Figura 28: Perfil de consumo en días laborables durante los meses restantes. (Fuente: elaboración propia).

### 5.3 Pronóstico de funcionamiento de la desaladora

Bajo los condicionantes de la planta fotovoltaica en marcha y suministrando energía a la desaladora, así como la misma desalando a capacidad nominal, se puede pensar que la curva tendría a aplanarse y a homogeneizarse, ya que la operación de la planta no dependería en tanta medida de los tramos horarios.

<u>Criterios de Operación</u>		
Días de operación	351	días
Horas de operación reales	8424	horas
Paradas correctivas	7	días
Paradas preventivas	7	días
Factor de Capacidad	96 %	horas totales/horas disponibles
Capacidad Nominal Desalación	30 100 000	m <sup>3</sup>
Consumo Energético	4,70	kWh/m <sup>3</sup>
Capacidad Nominal	30,10	Hm <sup>3</sup> /año
Máximo técnico diario	98 664	m <sup>3</sup> /día
Consumo Anual	141 470 000	kWh

*Tabla 1: Criterios de operación de la desaladora. (Fuente: elaboración propia).*

Se ha supuesto que, descontando las paradas (preventivas y correctivas), la planta trabajará un total de 8424 horas en las que debe desalar 30,1 Hm<sup>3</sup>. Con estas premisas y respetado el límite técnico diario de agua desalada, 98 664 m<sup>3</sup>/día, hemos propuesto un perfil de consumo para cuando la central solar fotovoltaica esté funcionando.

La bondad del PPA es que la planta tendría un volumen de energía contratado a un precio fijo, con lo que podría operar de una manera más indexada a la demanda y no tanto a los tramos horarios, como lo viene haciendo ahora, para no disparar los costes energéticos.

<b>Operación semanal con PPA</b>				
Día	Límite técnico	kWh	m <sup>3</sup>	Factor de capacidad
Lunes	96,16 %	387 589,04	82 465,75	83,58 %
Martes	96,16 %	387.589,04	82 465,75	83,58 %
Miércoles	96,16 %	387 589,04	82 465,75	83,58 %
Jueves	96,16 %	387 589,04	82 465,75	83,58 %
Viernes	96,16 %	387 589,04	82 465,75	83,58 %
Sábado	96,16 %	387 589,04	82 465,75	83,58 %
Domingo	96,16 %	387 589,04	82 465,75	83,58 %
<b>TOTAL</b>		<b>2 713 123,29</b>	<b>577 260,27</b>	<b>83,58 %</b>

Tabla 2: Estimación de la operación semanal con la central en funcionamiento. (Fuente: elaboración propia).

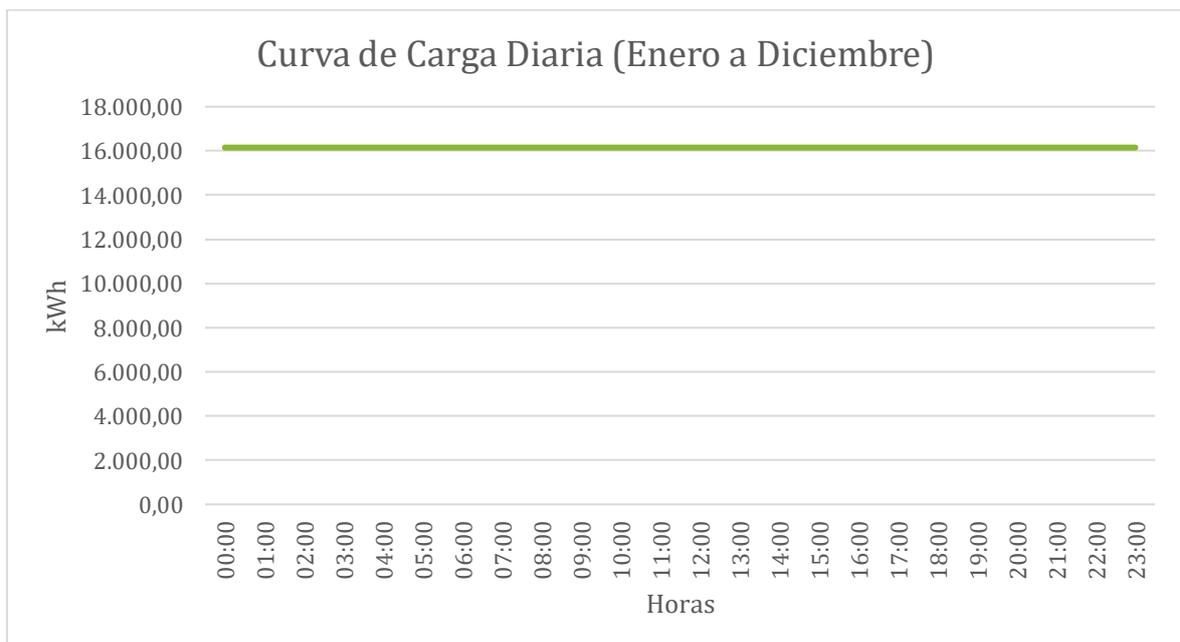


Figura 29: Perfil de consumo diario con la central en funcionamiento. (Fuente: elaboración propia).

Según las informaciones conseguidas, cuando la planta esté desalando a capacidad nominal la curva de carga será muy plana. Es imposible saber con total certeza, como se comportará, ya que hay factores imponderables: paradas programadas, picos de consumo, sequías, épocas de lluvia, averías, etc. Se opta por hacer una simulación, lo más próxima a la realidad, que sirva para saber cómo será el perfil de carga de un día típico de consumo.

#### 5.4 Objetivo de cobertura de la demanda con energía FV

Una vez conocida la demanda actual y futura de la desaladora, se estima en primera instancia qué parte de ésta se pretende cubrir con la planta solar fotovoltaica. Lógicamente, después se hará un estudio de viabilidad técnica y habrá otros factores que determinen la potencia a instalar: factores ambientales, económicos y sociales.

En el caso de estudio, primeramente, se opta por diseñar el parque para cubrir el 83,6 % respecto al límite técnico diario, ya que se cree que se aproximará mucho a un día típico de operación de la planta.

Nótese que la capacidad de producción energética de la planta solar fotovoltaica dependerá de la climatología y, especialmente, de la radiación solar. Como empresa suministradora habrá días en los que se pueda llegar a suministrar los 387 589,04 kWh con la planta solar fotovoltaica y otros en los que haya que recurrir a la compra de energía eléctrica en el mercado por no tener suficiente capacidad de generación.

No obstante, se acordará con la planta desaladora el suministro de un paquete de energía igual al de 387 589,04 kWh cada uno de los 365 días del año por un precio fijo. El PPA firmado entre la desaladora y la planta fotovoltaica acordará el suministro eléctrico de 141,47 GWh cada año durante un período aún por determinar.

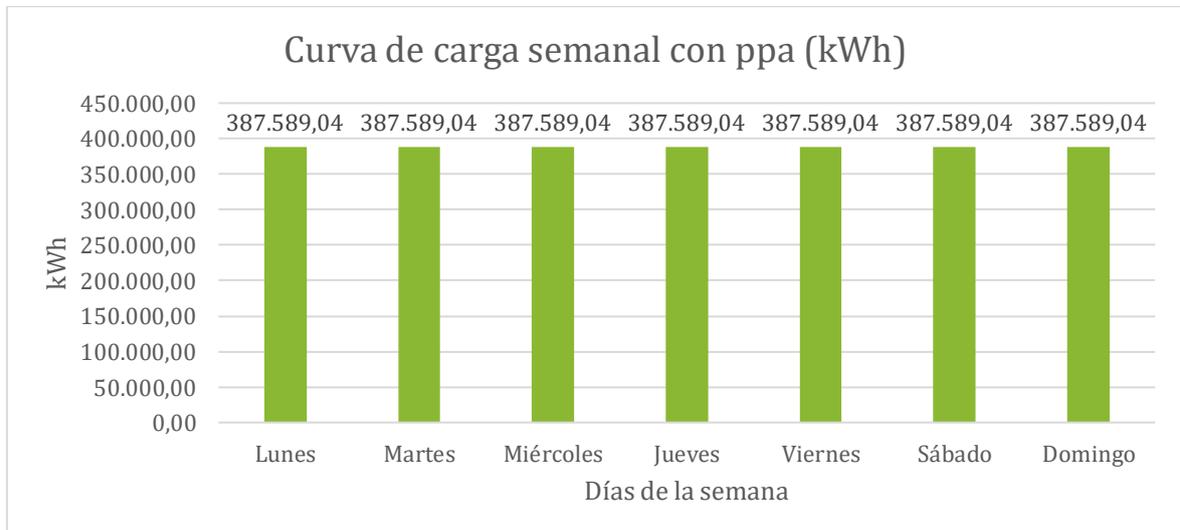
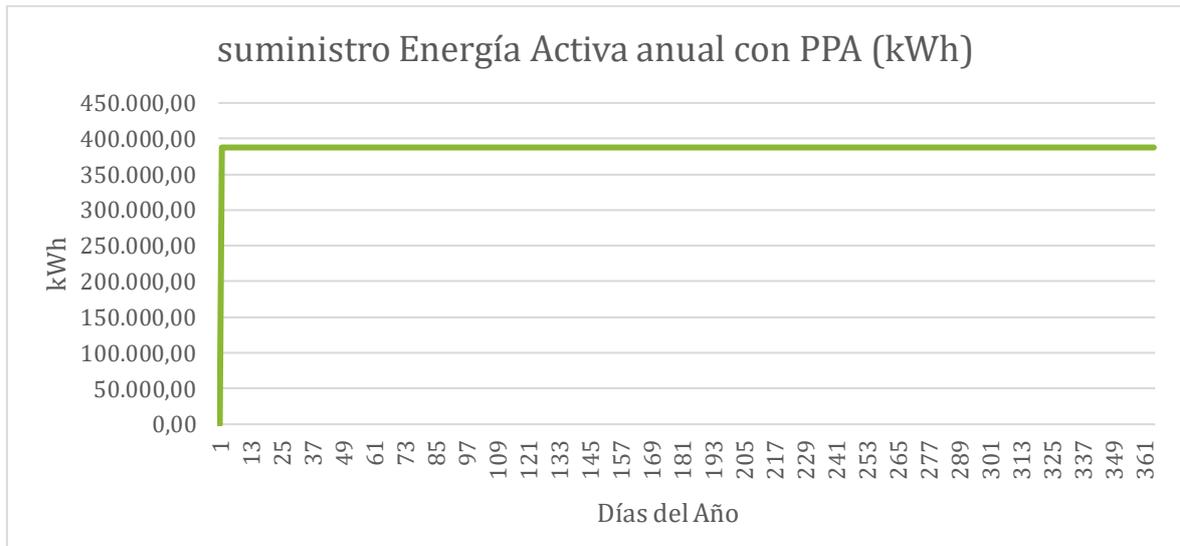


Figura 30: Perfil de suministro energético semanal con el PPA. (Fuente: elaboración propia).



**Figura 31: Perfil de suministro energético con el PPA. (Fuente: elaboración propia).**

## 6 CONDICIONES DEL SITIO

### 6.1 Identificación y Selección del Sitio del Proyecto

El Proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica está localizado en España, en la Provincia de Almería, dentro del Desierto de Tabernas, en el Municipio de Tabernas y a 4,5 km del centro urbano del pueblo del mismo nombre.

Para la selección del emplazamiento se valoraron cuatro terrenos diferentes, todos en la misma zona. En el archivo “Parcelas 1-4.kmz” se encuentran parcelados los cuatros potenciales terrenos analizados para este proyecto. Después de comparar los diferentes terrenos, se eligió el terreno próximo a la plataforma PSA por los siguientes factores:

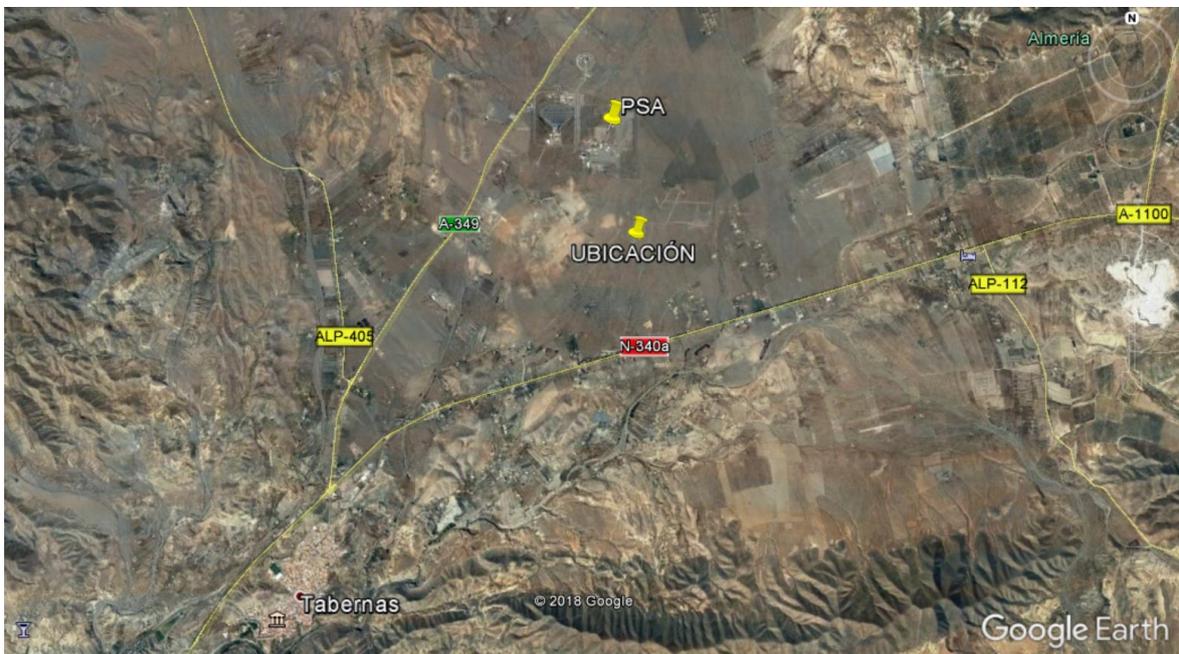


Figura 32: Ubicación Planta Solar Fotovoltaica. (Fuente: Google Earth).

El sitio ha sido elegido debido a las siguientes ventajas:

- Zona con excelente recurso solar dentro de la península Ibérica.
- Proximidad a líneas de transmisión y/o subestaciones eléctricas.
- Infraestructura de acceso adecuada. La parcela limita en su extremo sur con la carretera N-340a.
- Cercanía de la PSA (Plataforma Solar de Almería), favoreciendo la posibilidad de sinergias técnicas y de infraestructura con la misma.
- Cercanía del núcleo urbano de Tabernas (aproximadamente 4,5 km).

## 6.2 Características del terreno

El desierto de Tabernas es considerado un Paraje Natural. Está situado a unos 30 km al norte de la ciudad de Almería, entre los municipios de Tabernas, Gérgal, Alboloduy, Santa Cruz y Gádor. Se localiza en una depresión intramontana limitada al Norte por la Sierra de Filabres y al Sur por Sierra Alhamilla.

Se localiza en el extremo suroriental de la Península Ibérica y es considerado la única zona desértica propiamente dicha de todo el continente europeo.

Está constituido por un Espacio Natural Protegido, Lugar de Importancia Comunitaria (LIC) y Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA), que se encuentra a poco más de 3 km de los límites del Parque Natural de Sierra Nevada y a unos 7 km del Parque Nacional del mismo nombre.

Se trata de un paisaje erosivo donde el primer control de su evolución lo constituye la actividad tectónica reciente, que ha provocado sucesivos encajamientos de la red de drenaje dejando al descubierto taludes margosos inestables. Sin embargo, a medio y corto plazo, los procesos activos de erosión hídrica constituyen el principal factor de la dinámica de este paisaje, fuertemente influenciados por la cubierta vegetal y las características de la superficie del suelo. La vegetación que se encuentra en el Desierto de Tabernas no es capaz de retener la humedad y, por tanto, cuando llueve se arrastra el terreno, lo que acentúa aún más la erosión del terreno. La textura y composición del suelo desempeñan un papel al menos tan importante como el de la lluvia, o su carencia, en la supervivencia de las plantas del desierto.

Es un paisaje de contrastes donde podemos encontrar en su mayor parte un terreno montañoso casi desprovisto de vegetación con las ramblas donde hay una vegetación exuberante como palmeras o tarays.

El tipo de suelo, y por tanto la permeabilidad, está determinado por la naturaleza de la roca del subsuelo, por la cantidad de erosión o disgregación que ha sufrido, y por la topografía del terreno. Todos estos factores están relacionados, a su vez, con la altitud.

### 6.2.1 Área disponible

El área disponible para el campo solar está compuesta de seis parcelas limítrofes que en suma comprenden un área de aproximadamente 1,68 km<sup>2</sup> y un perímetro de unos 6,9 km.

- Coordenadas del centro de la parcela:
  - Latitud: 37° 5' 2.09''
  - Longitud: -2° 21' 8.96''
- Coordenadas que definen el polígono disponible (UTM zona 30N):

<u>Punto</u>	<u>X</u>	<u>Y</u>
1	556 824,52	410 4942,62
2	556 984,52	410 5118,10
3	557 645,16	410 5051,01
4	557 645,16	410 4761,98
5	557 965,16	410 4741,33
6	558 037,42	410 4973,59
7	558 099,36	410 4978,75
8	558 114,84	410 5066,49
9	558 409,03	410 5056,17
10	558 388,39	410 4478,11
11	558 037,42	410 4178,75
12	558 109,68	410 3951,66
13	558 073,55	410 3910,37
14	557 593,55	410 3595,53
15	557 603,87	410 3321,98
16	557 221,94	410 3198,11
17	557 299,36	410 3528,43
18	557 165,16	410 3827,78
19	557 139,36	410 3812,30

20	556 984,52	410 4137,46
21	557 000,00	410 4225,20
22	557 036,13	410 4189,07
23	557 139,36	410 4276,82
24	556 958,71	410 4581,33
25	557 030,97	410 4663,91
26	556 979,36	410 4751,65

Tabla 3: Coordenadas UTM del área disponible. (Fuente: SIGPAC).

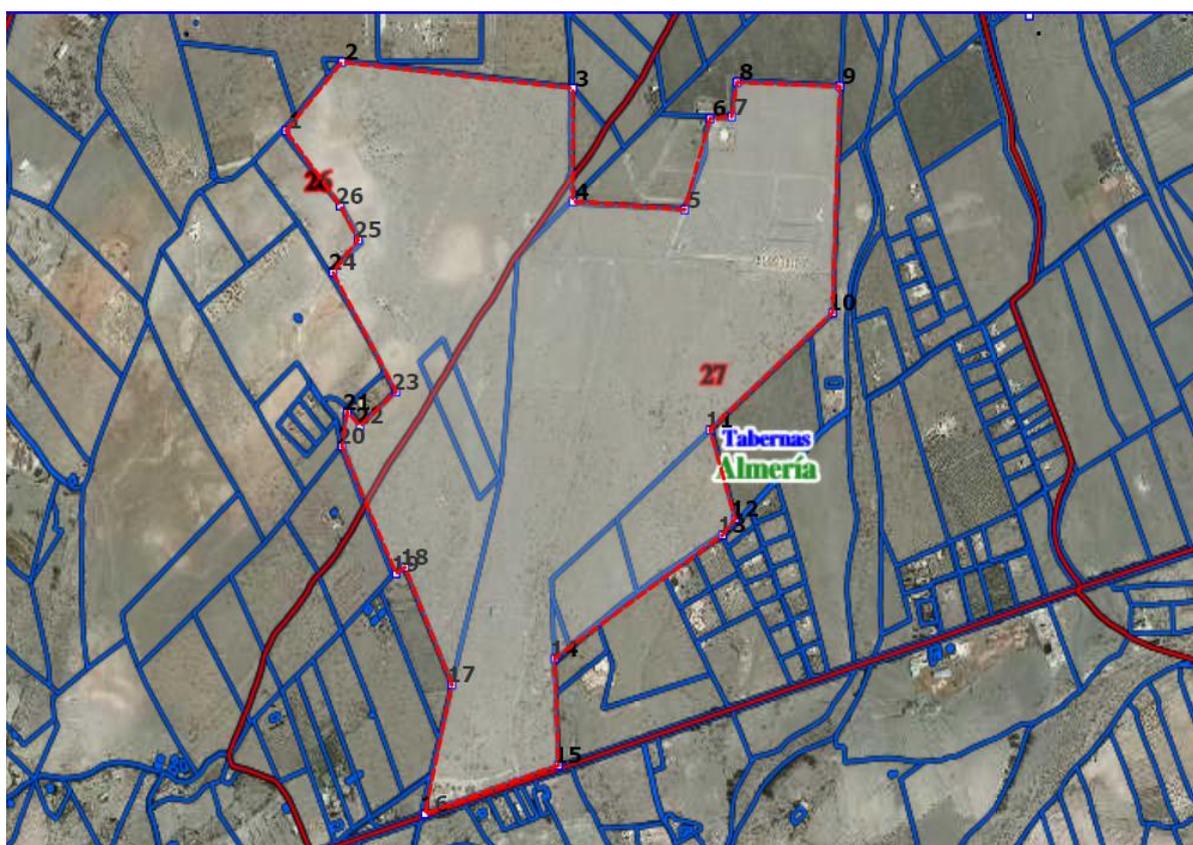


Figura 33: Área disponible para la Planta Solar Fotovoltaica. (Fuente: SIGPAC).

### 6.2.2 Obstáculos

El terreno presenta los siguientes obstáculos:

- Cuatro líneas eléctricas:
  - Dos de ellas de alta tensión, una al sur que permanecerá intacta ya que el campo solar se ubicará más al norte, y otra que cruza la parcela elegida de norte a sur. Ésta última línea, probablemente de 110 kV, sale de las instalaciones de la PSA y su actual recorrido ha de ser modificado llevando el nuevo trazado por el lateral oeste de la parcela.
  - Dos líneas de baja tensión. Ambas van de norte a sur de la parcela y deberán ser enterradas.
- Grupo de viviendas adosadas: actualmente la obra se encuentra paralizada. Aunque está dentro de la parcela en la que estará ubicada nuestra instalación, no presenta ningún problema puesto que no interferirá con nuestro campo solar.
- Cobertizos para animales: existen dos cobertizos para ganado ovino que se encuentran en mal estado de conservación. Serán demolidos durante las labores de acondicionamiento del terreno.



Figura 34: Parcela y líneas de perfil topográfico. (Fuente: Google Earth).

### 6.2.3 Topografía

- Altitud: entre 494 y 472 metros respecto el nivel del mar.
- Ondulación del terreno: El terreno no presenta ondulaciones ni accidentes destacables.
- Pendiente media y orientación: El terreno presenta una suave pendiente con orientación sur de media entre 0,5-2,5 % aproximadamente.



Figura 35: Perfiles y pendientes. (Fuente: Google Earth).

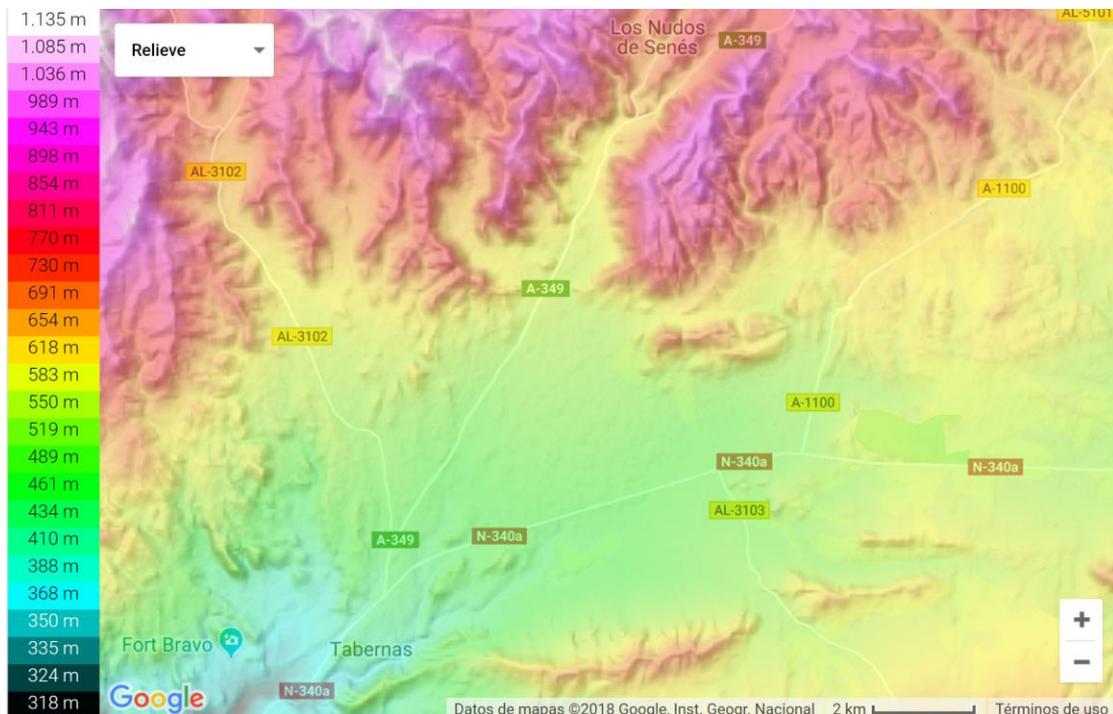


Figura 36: Topografía Desierto de Tabernas (Fuente: [es-es.topographic-map.com/places/Almería-501195/](http://es-es.topographic-map.com/places/Almería-501195/))

#### **6.2.4 Geología**

Zona subdesértica compuesta principalmente por margas yesíferas y calcarenitas.

El tamaño de los materiales es esencialmente limoso y muy homogéneo, con un D<sub>60</sub> de entre 20 y 25 micras y un D<sub>10</sub> de entre 2 y 3,7 micras. El coeficiente de uniformidad (D<sub>60</sub>/D<sub>10</sub>) es de 6,5.

Las margas de Tabernas, al tener un rango de granulometría reducido, con una proporción mayoritaria de limos finos (2-20 micras), tienen un bajo grado de empaquetamiento, por lo que tiene poca resistencia al esfuerzo de cizalla y son muy susceptibles a la erosión.

En la estabilidad del material, aparte de la granulometría y el grado de consolidación de la roca (escasamente consolidada en el caso de Tabernas), también interviene el cemento entre los granos constituyentes. En Tabernas el compuesto cementante principal es el yeso, la calcita y algo de halita, todos ellos solubles en agua.

En cuanto a la porosidad, los datos de porosimetría por intrusión de mercurio desde la roca fresca hasta la superficie del suelo indican un aumento progresivo de la misma desde el 9 % hasta el 66 % en volumen.

Aunque la geomorfología de la zona podría sugerir elevadas tasas de erosión, las particulares condiciones climáticas, con escasez de lluvias o eventos de elevada intensidad y/o magnitud, impiden que la erosión sea elevada.

#### **6.2.5 Hidrología**

La hidrología viene caracterizada por precipitaciones muy escasas y la notable variación espacial y temporal de las recogidas. En consecuencia, los ríos y riachuelos de la zona tienen un régimen muy irregular, con prolongadas sequías y algunas crecidas que rara vez pueden ser destructivas.

Debido a la sequedad, porosidad del terreno y a las muy escasas precipitaciones no se contempla riesgo de inundaciones en la zona elegida para la instalación del campo solar fotovoltaico.

Debido a la escasez y naturaleza de las precipitaciones la escorrentía superficial es forzosamente discontinua a lo largo de las laderas, siendo los cauces principales de tipo efímero. Precipitaciones de hasta 20 mm en un día puede esperarse que ocurran todos los años; con un período de retorno de 5 y 11 años se producen episodios lluviosos que superan los 50 y 70 mm en 24 horas respectivamente. Dependiendo también de la intensidad, en el caso de los eventos más importantes pueden producirse avenidas más o menos efímeras que afectan a los cauces principales, lo que viene ocurriendo en promedio una vez cada 4 años.

La dirección de los cauces está condicionada básicamente por la estructura local, tanto por la esquistosidad principal como por los ejes de los pliegues, siguiendo zonas lineales de mayor

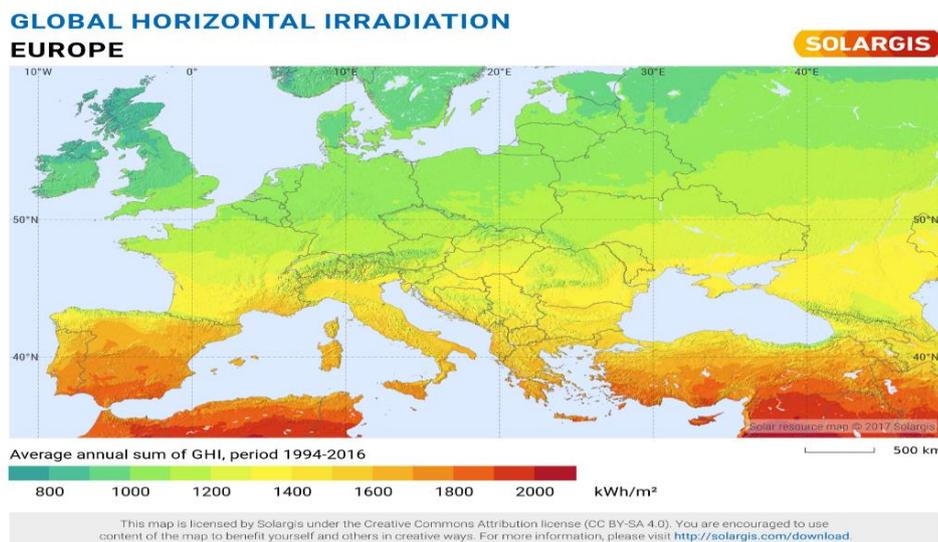
debilidad existiendo muy buenos ejemplos de erosión diferencial, dando sucesiones de resaltes o espolones morfológicos junto a vaguadas de reducidas dimensiones.

La geología de la zona indica que sólo se encuentran niveles acuíferos en donde se producen acumulaciones de sedimentos cuaternarios, generalmente en los cauces principales de las ramblas, considerándose el substrato de mica-esquistos como impermeable.

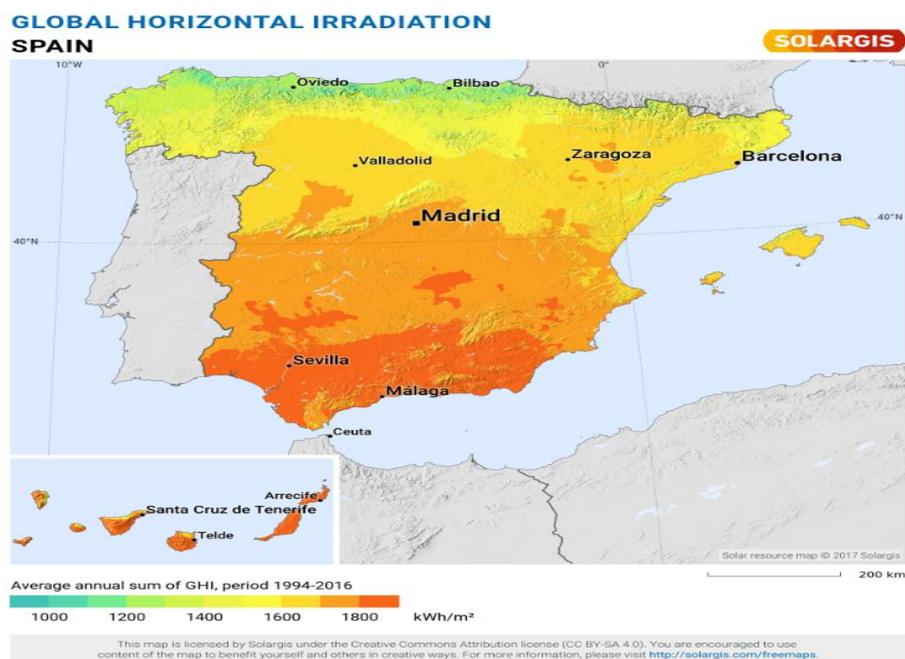
## 6.3 Recurso solar

### 6.3.1 Información general

Al analizar la radiación en el área del proyecto se aprecia fácilmente que el sitio elegido es una de las regiones con mayor radiación disponible en España y Europa. A continuación, se presentan mapas de radiación de Europa y España. Los mapas han sido obtenidos de la web de SOLARGIS.



**Figura 37: Radiación Plano Horizontal en Europa. (Fuente: SOLARGIS).**



*Figura 38: Radiación Plano Horizontal en España. (Fuente: SOLARGIS).*

### 6.3.2 Bases de datos

Los resultados dados en este informe hacen referencia a datos de radiación solar de acceso público o datos obtenidos a través de bases de datos comerciales, que contienen tanto datos satelitales como datos medidos en estaciones meteorológicas.

Las coordenadas utilizadas (centro aproximado de la parcela) son estas:

- Latitud: 37° 5' 2,09''
- Longitud: -2° 21' 8,96''

Las siguientes bases de datos han sido consideradas para la radiación solar y otros datos climáticos pertinentes:

- **NASA-Power Data Access Viewer:** Radiación solar anual media en el plano horizontal = 1699 kWh/m<sup>2</sup>.

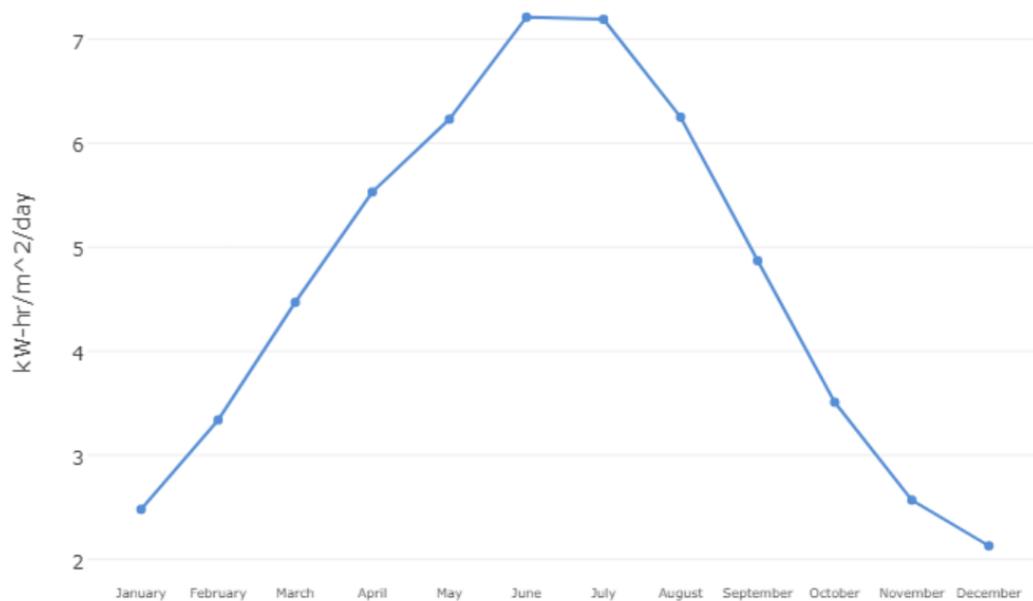


Figura 39: Radiación Solar Media Diaria en el Plano Horizontal. (Fuente: NASA - Power Data Access Viewer).

- **SolarGIS web application:** Radiación solar anual media en el plano horizontal = 1871 kWh/m<sup>2</sup>.

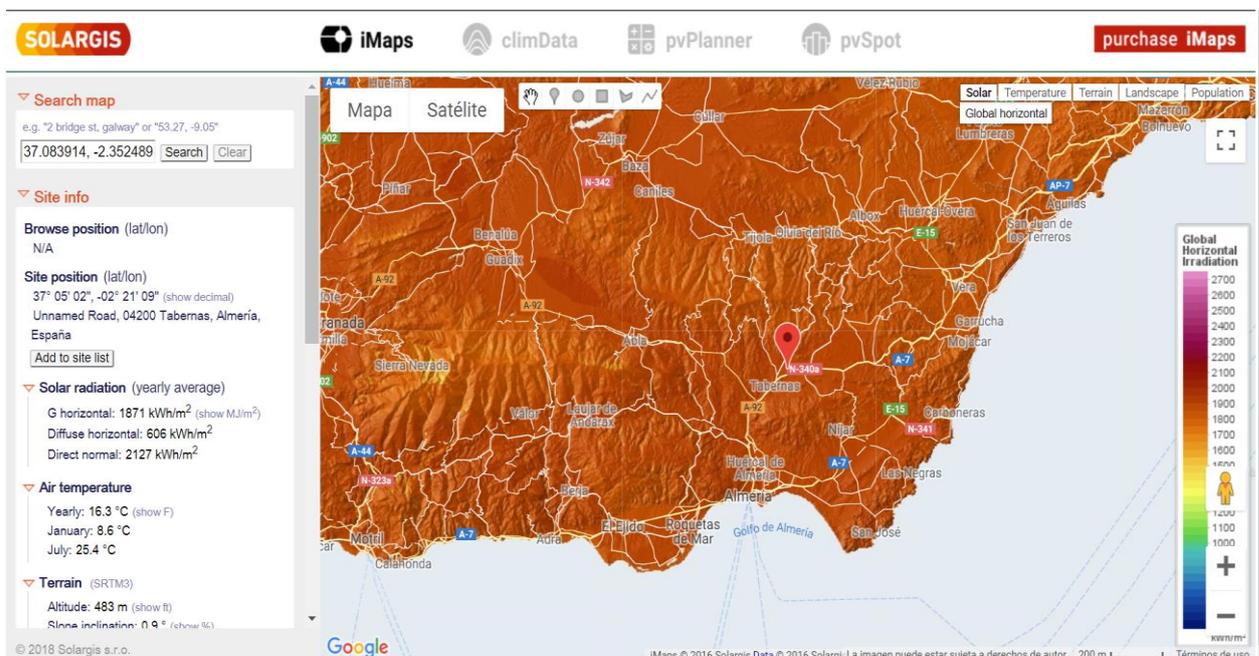


Figura 40: Radiación Solar Anual Media en el Plano Horizontal. (Fuente: SOLARGIS).

- **Meteonorm 7.2:** Radiación solar anual media en el plano horizontal = 1949 kWh/m<sup>2</sup>.

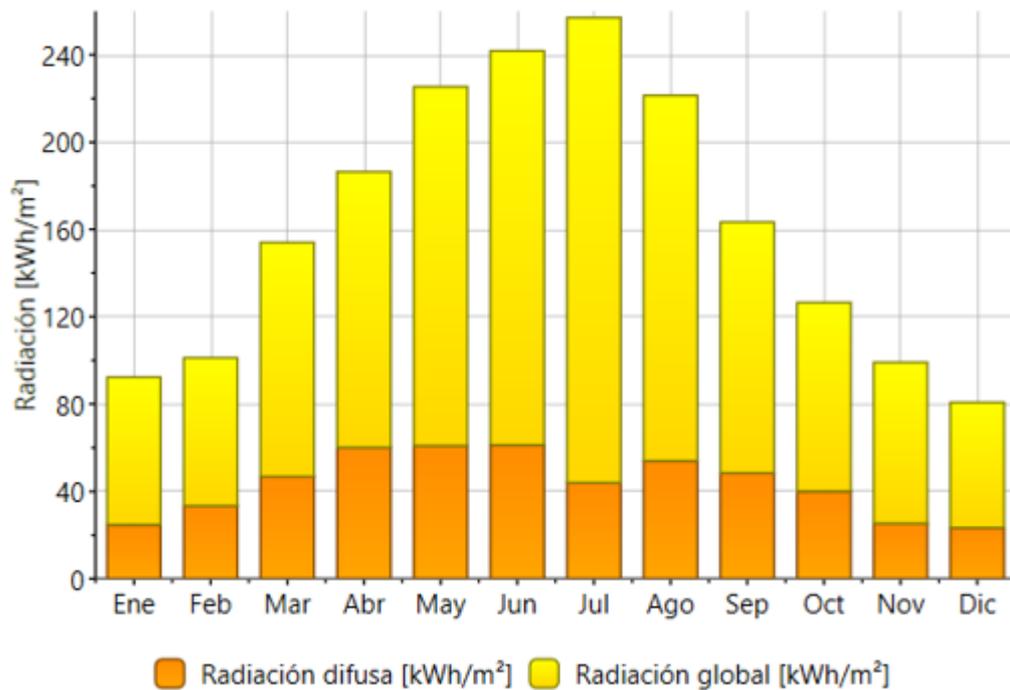


Figura 41: Radiación Solar Anual Media en el Plano Horizontal. (Fuente: Meteonorm 7.2).

El valor de producción energética anual en este estudio es el resultado de la media de las producciones energéticas que se obtienen al aplicar las bases de datos de Meteonorm y NASA.

## 6.4 Condiciones climáticas

El clima de este espacio es subtropical desértico. Se caracteriza por precipitaciones irregulares que no llegan a los 250 mm anuales por metro cuadrado, un elevado índice de radiación solar (más de 3000 horas de insolación al año) y grandes oscilaciones en las temperaturas.

El principal rasgo climático del Desierto de Tabernas es su carácter mediterráneo, con temperaturas suaves y una marcada aridez. Ésta se debe a que las sierras béticas hacen de pantalla dejando a esta zona en una sombra de lluvia. La precipitación media anual es de 239 mm por metro cuadrado y el número de días de lluvia al año oscila entre 25 y 55, aunque solo el 6 % de los días lluviosos superan los 20 mm.

### 6.4.1 Temperaturas

La temperatura media anual es de 17,9°C. La media de las mínimas del mes más frío está comprendida entre 3°C y 10°C; superando las máximas los 40°C en verano (pueden llegar a 48°C). La media de las mínimas está entre 3°C y 5°C en enero y diciembre y entre 19°C y 20°C en agosto

y julio. El período de heladas es de noviembre a marzo, aunque éstas son poco frecuentes. La diferencia entre la media de máximas y la media de mínimas (la oscilación termométrica media mensual) varía entre 12,8°C en invierno y 15,6°C en verano, con media general de 14°C. Tanto para máximas como para mínimas o medias, el coeficiente de variación es el doble o varias veces mayor en invierno que en verano.

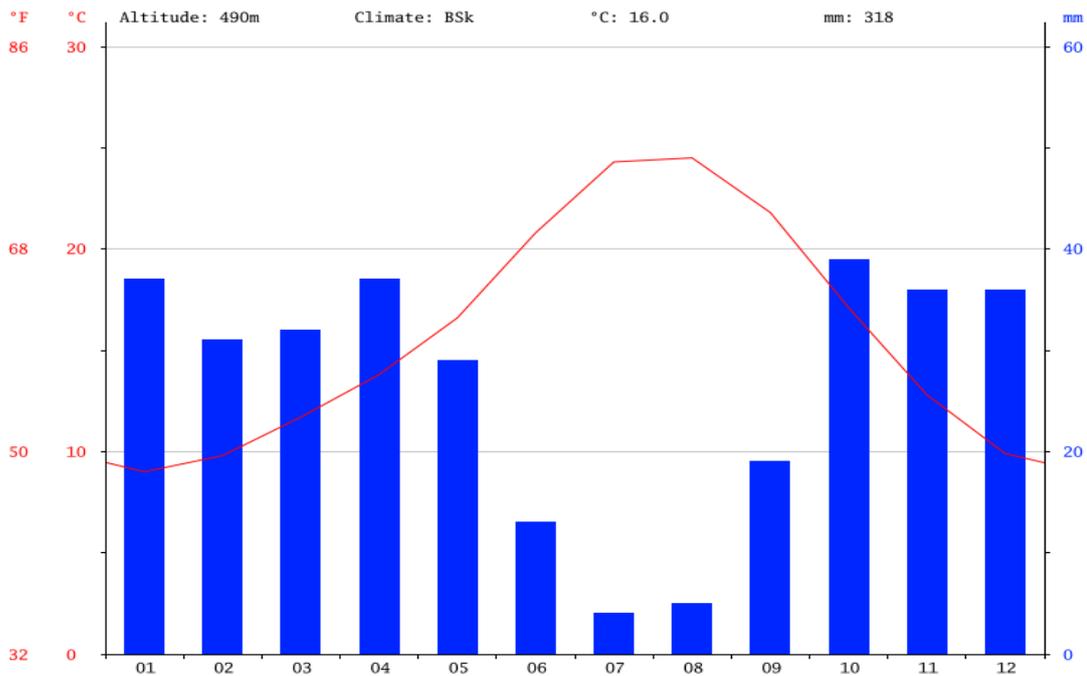


Figura 42: Climograma del Desierto de Tabernas (Fuente: <https://es.climate-data.org/location/29965/>).

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	9	9.8	11.7	13.8	16.6	20.8	24.3	24.5	21.8	17.1	12.8	9.9
Temperatura mín. (°C)	4.7	5.2	7.2	9.1	11.9	15.6	18.7	19.1	16.7	12.5	8.4	5.9
Temperatura máx. (°C)	13.4	14.4	16.3	18.5	21.4	26	29.9	30	26.9	21.8	17.2	14
Temperatura media (°F)	48.2	49.6	53.1	56.8	61.9	69.4	75.7	76.1	71.2	62.8	55.0	49.8
Temperatura mín. (°F)	40.5	41.4	45.0	48.4	53.4	60.1	65.7	66.4	62.1	54.5	47.1	42.6
Temperatura máx. (°F)	56.1	57.9	61.3	65.3	70.5	78.8	85.8	86.0	80.4	71.2	63.0	57.2
Precipitación (mm)	37	31	32	37	29	13	4	5	19	39	36	36

Tabla 4: Datos históricos de temperatura en el Desierto de Tabernas (Fuente: <https://es.climate-data.org/location/29965/>).

### 6.4.2 Velocidad y dirección del viento

- Velocidad media a 10 metros de altura:



Figura 43: Velocidad mensual media del viento a 10 metros de altura. (Fuente: NASA - Power Data Access Viewer).

- Dirección dominante a 10 metro de altura:



Figura 44: Dirección dominante del viento a 10 metros de altura. (Fuente: NASA - Power Data Access Viewer).

### 6.4.3 Factores que afectan al rendimiento (arena, nieve, polución)

El polvo y la suciedad pueden acumularse en la superficie del módulo solar bloqueando parte de la radiación solar. Teniendo en cuenta las pocas precipitaciones de la zona, este factor ha de tenerse en cuenta.

Las heladas, así como las nevadas, son poco frecuentes en la zona.

## 6.5 Infraestructura del sitio

### 6.5.1 Accesibilidad

El sitio presenta una excelente accesibilidad ya que linda en su lado sur con la carretera nacional N-340a en excelentes condiciones y se encuentra bien asfaltada. También existen varios caminos de tierra en el interior de éste.

### 6.5.2 Infraestructura eléctrica y de conexión a red

En Tabernas existe una subestación de REE a unos 4 km de la ubicación elegida, con líneas de 400 kV y 220 kV. Además, al sur de Tabernas pasa una línea de 150 kV, sin conexión en la subestación.

La opción principal de conexión sería a la red de 220 kV en dicha subestación.

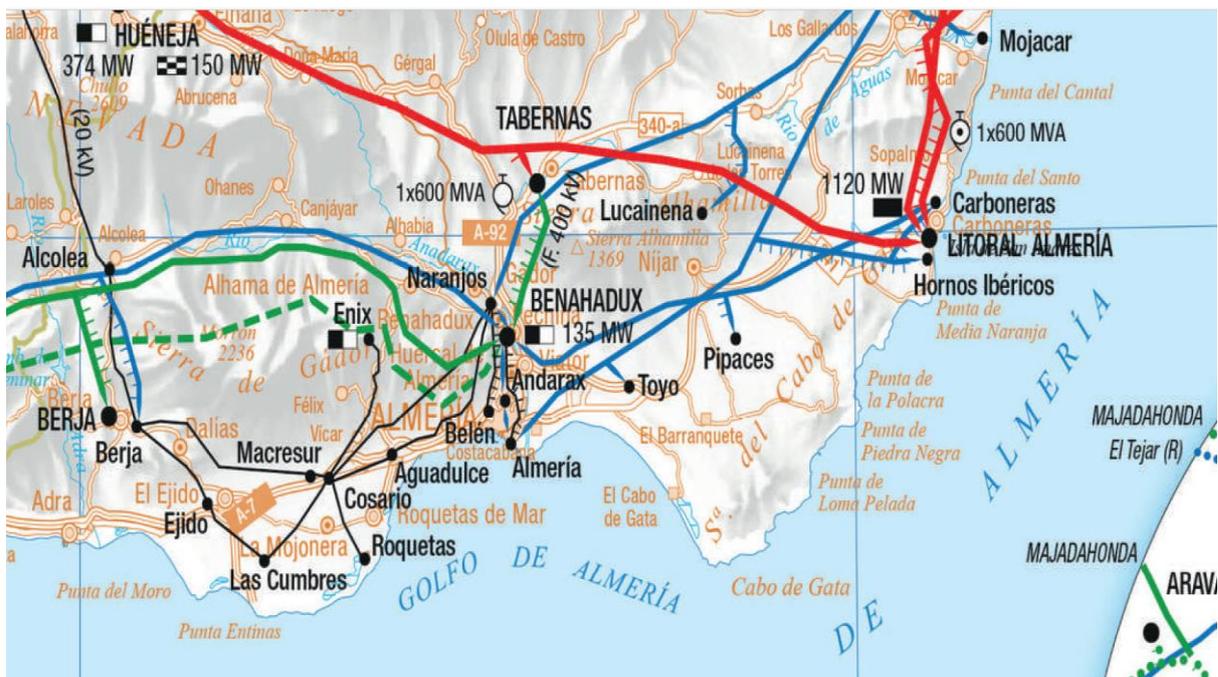


Figura 45: Líneas eléctricas y subestaciones. (Fuente: REE).

Proyecto Final de Máster - MERME

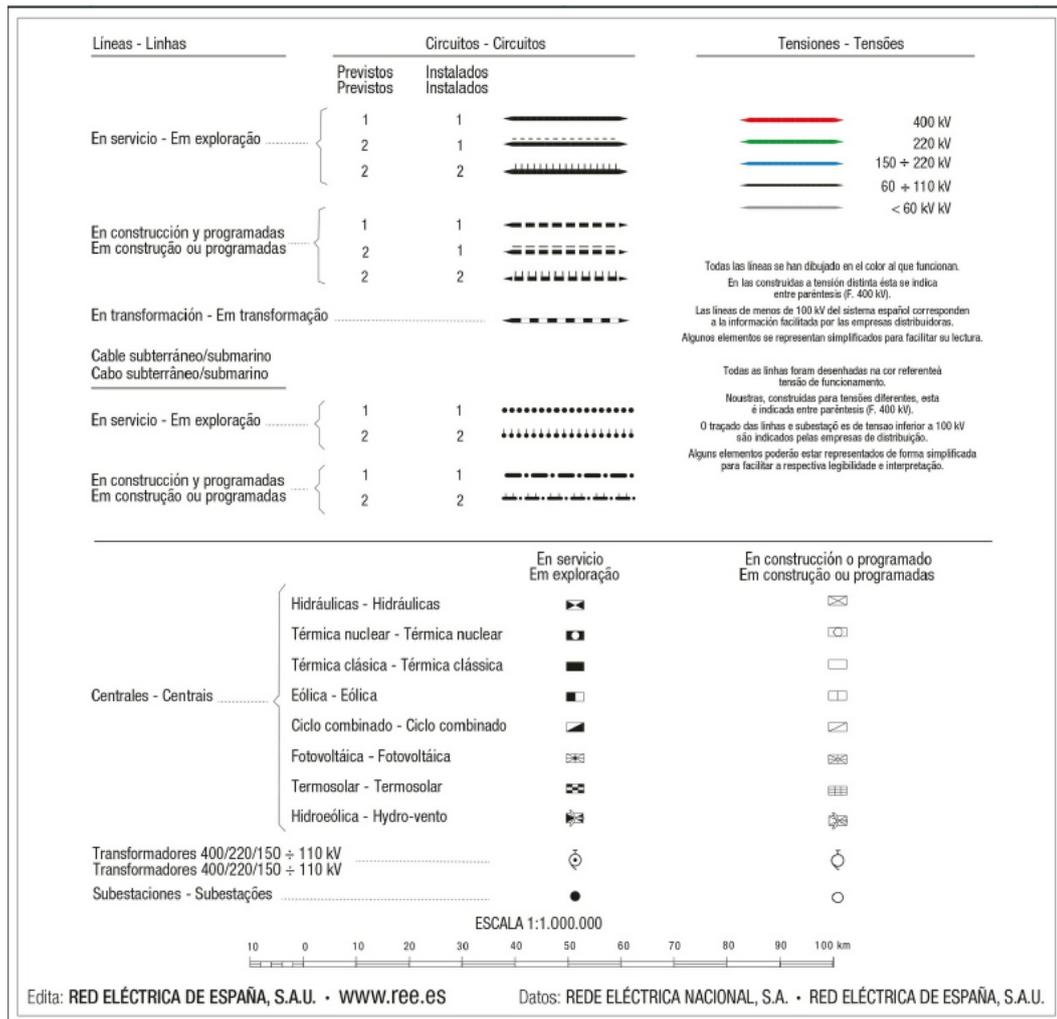


Figura 46: Legenda. (Fuente: REE).



Figura 47: Localización Subestación Tabernas. (Fuente: Google Earth).

Aunque la viabilidad de conexión a la subestación no es objeto de estudio de este proyecto, de acuerdo con la información facilitada por REE y actualizada al día 30 de junio de 2018, en el nudo de la subestación de Tabernas de 220 kV existe disponible una capacidad de conexión a red de energías renovables (exceptuando la eólica) de entre 270-290 MW, por lo que esta subestación parece idónea por cercanía y capacidad de conexión.

*Capacidad de conexión máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en Andalucía*

Situación a 30 de junio de 2018

Nudo de red de transporte (de conexión física a la red o bien de afectación para generación con conexión en distribución)	Situación Existente/Planificada de subestaciones y de posiciones de salida (para conexión directa de generación o para apoyo a distribución con potencial afectación)						Rango de capacidades de conexión (potencia instalable total en red de transporte y distribución) técnicamente admisibles considerando alternativamente (no simultáneamente) maximización de generación eólica y no eólica (fotovoltaica, como capítulo más relevante)			
	SE Existente/Planificada	Posiciones RdT-Gen		Posiciones RdT-RdD (*)		Capacidad de conexión (Maximización Eólica)		Capacidad de conexión (Maximización No eólica)		
		E	P	E	P	P ins [MW] (Sc)	P ins [MW] (FC)	P ins [MW] (Sc)	P ins [MW] (FC)	
<i>Nudos con posible conexión a red de transporte; y en su caso a distribución previa valoración por su gestor (*)</i>										
Arcos de la Frontera 400	E	✓				910-930		720-740		
Don Rodrigo 400	E		✓			-		698		
Hueneja 400	E	✓				412		127		
La Roda de Andalucía 400	E	✓				440-460		350-370		
Puebla de Guzman 400/220	E	✓				335		87		
Puerto de la Cruz 400/220 (**)	E	✓				600-620		480-500		
Cartuja 220	E	✓	✓	✓		153		367		
Casaquemada 220	E	✓				270-290		220-240		
Don Rodrigo 220	E		✓	✓		-		565		
Facinas 220	E	✓				396		-		
Gazules 220	E	✓			✓	420-440		340-360		
Puerto de Santa María 220	E	✓		✓		71		176		
Salteras 220	E		✓			10-20		280-300		
Tabernas 220	E		✓			0-10		270-290		
Tajo de la Encantada 220	E	✓				500-520		400-420		
Villanueva del Rey 220	E	✓		✓		310-330	680-660	240-260	550-530	

Tabla 5: Capacidad de conexión máxima de EERR en Andalucía. (Fuente: REE).

### 6.5.3 Otra infraestructura

- **Telecomunicaciones:** al estar la zona entre colindante a un núcleo urbano de relativa importancia, como es el pueblo de Tabernas, existen buenas comunicaciones por telefonía móvil.
- **Electrificación:** Facilidad de conexión eléctrica ya sea de baja o alta tensión debido a la cantidad de redes eléctricas existentes en la zona que, como ya se ha explicado anteriormente, además varias de ellas pasan la parcela seleccionada.
- **Acometida de agua:** Es necesaria la traída de agua para la limpieza de los módulos solares. Se plantearon posibilidades distintas:
  - Traída de acometida de agua desde el punto más cercano de la red.
  - Depósito de agua en el campo que deberá ser rellenado mediante cisternas.
  - Perforación de pozo de agua con bomba eléctrica sumergible.

Siendo la primera de ellas la elegida debido a la cercanía de Tabernas y las instalaciones de la PSA.

## 6.6 Aspectos Ambientales: Flora y fauna

- Flora:

A pesar de su escasez, la vegetación del desierto de Tabernas es muy rica. Cuenta con algunas especies endémicas y numerosos ibero-africanismos que se han ido adaptando a lo largo de los años a las exigentes condiciones climáticas con bruscos cambios de temperaturas y del terreno.

Dependiendo de la zona, se dan dos tipos de vegetación. En las zonas montañosas se pueden encontrar plantas como romero, tomillo, esparto o albardín. Por otro lado, en las ramblas se pueden encontrar retama, taray, palmeras, higueras, adelfas, siempreviva morada, marrubio, acebuche, mimosa, jara, salados, boja, barrilla, alcaparra, etc.

En las laderas de algunos cerros, se pueden encontrar chumberas (*Opuntia maxima*), plantas alóctonas plantadas por la mano del hombre que han encontrado en este paraje un hábitat adecuado.

Como es lógico, las altas temperaturas y la falta de lluvias condicionan la escasa y original vegetación herbácea y arbustiva a ras de suelo. Sobre las ramblas se pueden observar estepas de gramíneas, principalmente espigas de cebada silvestre. También existen algunos ejemplares dispersos de adelfas, taray, carrizos y aneas.

La vegetación potencial del área corresponde en su mayor parte a coscojares (*Quercus coccífera*), aunque el esparto (*Stipa tenacissima*) es la especie dominante acompañada de albaida (*Anthyllis cytisoides*), retama (*Retama sphaerocarpa*) y otras formaciones de matorral típico de saladares. También se pueden encontrar lentiscales, cornicales y espinales.

Una especie omnipresente es la escoba (*Salsola genistoides*), pero la singularidad de la flora del desierto almeriense se define por la presencia de la *Euzomodendron bourgaeum*, una crucífera monoespecífica, endémica de Tabernas que da nombre a una asociación donde abundan las gramíneas (familia de plantas herbáceas con espigas entre las que se encuentran las cañas, el esparto y muchos cereales y forrajeras), quenopodiáceas (familia de plantas de la región mediterránea que comprende las jaras).

El espacio acoge diversas especies endémicas que se encuentran en peligro de extinción, como el citado *Euzomodendron bourgaeum* y *Astragalus edulis*, así como otras catalogadas como vulnerables: *Cynomorium coccineum*, *Limoium tabernense*, *Linaria nigricans*, *Maytenus senegalensis* subespecie. Europea y *Salsola papillosa*.

La falta de algunas especies vegetales como el palmito se debe a las extremas condiciones, pero a su vez, aparecen nuevas especies de gran interés científico. En los bordes de las ramblas, y

aprovechando las corrientes subterráneas, se asientan diferentes especies como el taray, la retama, la adelfa, la higuera y diferentes matorrales como la clavelina, la siempreviva morada o la jarrilla blanca almeriense, endemismo provincial muy extendido en la zona del litoral. También cabe destacar que han aparecido nuevas plantas de gran interés científico, como la siempreviva rosa, en peligro de extinción debido a la recolección de sus inflorescencias para la ornamentación, o la escasa *Moricandia foetida*, que florece en las primaveras lluviosas sobre los taludes margosos. También las endémicas *Helianthemum almeriense*, *Herniaria fontaneslí* y *Linaria nígricans* que coloniza terrenos llanos, generalmente en cultivos abandonados entre los retamares.

También se pueden hallar las parásitas como *Cynomorium coccineum* y *Cystanche luteum*, de vocación nitrófila (adaptada a suelos ricos en materia orgánica) y florecimiento tardío.

Se pueden encontrar pequeños oasis en torno a los afloramientos de agua (casi siempre salinos) formados por densas formaciones de vegetación halófila en los que carrizos y tarays disputan el sustrato a las plantas barrileras (plantas adaptadas a vivir en suelos salinos), salsoláceas (familia de plantas herbáceas que viven sobre suelos salobres) y quenopodiáceas, dominando unos u otros en función de los gradientes de humedad y salinidad del suelo.

Algunas formas vegetales suelen desarrollar hojas duras y muy pequeñas para reducir la evapotranspiración, llegando incluso a realizar la fijación de CO<sub>2</sub> durante la noche (como es el caso de la salicornia, que coloniza gran parte de los márgenes de las ramblas). Algunas plantas efímeras carecen de los mecanismos suficientes para sobrellevar los largos períodos de sequía; sin embargo, disponen de un metabolismo muy acelerado y de períodos vegetativos muy cortos, de forma que sus semillas germinan y crecen con rapidez, completando su desarrollo en un tiempo breve, suficiente para florecer y generar nuevas semillas a la espera de otro período húmedo. Ejemplos son la raspalengua, matagallos o gamonita.

Otras especies afrontan la dureza del clima gracias a su capacidad de almacenar agua en su interior. Destaca la chumbera, especie alóctona común en la zona que fue introducida desde México. Otra forma que han tenido las plantas de adaptarse al medio ha sido mediante el desarrollo de amplios sistemas radiculares para poder captar el agua superficial necesaria para su supervivencia. También dotándose de órganos ajenos a la radiación solar, como bulbos, tubérculos y rizomas. La formación de espinas es un sistema defensivo que presenta un gran número de matorrales y arbustos

Existen plantas parásitas que aprovechan los fluidos de las raíces de otros matorrales o arbustos. Ejemplo de ello es el jopillo de lobo. Entre las especies más frecuentes destacan la escobilla, el esparto y diferentes aromáticas como la artemisa o el tomillo, que contribuyen a fijar el suelo.

Las numerosas ramblas que se encajan sobre estos paisajes telúricos y abrasadores constituyen el único elemento ecológicamente diferenciado del desierto. Al socaire de los microclimas existentes

en ellas y a favor de las corrientes subálveas, se ordenan bosquecillos de tarajes y adelfas, en donde encuentra cobijo la avifauna nidificante, como el verdecillo, curruca cabecinegra o la tórtola común.

- **Fauna:**

Se podría pensar que hay una ausencia total de vida en este paraje, pero el efecto borde en las ramblas que lo cruzan provoca una gran riqueza de anfibios en las zonas húmedas, como la rana (*Rana ridibunda*) o el sapo (*Bufo bufo*), la culebra de agua (*Natrix maura*) o el galápago leproso (*Chlemys caspica*). Las aves esteparias están representadas en su mayoría por la grajilla (*Corvus monedula*).

La distribución de la fauna está condicionada por diversos factores. La presencia de manantiales de agua o la propia humedad de las ramblas. Las zonas de solana y de umbría condicionan también la distribución. Pueden distinguirse dos clases de hábitats, principalmente: montes y ramblas.

Las ramblas suponen auténticos refugios para la fauna, que en el caso de la comunidad de aves se estatifica verticalmente sobre las paredes de margas y areniscas. Así, cernícalos (*Falco tinnunculus*) y roqueros solitarios (*Monticola solitarius*) utilizan los estratos superiores como oteadores y hábitats de reproducción; colonias de grajillas (*Corvus monedula*), el roquero solitario (*Monticola solitarius*) y el alcaraván (*Burhinus oedicnemus*) y vencejos reales (*Apus melba*) ocupan cornisas en estratos intermedios; parejas de abejarucos (*Merops apiaster*) y carracas (Fam. *Coraciidae*) excavan galerías en los taludes margosos; los callabas negras (*Oenanthe leucura*) habitan en pequeñas repisas en la base de los cantiles; las abubillas (Fam. *Phoeniculidae*) ocupan las grietas a ras del suelo y algunas colonias de paloma bravía (*Columba livia*) colonizan cuevas y extraplomos.

Otras especies que destacan son la alondra de Dupont (*Chersophilus duponti*) y el camachuelo trompetero (*Bucanetes githaginea*). Éste merece una mención especial por su singularidad y por habitar normalmente en los oasis saharianos, siendo el buque insignia del paraje. Junto a los espartizales cercanos a las estribaciones de Sierra Alhambilla anida la perdiz roja (*Alectoris rufa*).

Además, el desierto de Tabernas incluye varias especies de mamíferos, como erizos (*Erinaceus europaeus*), conejos (*Oryctolagus cuniculus*), zorros (*Vulpes vulpes*), jabalíes (*Sus scrofa*), cabras montesas (*Capra pyrenaica*): Entre las aves destacan el búho real (*Buho buho*), mochuelo común (*Athene noctua*). Entre los reptiles destacan el lagarto ocelado (*Lacerta lepida*), salamanguera rosada (*Hemidactylus turcicus*), culebra de escalera (*Elaphe scalaris*).

También destacan algunos macroinvertebrados acuáticos (como *Agabus ramblae*, *Meladema coriácea*) y numerosos invertebrados terrestres, entre los que destacan el alacrán (*Buthus occitanus*), la tarántula (*Lyosa tarántula*) y la araña tigre (*Argyope* sp).

La abundancia de abejas y otros insectos conforman la dieta principal de las especies de la zona, como el abejaruco, que construye sus nidos en profundas cavidades horadadas en los taludes de las ramblas, para así protegerlos de depredadores como la culebra de herradura.

La perdiz roja anida junto a los espartales del monte y algunos halcones peregrinos y águilas perdiceras, que viven en Sierra Alhamilla, utilizan estas zonas como territorios de caza. El búho real caza conejos y pequeños roedores. También hay zorros que cazan al atardecer y por la noche.

En los taludes que rodean las ramblas nidifican gran cantidad de aves como la Paloma Zurita, la Carra, el Cernícalo vulgar, el Mochuelo común, la grajilla, el Avión Roquero, el Vencejo Real, la Collalba Rubia, el Gorrión Chillón o el Camachuelo trompetero, que normalmente habita en los oasis saharianos.

Los bosquecillos de tarays y la vegetación de los márgenes del cauce son el lugar elegido por diversas especies de pájaros, como currucas, jilgueros, verdecillos y oropéndolas, e incluso aves acuáticas como andarríos, chortilejos y garzas. También hay presencia de aves esteparias como cogujadas, terreras, alcaravanes y sisonos ortegas.

## 6.7 Aspectos socio económicos

El Desierto de Tabernas basa su economía en tres pilares principales:

- **Agricultura:** principalmente del cultivo del olivo y la producción de aceite de oliva de gran calidad.
- **Turismo:** como es bien sabido, en Tabernas se rodaron numerosas películas y westerns entre las décadas de los 60 a los 80, habiéndose reducido dicha actividad casi totalmente en la actualidad. Debido a su pasado cinematográfico, se conservan instalaciones que imitan al Lejano Oeste, su pueblo y estilo de vida y son visitadas anualmente por numerosos turistas.
- **Plataforma Solar de Almería (PSA):** En 1981 se inauguró la PSA, siendo un centro mundial de referencia en el estudio e investigación de las diferentes tecnologías de energía solar. Actualmente pertenece al CIEMAT.

## 7 DISEÑO CONCEPTUAL DEL PROYECTO

### 7.1 Selección de Tecnología

Para el diseño de la planta se opta por la instalación de inversores centrales, fundamentalmente por la gran energía a generar, alrededor de 142 GWh cada año; lo que conlleva una enorme superficie de módulos solares, con lo que la tecnología de inversores centrales es la más rentable y eficiente para plantas de este tamaño.

### 7.2 Enfoque General

El objetivo del diseño conceptual es esbozar el funcionamiento y las características generales de la planta en cuanto a:

- Definición de las características clave de la planta
- Comprensión general para el cliente y terceras partes
- Datos de entrada para la estimación de costes
- Datos de entrada para el proceso de evaluación de impacto ambiental

Es importante mencionar que la fotovoltaica es una tecnología modular en la que el diseño de la construcción de la planta depende en gran medida de los componentes utilizados (por ejemplo, la configuración óptima de los inversores y los módulos, la elección de un sistema de montaje adecuado, etc). Esto difiere de otros tipos de plantas de energía como, por ejemplo, una central eléctrica de carbón donde la caldera es diseñada individualmente para el proyecto en cuestión en base al sitio y las condiciones de la planta.

En una instalación fotovoltaica cualquiera, para cada uno de los componentes principales hay varios modelos o tipos adecuados disponibles para el proyecto y, dependiendo de cuál se use, se modifican ligeramente las características generales de la planta, sin cambiar o limitar la función de la planta si se eligen de acuerdo con el pliego de condiciones técnicas. A modo de ejemplo, el inversor óptimo (en términos de idoneidad técnica y coste) del fabricante A puede tener una configuración óptima diferente con respecto al inversor óptimo del fabricante B, en cuanto a los strings y el número de módulos conectados. Sin embargo, ambos inversores son adecuados para la planta.

Para el presente proyecto se han estudiado dos escenarios diferentes, para así poder analizar cuál de las dos configuraciones se ajusta mejor al modelo PPA que se quiere desarrollar. En este documento se ha tenido en cuenta tan solo uno de ellos, aunque todos los cálculos de la configuración que no se ha elegido para el proyecto también se adjuntan como anexos.

Con el fin de no restringir a un número demasiado limitado de fabricantes por componente principal en la fase de licitación, se aceptará que el contratista EPC modifique su diseño de construcción en cuanto a los principales componentes que ofrece, dentro del marco y los límites definidos por el concepto de diseño final y las especificaciones técnicas de los documentos de licitación. Esto permite optimizar los costes del proyecto sin afectar la calidad del proyecto.

De esta manera, el alcance de los documentos emitidos por el Consultor comprenderá los siguientes pasos:

- En el diseño de la planta, se definirán las principales características clave del diseño general, de los principales componentes y de las obras de los diferentes lotes. Sobre esta base, es posible compilar un diseño conceptual final para la planta, considerando una combinación de componentes principales a modo de ejemplo. Este documento muestra las principales características de cada uno de los componentes y describe el razonamiento llevado a cabo para la elección de estos.
- Los documentos técnicos de licitación, que se entregarán en la fase última del alcance de la consultoría, mostrarán el conjunto completo de características para cada componente y partida. Se definirán los requisitos mínimos en una tabla con el fin de permitir una evaluación adecuada de las ofertas y evitar que los licitadores ofrezcan productos que no cumplan los requisitos mínimos.

Esto significa que, en el campo de la energía fotovoltaica, el diseño propuesto para el proceso de licitación siempre es un diseño conceptual que será ultimado por el licitador elegido en base a los componentes principales que se ofrecen.

Además, es importante mencionar que, durante la fase de construcción de la planta, la implementación del diseño ofrecido por el adjudicatario tiene que ser supervisada cuidadosamente por una dirección de obra cualificada.

## **7.3 Características Generales del Diseño**

### **7.3.1 Diseño Modular**

La potencia total de la planta se divide en bloques de potencias idénticas con las siguientes características:

- Capacidad nominal de 2,703 MWp por bloque, determinado por el número y capacidad de módulos.
- Uso de una unidad de inversor, transformador media tensión y celdas de media tensión, localizado en un contenedor dentro de cada uno de los bloques, denominado centro de transformación.

Proyecto Final de Máster - MERME

- Capacidad de 2,5 MVA por bloque, determinado por la capacidad nominal del inversor.
- Uso del mismo tipo y fabricante para cada componente, a fin de facilitar el mantenimiento y la gestión de repuestos.
- La distancia entre filas de módulos es de 6,37 m (con un pasillo de 2,75 m), para permitir suficiente espacio para vehículos de operación y mantenimiento.

Las siguientes figuras muestran el plano de disposición y un esquema unifilar del bloque de potencia.

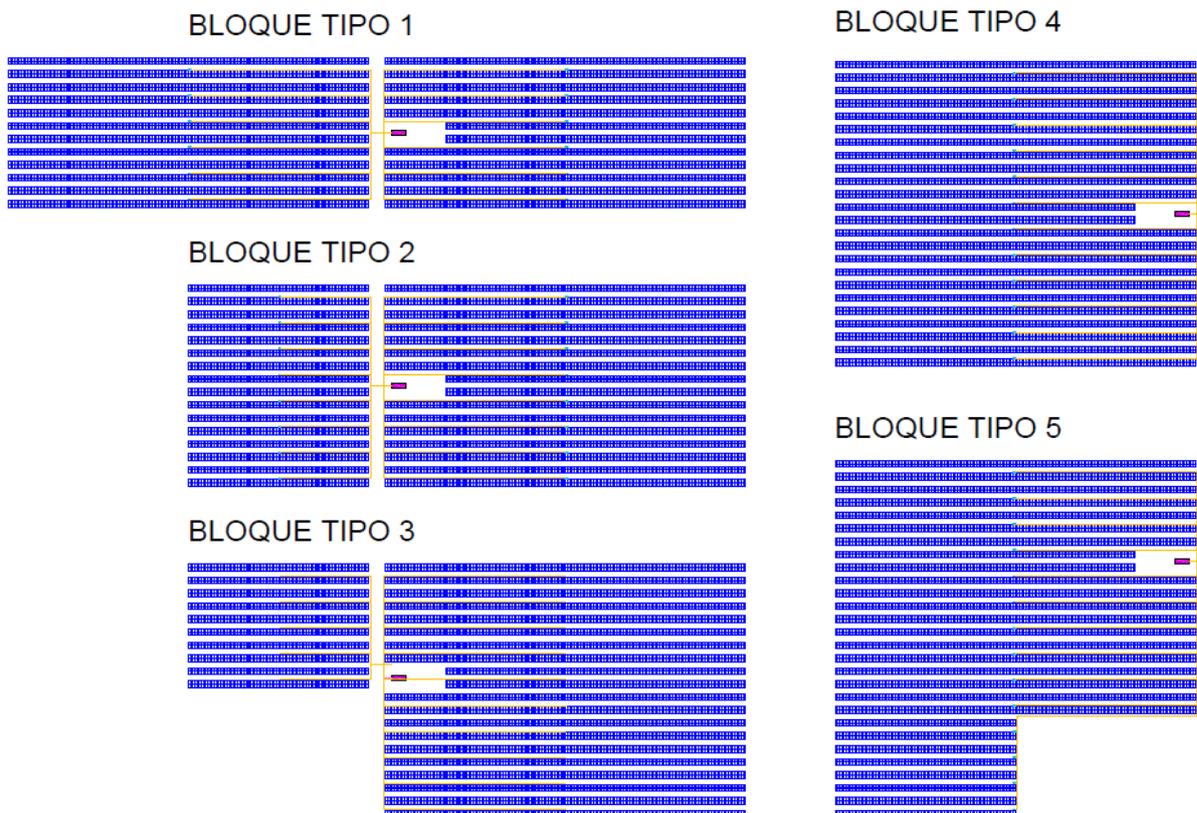


Figura 48: Plano de Disposición de los 5 bloques de potencia. (Fuente: elaboración propia).

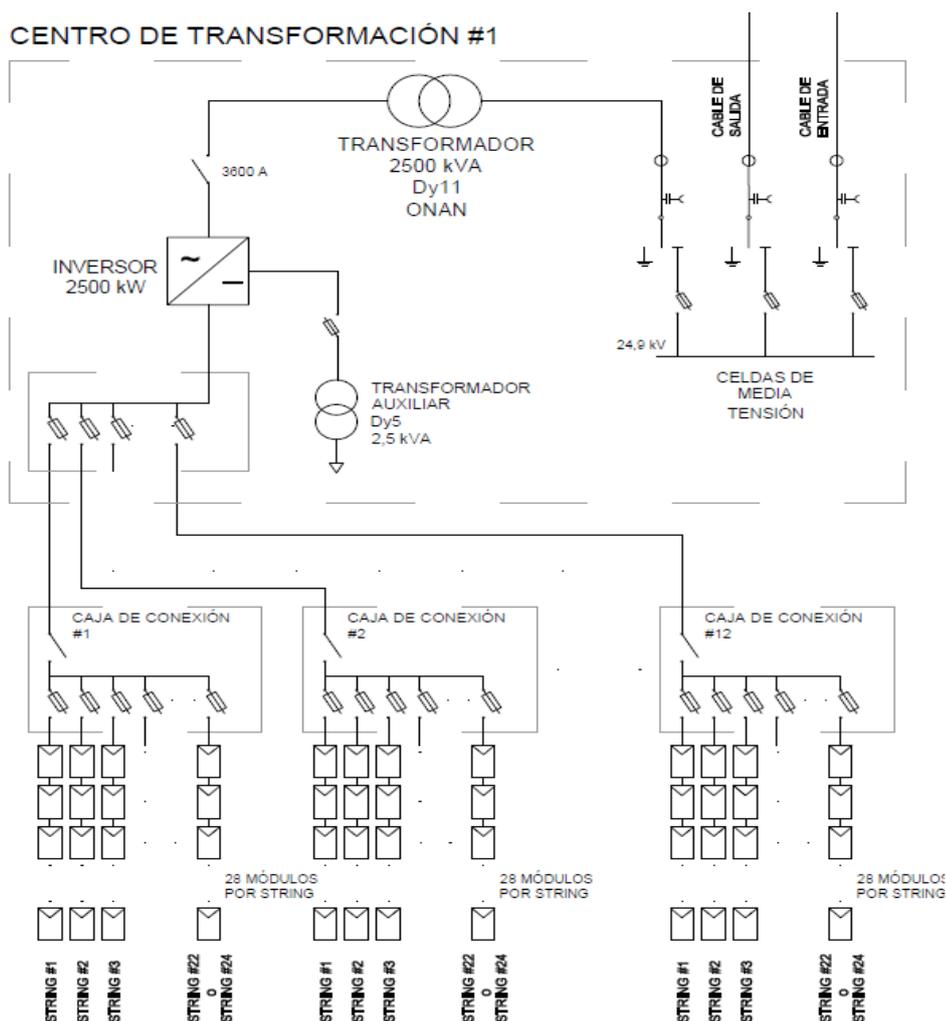


Figura 49: Esquema general de un campo generador. (Fuente: elaboración propia).

La instalación proyectada es una planta solar fotovoltaica con los siguientes valores de potencia:

- 100,03 MWp de potencia pico C.C nominal (capacidad del generador)
- 92,50 MWp de potencia C.A nominal (capacidad C.A nominal de los inversores)

Consta de 37 unidades, denominadas Bloque 1 a 37. La siguiente figura muestra el plano de disposición general del Proyecto.



*Figura 50: Plano de Disposición de la Planta. (Fuente: elaboración propia).*

Tanto los dibujos de la planta fotovoltaica como de los bloques de potencia se encuentran en el archivo "ANEXO A\_planos".

### 7.3.2 Evacuación de la Electricidad

Con el fin de evacuar la electricidad generada por los módulos solares, los niveles de tensión que se muestran en la siguiente tabla se mantendrán a lo largo de toda la Planta.

<u>Descripción</u>	<u>Tipo de corriente</u>	<u>Nivel de Tensión</u>
Evacuación de energía entre generadores fotovoltaicos y estaciones de inversores / transformadores media tensión	C.C	660 V
Potencia de media tensión entre la salida de las estaciones inversoras / transformador media tensión al transformador alta tensión de la subestación de conexión a la red	C.A	20 kV
Conexión a la red de alta tensión para la evacuación de la electricidad generada por la Planta	C.A	220 kV

*Figura 51: Niveles de Tensión en la Planta Solar. (Fuente: elaboración propia).*

Además, se mantendrá una tensión alterna auxiliar de 230/400 V que se mantendrá por medio de transformadores auxiliares adecuados para los equipos auxiliares de las subestaciones y para el sistema de vigilancia.

### 7.4 Principales Componentes

- Módulos solares
- Inversores
- Transformadores media tensión
- Celdas de media tensión
- Contenedores de inversores y transformadores
- Estructuras de soporte
- Cableado y cajas de conexión (cableado C.C de los strings, cableado C.C principal, cajas de conexión, cableado C.A media tensión)
- Sistema de monitorización (monitorización, SCADA, medición condiciones ambientales)
- Conexión a la red

- Sistema de seguridad y vigilancia

Como se describe en el inicio de esta sección, para el diseño conceptual de la planta el Consultor ha tenido que elegir para cada una de las categorías un fabricante y modelo a modo de ejemplo. Cabe indicar claramente que esta selección no refleja una recomendación para considerar única o preferentemente este fabricante en el proceso de licitación del proyecto. El Consultor compilará explícitamente documentos técnicos de licitación que permitirán la participación de más de un fabricante para cada componente, permitiendo adaptaciones por cada contratista dentro del rango dado por los documentos de licitación y así favoreciendo los resultados más rentables del proceso de licitación.

#### **7.4.1 Estructuras Soporte**

La estructura soporte es un componente clave en la planta. Puede ser fija o de seguimiento (tanto axial como biaxial). De acuerdo con las evaluaciones previas, se ha optado por un sistema de montaje fijo al ser más barato y por disponer de unas condiciones idóneas para la producción de energía.

A la hora de elegir la estructura soporte hay que tener en cuenta:

- Ángulo de inclinación
- Tipo de estructura soporte
- Material
- Requerimientos de estática para el viento
- Conexión a tierra

Para el diseño conceptual, se ha elegido un sistema de soporte del fabricante solarSTEM BP Field, para huertas solares. Son mesas hincadas con tornillos a tierra según la normativa Euro code 9. Son de acero galvanizado, tienen un montaje sencillo y con pocos componentes. Además, tienen una garantía de 15 años.



Figura 52: Vista de perfil de una mesa de doble hincado con tornillo a tierra. (Fuente: web SolarStem).

La siguiente figura muestra un dibujo esquemático a modo de ejemplo en el que se pueden observar a gran escala las medidas de las mesas soporte utilizadas.

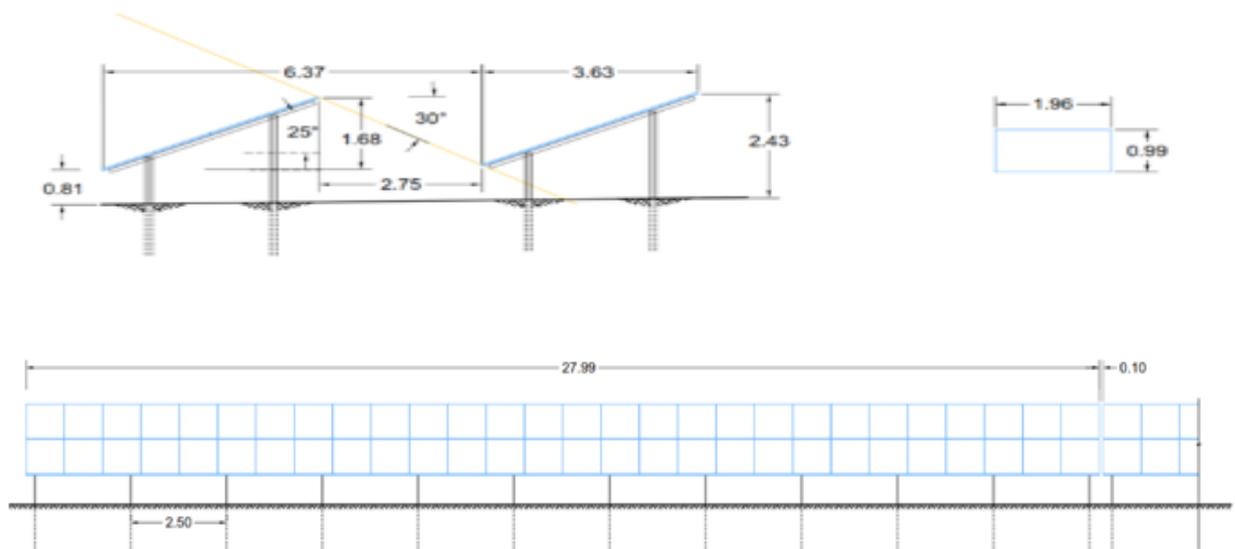


Figura 53: Vista de perfil y frontal de la Estructura de Soporte seleccionada (Fuente: elaboración propia).

<u>Parámetro</u>	<u>Valor</u>	<u>Comentario</u>
<b>Numero / Dimensionamiento</b>		
Numero de estructuras por Bloque	142	
Numero de estructuras en la Planta	5254	

Características		
Ángulo de inclinación	25°	
Orientación de los módulos	180° (Sur)	Azimut (0°)
Módulos por estructura	56	
Módulos en el eje transversal	28	
Módulos en el eje longitudinal	2	
Filas de perfiles por estructura	2	
Perfiles por estructura	24	

Tabla 6: Características principales de la Estructura de Soporte. (Fuente: elaboración propia).

#### 7.4.2 Módulos Fotovoltaicos

Los módulos de la planta solar deben cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Calidad general: Todos los módulos deben ser sometidos a ensayos de acuerdo con la norma IEC 61215 (módulos fotovoltaicos (PV) de silicio cristalino terrestre - Calificación del diseño de la construcción y marca de homologación)
- Los módulos deberán, además, haber sido probados según la norma IEC 61730 -1, -2: Cualificación de seguridad de los módulos fotovoltaicos (PV) Parte 2: Requisitos para ensayos.
- Abrasión por arena: El fabricante deberá garantizar, la tolerancia a la arena abrasiva (en las tormentas de arena o las condiciones del desierto). El estándar relevante para esto es IEC60068 Degradación por tormenta de arena.
- Definición de la Capacidad Nominal: La degradación inicial (inducida por la luz) no se tendrá en cuenta. La potencia de salida del módulo deberá definirse según la norma IEC 61215 e IEC 61646.
- Garantía de potencia durante la vida útil: Durante los 10 primeros años, potencia nominal garantizada de los módulos será del 90 % y después de los primeros 25 años del 80 %.
- Garantía contra defectos de fabricación: La garantía del producto contra defectos de fabricación deberá ser de 10 años como mínimo.

Para el diseño conceptual de la Planta se ha elegido el módulo policristalino CS3U de 340P de la marca comercial Canadian Solar, que cumple con los requisitos mínimos descritos previamente. La

figura a continuación muestra las dimensiones del módulo elegido. Los datos principales del módulo se resumen en la tabla más abajo.

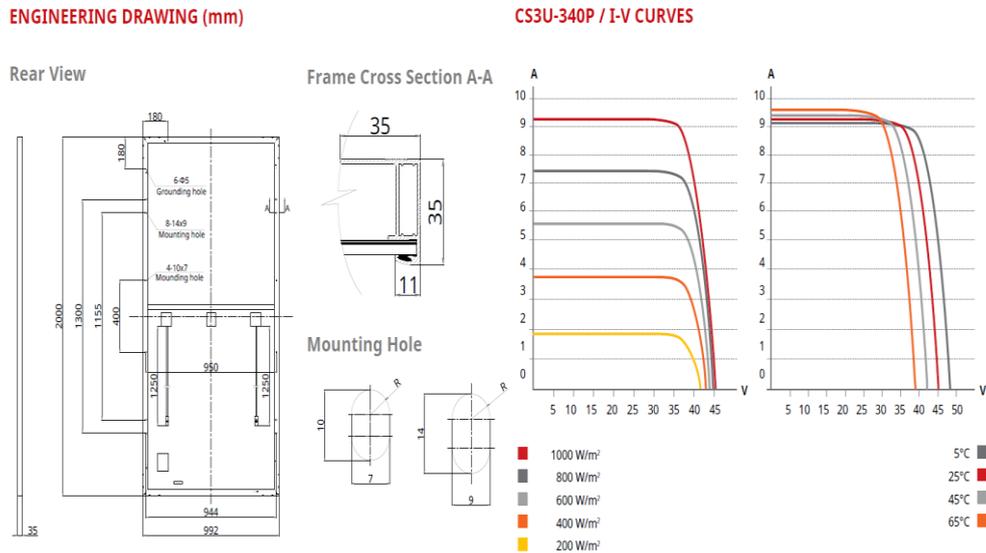


Figura 54: Ejemplo de módulo policristalino. (Fuente: Canadian Solar web page).

<u>Parámetro</u>	<u>Valor</u>
Numero de módulos en la Planta	294 224
Área total de módulos	583 740
Capacidad nominal	340 W
Tipo	Policristalino
Numero de celdas	72
Material de enmarcado	Aluminio
Anchura (mm)	994
Longitud (mm)	2000
Espesor (mm)	35
Tolerancia a la potencia nominal	0~ + 5 W
Eficiencia nominal at condiciones estándar	17,14 %

Tabla 7: Características principales del Módulo Solar. (Fuente: elaboración propia).

### 7.4.3 Inversores

Los inversores de la planta solar deberán cumplir como mínimo los siguientes requisitos básicos:

- Selección con respecto a las condiciones climáticas y ambientales locales.
- Deberá instalarse una protección contra polvo en el aire, como mallas de filtrado.
- La eficiencia europea mínima permitida para los inversores será 97,5 %. Además, deberá indicarse la producción media ponderada de la eficiencia y la eficiencia en la carga máxima en días de calor pico.
- La tensión máxima de entrada de los inversores será como mínimo de 1000 V.
- Rango de temperatura de funcionamiento (sin reducción de potencia dentro de este rango) de -40°C a 50°C. Los inversores deberán tener conexiones trifásicas.
- La distorsión armónica total deberá ser menor o igual al 3 %.
- Las características requeridas de refrigeración del inversor y pérdida de potencia (“derating”) tienen que estar de acuerdo con el sistema de ventilación y las condiciones de temperatura que se esperan en la caseta del inversor. La combinación del inversor y la caseta (en su caso) debe diseñarse conforme a las condiciones de polvo y la altitud del sitio.
- Tipo de Protección IP 65 de la caseta del inversor (EN 60529)

Como norma general, el factor de dimensionamiento ( $P_{Gen}/P_{Inv}$ ) suele estar en el rango de 110-120 %. En el presente proyecto se ha tenido en cuenta un factor de dimensionamiento de 108 %.

#### Cálculo del número de módulos por string:

Para los siguientes cálculos se ha tenido en cuenta las características técnicas del módulo CS3U-340P de Canadian Solar y el inversor central Sunny Central-2500-EV de SMA. El cálculo de módulos asociados en serie está determinado por la suma de tensiones que se puede lograr en dicha asociación.

La tensión que se alcance en el string tiene que cumplir las siguientes tres condiciones:

- Condición 1:

$$V_{string} < V_{M(INV)}$$

Donde:

$V_{M(INV)}$ : tensión máxima de entrada que soporta el inversor.

$V_{string}$ : tensión en la cadena de módulos conectados en serie.

- Condición 2:  $V_{string} < V_{mppM(INV)}$

Donde:

$V_{mppM(INV)}$ : límite superior de la ventana de búsqueda del mpp del inversor.

$V_{string}$ : tensión en la cadena de módulos conectados en serie.

- Condición 3:  $V_{string} > V_{mppm(INV)}$

Donde:

$V_{mppm(INV)}$ : tensión inferior de entrada que soporta el inversor.

$V_{string}$ : tensión en la cadena de módulos conectados en serie.

- CONDICIÓN 1:

$$V_{string} < V_{M(INV)}$$

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

Donde:

$T_{cm}$ : temperatura mínima de funcionamiento de la celda.

$T_a$ : temperatura ambiente (en este caso la temperatura mínima del año).

$G$ : irradiación a la temperatura ambiente objeto de cálculo.

$NOCT$ : temperatura nominal de la celda.

$$T_{cm} = 4,7 + 200 \cdot \frac{42 - 20}{800} = 10,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Conocida la  $T_{cm}$ , ya se puede calcular la tensión máxima en circuito abierto del módulo.

$$V_{ocM} = V_{oc*} - 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot (T_{cm} - 25)$$

Donde:

$V_{ocM}$ : tensión máxima en circuito abierto del módulo FV.

$V_{ocM}$ : tensión nominal de circuito abierto del módulo FV.

$V_{ocM}$ : temperatura de funcionamiento mínima de la celda.

$$V_{ocM} = 45,9 - 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot (10,2 - 25) = 45,9 \text{ V}$$

Conocido  $V_{ocM}$ , ya se puede obtener el número de módulos en serie para cumplir con esta primera condición:

$$N_{S1} = \frac{V_{M(INV)}}{V_{ocM}}$$

$$N_{S1} = \frac{1500}{45,93} = 32,7 \text{ módulos}$$

Según la primera condición, el número máximo de módulos a instalar por string es de 32 módulos.

- **CONDICIÓN 2:**

$$V_{string} < V_{mppM(INV)}$$

$$T_{CM} = T_{m\acute{a}x} + G_{m\acute{a}x} \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

$$V_{oc} = V_{oc^*} - 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot (T_c - 25)$$

Donde:

$G_{m\acute{a}x}$ : irradiación máxima que se puede dar (1000 W/m<sup>2</sup>).

$T_{m\acute{a}x}$ : temperatura máxima para un valor de irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>.

$$T_{CM} = 30 + 1000 \cdot \frac{42 - 20}{800} = 57,5 \text{ °C}$$

Conocida la temperatura máxima que alcanzará el módulo a irradiación máxima y que  $V_{oc}$  del módulo es 45,8 V, es posible conocer  $V_{mppM(MOD)}$ :

$$V_{mppM(MOD)} = V_{oc} \cdot \frac{V_{mpp(MOD)}}{V_{oc^*}}$$

Donde:

$V_{mppM(MOD)}$ : tensión máxima real del módulo en el punto de máxima potencia.

$V_{mpp(MOD)}$ : tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia.

$V_{oc^*}$ : tensión nominal del módulo en circuito abierto.

$$V_{mppM(MOD)} = 45,8 \cdot \frac{38,4}{45,9} = 38,3 \text{ V}$$

Siendo el número máximo de módulos a conectar en serie para cumplir esta condición:

$$N_{S2} = \frac{V_{mppM(INV)}}{V_{mppM(MOD)}}$$

$$N_{s2} = \frac{928 V}{38,4 V} = 24,2 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, y según esta condición, el máximo de módulos a instalar es de 21 módulos por string.

- **CONDICIÓN 3:**

$$V_{string} > V_{mppm(INV)}$$

Donde:

$V_{mppm(INV)}$ : tensión inferior de entrada que soporta el inversor.

$V_{string}$ : tensión en la cadena de módulos conectados en serie.

El número mínimo de módulos en serie a conectar es:

$$N_{s3} = \frac{V_{mppm(INV)}}{V_{mppM(MOD)}}$$

$$N_{s3} = \frac{778 V}{38,4 V} = 20,3 \text{ módulos}$$

Según esta condición, el número mínimo de módulos por string es de 20.

Por tanto, tras hacer el estudio de número de módulos a instalar por string, se llega a la conclusión de que debe ser un número entre 20 y 32 módulos por string.

Para conocer el máximo número de strings que se pueden conectar en paralelo, se sigue la siguiente relación:

$$N_{strings \text{ paralelo}} = \frac{I_{DCM(INV)}}{I_{sc(MOD)}}$$

Donde:

$I_{DCM(INV)}$ : intensidad de corriente máxima que soporta el inversor a la entrada

$I_{sc(MOD)}$ : intensidad de cortocircuito del módulo.

$$N_{strings \text{ paralelo}} = \frac{3200 A}{9,36 A} = 341,9 \text{ strings en paralelo}$$

Por tanto, según esta condición el número máximo de strings a conectar en paralelo es 341.

<b>CONDICIÓN 1</b>			
<b>Vstrings &lt; Vmáx(INV)</b>			
$T_c = T_a + G \cdot ((NOCT - 20) / 800)$		<b>Tc</b>	10,2 °C
Ta	4,7 °C		
G	200 W/m <sup>2</sup>		
NOCT	42 °C		
$V_{ocM} = V_{oc} \cdot -2,3 \cdot 10^{-3} \cdot (T_{cm} - 25)$		<b>VocM</b>	45,9 V
Voc*	45,9 V		
Tcm	10,2 °C		
$N_{s1} = VM(INV) / V_{ocM}$		<b>Ns1</b>	32,7 módulos
VM(INV)	1500	Ns1	32 módulos
VocM	45,93		

<b>CONDICIÓN 2</b>			
<b>Vstring &lt; VmppM(INV)</b>			
$T_c = T_{máx} + G_{máx} \cdot ((NOCT - 20) / 800)$		<b>Tc</b>	57,5 °C
Tmáx	30 °C		
Gmáx	1000 W/m <sup>2</sup>		
NOCT	42 °C		
$V_{mppM(MOD)} = V_{oc} \cdot (V_{mpp(MOD)} / V_{oc}^*)$		<b>VmppM(MOD)</b>	38,3 V
Voc	45,8 V		
Vmpp(MOD)	38,4 V		
Voc*	45,9		
$N_{s2} = V_{mppM(INV)} / V_{mppM(MOD)}$		<b>Ns2</b>	24,2 módulos
Vmppm(INV)	928 V	Ns2	24 módulos
VmppM(MOD)	38,4 V		

<b>CONDICIÓN 3</b>					
<b><math>V_{string} &gt; V_{mppm(INV)}</math></b>					
$Ns3 = V_{mppm(INV)} / V_{mppM(MOD)}$			<b>Ns3</b>	<b>20,3</b>	módulos
$V_{mppm(INV)}$	778 V		<b>Ns3</b>	<b>20</b>	módulos
$V_{mppM(MOD)}$	38,4 V				
<b>PARALELO</b>					
<b><math>N_{strings\ paralelo} = IDC(M(INV)) / ISC(MOD)</math></b>					
$IDC(M(INV))$	3200				
$ISC(MOD)$	9,36				
			<b>Nstrings paralelo</b>	<b>341,9</b>	strings en paralelo

Figura 55: Cálculos para la combinación strings e inversor. (Fuente: elaboración propia)

Tras estudiar el supuesto inicial, se opta por el siguiente diseño:

- 28 módulos por string
- 284 strings por inversor
- 37 inversores

Se conectan 7952 módulos por inversor, de 340W de potencia cada uno.

Todos estos cálculos se encuentran en el archivo Excel “ANEXO B\_cálculos dimensionamiento”.

El diseño conceptual cuenta con 37 inversores centrales tipo Sunny Central 2500-EV de 1500V, modelos del fabricante SMA. Se ha optado por utilizar el mismo tipo de modelo de inversor en todo el proyecto, ya que esto facilita el mantenimiento y la gestión de repuestos. Los inversores están integrados en contenedores metálicos prefabricados del mismo fabricante, junto con los transformadores y las celdas de media tensión. El conjunto incluye un transformador auxiliar, iluminación, ventilación, contadores, etc. Las principales características técnicas de los inversores se muestran en la siguiente tabla.

<u>Parámetro</u>	<u>Valor</u>
<b>Numero / Dimensionamiento</b>	
Número de Inversores por Bloque	1
Número de Inversores en la Planta	37
<b>Características</b>	
Capacidad nominal (altura < 1000 m, 25 °C)	2500 kVA
Tipo	Central
Tipo de refrigeración	Natural
Voltaje máximo CC	1500
Temperaturas de operación	-40 °C a 60 °C

*Tabla 8: Características principales del Inversor. (Fuente: elaboración propia).*



*Figura 56: Inversor Sunny Central 1500V de 2500 kVA. (Fuente: web SMA).*

## SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ [at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C]	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ [at 25 °C / at 50 °C]	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input [for each polarity]	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ [at 35 °C / at 50 °C]	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ [at 35 °C / at 50 °C]	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>(1)(2)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>(3)</sup>
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>(2)</sup>		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>(6)(11)</sup>		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>(1)</sup> / European efficiency <sup>(2)</sup> / CEC efficiency <sup>(3)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		○ / ○	
Insulation monitoring		○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm [109.4 / 91.3 / 62.5 inch]		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>(4)</sup> / partial load <sup>(5)</sup> / average <sup>(6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>(7)</sup>	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F		
Noise emission <sup>(7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60 °C / -40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	-40 to 70 °C / -40 to 158 °F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% [2 month / year] / 0 % to 95%		
Maximum operating altitude above MSL <sup>(8)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CE, CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			

Figura 57: Ficha técnica del inversor utilizado. (Fuente: web SMA).

### 7.4.4 Transformadores Media Tensión

Los transformadores de potencia de media tensión elevan la tensión de salida del inversor hasta el nivel de 20 kV. Los transformadores de la planta solar deberán cumplir como mínimo con los siguientes requisitos básicos:

- Diseño adecuado para la conexión de acuerdo con la norma IEC 60076 y las normas nacionales.
- Trifásico, Frecuencia 50 Hz.
- Diseñado para refrigeración natural (ONAN o KNAN).
- Pérdidas máximas: 0,5 % kW en vacío y 1,2 % kW en carga a 80 °C.

Proyecto Final de Máster - MERME

- Temperatura ambiente máxima: 50 °C.
- Relación de tensión y toma: Cambiadores de tomas sin carga al -5,0% / -2,5% / 0% / 2,5% / 5,0%.
- Símbolo de grupo vectorial Dyn.
- Capacidad de soportar sin daños cualquier tipo de cortocircuito de una duración mínima de 3 segundos según IEC 60076-5.

El diseño conceptual de la planta cuenta con 37 transformadores de media tensión del fabricante ABB. Se ubican en los mismos contenedores que los inversores. Las principales características técnicas de los transformadores se muestran en la siguiente tabla.

<u>Parámetro</u>	<u>Valor</u>
<b>Numero / Dimensionamiento</b>	
Número de Transformadores M.T por Bloque	1
Número de Transformadores M.T en la Planta	37
<b>Características</b>	
Capacidad nominal	2500 kVA
Tipo	ONAN
Vector Group	DY11
Cambiadores de tomas	Sin carga, +/- 5 %

*Tabla 9: Características principales del Transformador de M.T. (Fuente: elaboración propia).*

#### 7.4.5 Celdas de Media Tensión

En total instalaremos 10 celdas de media tensión. Cada celda es la agrupación de 4 campos generadores, excepto una de ellas, la celda 7, que recibe la energía producida por 5 campos generadores. La décima celda será una celda de medida. Cada celda está constituida por:

- Transformadores de tensión :
  - Tensión máx. de servicio .....24 kV
  - Relación ..... 22/√3/110/√3 kV
  
- Transformadores de intensidad :

Intensidades primarias nominales

  - Celdas de línea .....400 A
  - Bat. Condensadores .....400 A
  - Servicios Auxiliares ..... .100 A
  - Acoplamiento barras .....1500 A
  
- Seccionadores de puesta a tierra  

Los seccionadores de puesta a tierra son tripolares con accionamiento manual de maniobra brusca y enclavamiento mecánico con el interruptor.
  
- Terminales enchufables para cables aislados  

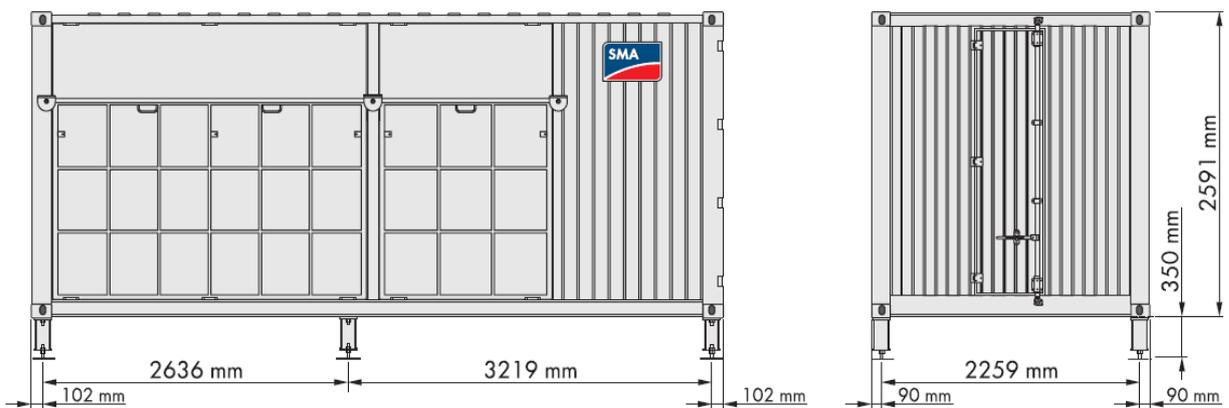
Tipo para cable de potencia 17,5/24 kV.

*Figura 58: Características celdas de M.T. (Fuente: proyecto de ejecución de la nueva subestación eléctrica de St. Lobete. Autor: José Antonio San Marcelino Lagunas).*

#### 7.4.6 Casetas de Equipo Eléctrico

Los inversores, transformadores de potencia, celdas de media tensión, contadores y demás elementos asociados serán alojados en casetas adecuadas que cumplan las siguientes características:

- Contenedor metálico o de hormigón prefabricado.
- Será diseñada y construida de acuerdo con los requisitos de los fabricantes, teniendo en cuenta las especificaciones de carga particulares y los requisitos de protección.
- Dispondrá de suelo técnico, sistema de ventilación, elementos de seguridad, sistema de iluminación e instalación de baja tensión.



*Figura 59: Ejemplo de un contenedor para inversores y transformadores. (Fuente: web SMA).*

## 7.4.7 Cableado Interno de Baja y Media Tensión

### 7.4.7.1 Concepto General

El diseño de la Planta Fotovoltaica está basado en dos niveles de agrupación de la electricidad generada por los módulos solares:

- **Conexiones C.C de los String:**

Los módulos se conectan agrupándolos en strings de 28 módulos cada uno. Cada uno de los strings se conectan a su caja de conexión correspondiente mediante cables de 4 y 6 mm<sup>2</sup> de sección dispuestos a lo largo de la estructura de soporte.

En esta planta no todas las cajas de conexión, en total 486, tienen el mismo número de conexiones:

- 302 cajas con 24 entradas de strings
- 140 cajas con 22 entradas de strings
- 40 caja con 20 entradas de strings
- 4 cajas con 12 entradas de strings

### 7.4.7.2 Cableado C.C

El cableado de C.C se refiere a aquellos cables que proporcionan conexión eléctrica entre los módulos individuales de una instalación de generación de energía solar a las cajas de conexión de strings, así como de las cajas de conexión al inversor. Los cables deberán cumplir los siguientes requisitos mínimos básicos:

- Todos los circuitos de C.C se diseñarán para que las pérdidas medias sean inferiores al 1,5 % en condiciones estándar (STC).
- Pruebas de inflamabilidad superadas según IEC-60332, Parte 3 (Categoría B).
- Tanto el cableado de los strings y como el cableado principal deben seleccionarse e instalarse de tal manera que se evite el riesgo de corrientes de fuga. Se utilizarán conductores unipolares para la protección del cable contra el impacto exterior.

Las figuras siguientes muestran el diseño de la Planta Fotovoltaica para los strings, las cajas de conexión y las principales conexiones C.C.

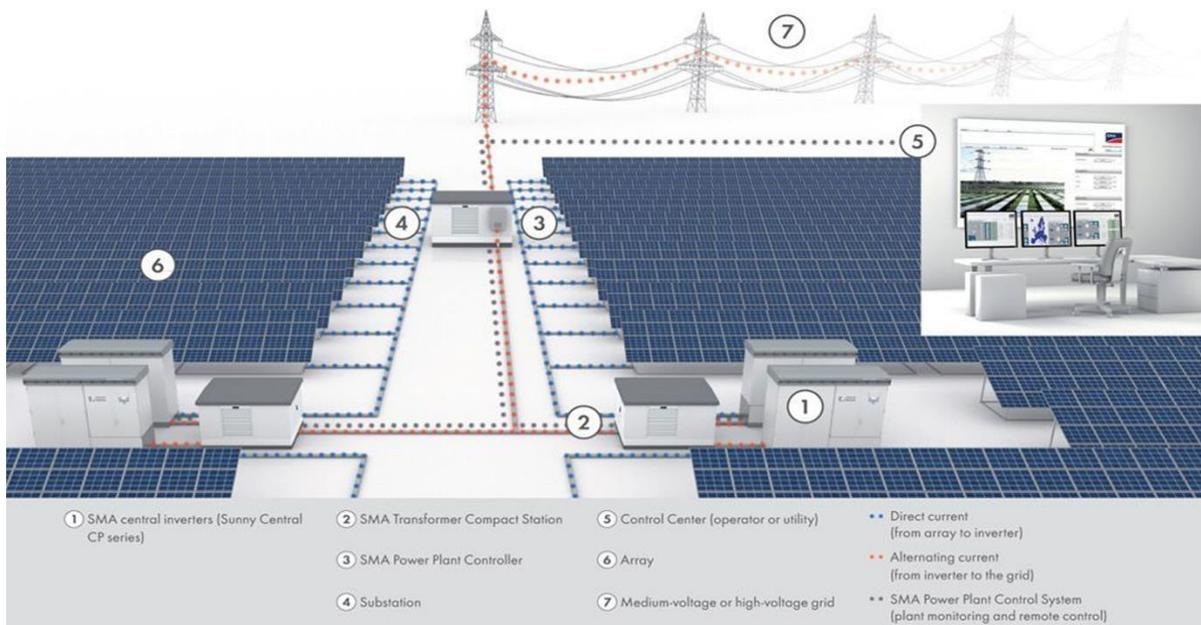


Figura 60: Extracto del Esquema String de un Bloque de Potencia. (Fuente: web SMA).

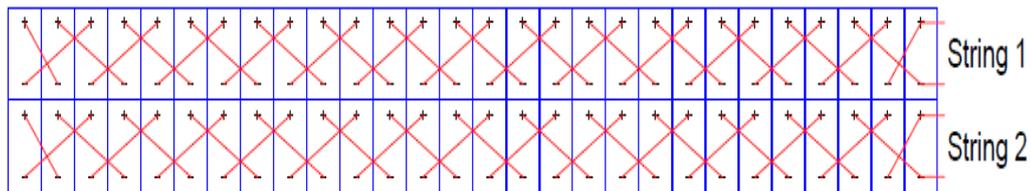


Figura 61: Esquema del Cableado C.C. principal de un Bloque de Potencia. (Fuente: elaboración propia).

Para el cálculo de la sección de los cables en C.C, se utiliza la siguiente fórmula:

$$S = 2 \cdot L \cdot \frac{I}{cte \cdot V \cdot \%m\acute{a}x} \cdot 100$$

Donde:

S: sección del cable C.C

L: longitud cable C.C

I: intensidad de corriente que pasará por la sección.

cte: constante a 90°C (44 para el cobre, 27 para el aluminio)

V: tensión del conductor.

%máx: caída de tensión máxima admisible (0,75 % para los cables C.C que conectan los strings con su caja de conexión correspondiente y 0,75 % desde las cajas de conexión hasta los inversores).

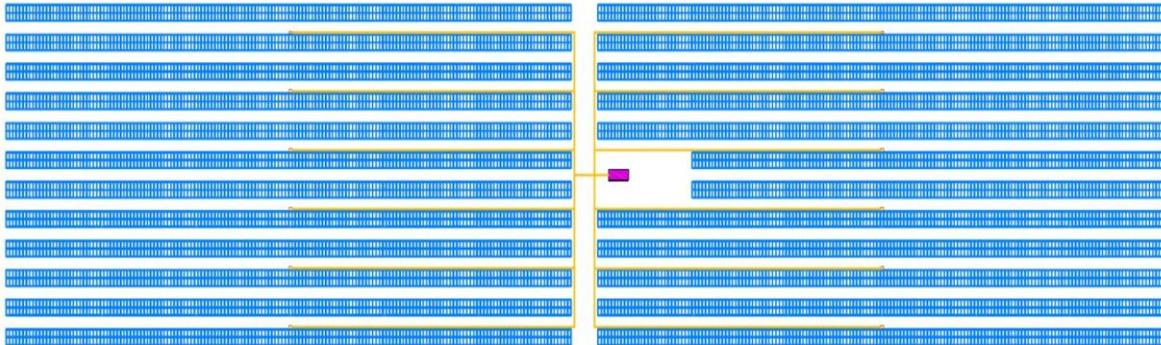


Figura 62: Esquema del cableado C.C principal de un Bloque de Potencia. (Fuente: elaboración propia).

Para la conexión desde los strings hasta las cajas de conexión de la instalación se utilizarán cables C.C de 4 y 6 mm<sup>2</sup> de sección. Se utilizará un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, no propagador de incendio con baja emisión de humos y opacidad reducida. El cable fotovoltaico que normalmente se utiliza en instalaciones es el ZZ-F (AS) 1,8 kV C.C - 0,6/1 kV C.A con aislamiento XLPE. Todos los cálculos se encuentran en el archivo TFM\_CALCULOS.

La nomenclatura de éste es:

- (F): conductor de cobre estañado clase 5 para servicio móvil.
- (Z): aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos.
- (Z): cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos.

El modelo elegido es el TopSolar PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1,8 kV; especialmente diseñado para su instalación en la intemperie y resistencia para rayos UV. La ficha técnica de este cable se adjunta en "ANEXO F\_fichas técnicas".

<b><u>Cableado DC de los strings</u></b>		
Sección (mm <sup>2</sup> )	4	6
Longitud (m)	141 309	207 978
Tipo	TopSolar PV ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1,8 kV de cobre, especialmente diseñado para su instalación en intemperie y resistencia para rayos UV.	

Tabla 10: Tipos y longitudes de los cables C.C de los strings. (Fuente: elaboración propia).

Los cálculos de las longitudes y de las secciones de cable C.C que unen los distintos strings a sus cajas de conexiones correspondiente se encuentran en el documento Excel "ANEXO D\_cables y protecciones" que se adjunta.

Para la conexión desde las cajas de conexiones hasta los inversores se utilizarán cables de C.C de 120, 150, 180 y 240 mm<sup>2</sup> de sección. Se utilizará un conductor flexible de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, no propagador de incendio con emisión de humos y opacidad reducida. El cable utilizado será TopSolar PV AL 1500V; especialmente diseñado para instalaciones enterradas. La ficha técnica de este cable se adjunta en "ANEXO F\_fichas técnicas".

<b><u>Cableado DC cajas-inversores</u></b>				
Sección (mm <sup>2</sup> )	120	150	180	240
Longitud (m)	688	1042	3230	3134
Tipo	TopSolar PV AL 1500 V de aluminio, especialmente diseñado para instalaciones enterradas.			

*Tabla 11: Tipos y longitudes de los cables C.C desde las cajas a los inversores. (Fuente: elaboración propia).*

Los cálculos de las longitudes y de las secciones de cable en C.C que unen las distintas cajas de conexiones con sus inversores correspondientes se encuentran en el documento Excel "ANEXO D\_cables y protecciones" que se adjunta.

#### **7.4.7.3 Cajas de Conexión C.C**

Las cajas de conexión no son más que cuadros eléctricos a los que se le conectan una cantidad determinada de strings en paralelo para formar un sólo circuito de salida en dirección al inversor.

Las cajas de conexión para los strings deben contar con:

- Seccionador de corte en carga para todos los strings.
- Fusibles protegiendo cada string.
- Equipos de protección contra tensiones y descargas atmosféricas.
- Dispositivos de desconexión en carga para facilitar las tareas de mantenimiento y evitar accidentes.
- Equipos de monitorización.

Las cajas de conexión deberán cumplir los siguientes requisitos mínimos básicos:

El diseño de la planta cuenta con cajas de conexión del fabricante SMA, acorde con los inversores. La siguiente figura muestra el interior típico de una caja de conexión de C.C. Se escogen las cajas Grid-Combiner de SMA con una tensión máxima de entrada de 1500 V y 24 entradas. Sólo existen 2 modelos disponibles en el mercado, 24 y 32 entradas. Se escogen las 486 cajas necesarias con 24 entradas, ya que en todos los casos cumpliría con las necesidades.



*Figura 63: Caja de Conexión Grid-combiner de SMA. (Fuente: web SMA).*



*Figura 64: Ejemplo para el Montaje de Cajas de Conexión. (Fuente: Grid combiners).*

#### **7.4.7.4 Cableado Media Tensión**

La energía producida por la planta fotovoltaica será evacuada a través de líneas subterráneas de media tensión, conectadas con la subestación de alta tensión. El cableado deberá cumplir los siguientes requisitos mínimos:

Las cantidades y tipos de cables de M.T en base al diseño de la Planta se muestran en la siguiente tabla. Cables de M.T, de acuerdo con IEC 60502-1.

**Para el cálculo de las secciones en C.A se ha procedido de la siguiente manera:**

$$S = L \cdot \frac{I}{cte \cdot V \cdot \%máx} \cdot \cos\phi \cdot 100$$

Donde:

S: sección del cable C.A.

L: longitud cable C.A

I: intensidad de corriente que pasará por la sección

cte: constante a 90°C (27 para el aluminio)

V: tensión de línea trifásica

%máx: caída de tensión máxima admisible (1,5 % para C.A)

cos  $\phi$ : factor de potencia.

Se utilizará un conductor flexible de Aluminio (con una excepción, donde se ha usado cobre), con aislamiento de polietileno reticulado XLPE3, no propagador de incendio con baja emisión de humos y opacidad reducida. El cable elegido para la instalación es el NA2XSY 18/30 kV tripolar de Cobre/Aluminio con aislamiento XLPE de la marca comercial Eland Cables. La ficha técnica de este cable se encuentra en “ANEXO F\_fichas técnicas”.

Se tiene un total de 37 grupos con su inversor-transformador elevador a 20 kV. El transformador de media tensión será en tipo Dy (V= 20 kV,  $I_{generador} = 75,97$  A, S= 2500 kVA, y  $\cos \phi = 0,95$ ).

$$I_{estación} = \frac{\text{Potencia del transformador}}{\sqrt{3} \times \cos\phi \times V_{nominal}}$$

*Figura 65: Fórmula usada para el cálculo de la corriente en CA. (Fuente: Elaboración propia).*

A partir de este punto, ya sólo se necesita medir distancias hasta las celdas de Alta tensión de la subestación a la planta. Se sabe que el primario irá a 20 kV.

Debido a las grandes distancias (sobrepasan los 1000 metros de media) y para abaratar metros de cable, se toma la decisión de asociar varios generadores y tirar una manguera tetrapolar de aluminio por cada 4 generadores hasta las celdas de la subestación.

Hay una excepción, la asociación de generadores 25 a 29, con un total de 5 inversores. Aquí se usa una manguera tripolar de cobre hasta su correspondiente celda en la subestación de A.T.

Entre cada generador, habrá también líneas que los unan: 1 con 2, 2 con 3, 3 con 4 y así con cada asociación. En total hay 28 líneas de este tipo con su correspondiente manguera tetrapolar de Aluminio. A continuación, se muestra en la siguiente imagen una asociación de 4 generadores:

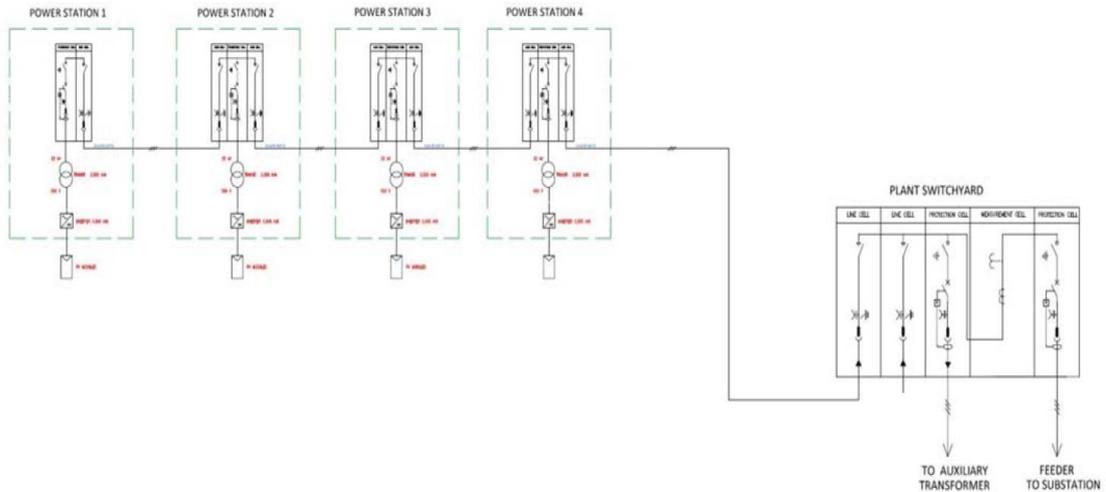


Figura 66: Asociación de generadores en serie. (Fuente: Elaboración propia).

Por último, y aplicando los mismos cálculos vistos en C.A, por caída de tensión y corriente máxima admisible, se obtienen las secciones de los bloques generadores:

<u>inversores</u>	<u>sección elegida</u>	<u>Imáx adm.</u>	<u>comprobación</u>
1-4	185	322	OK
5-8	150	285,2	OK
9-12	150	285,2	OK
13-16	150	285,2	OK
17-20	150	285,2	OK
21-24	150	285,2	OK
25-29	150	285,2	OK
30-33	150	285,2	OK
34-37	150	285,2	OK

Figura 67: Secciones cables CA. (Fuente: Elaboración propia. Excel).

#### 7.4.8 Sistemas de Protección

En el diseño de la instalación hay que tener en cuenta que hay dos zonas diferenciadas según la naturaleza del circuito: zona de corriente continua (generador) y zona de corriente alterna (conexión).

Las protecciones mínimas a instalar son:

- De sobreintensidad, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.

Proyecto Final de Máster - MERME

- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85 % de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110 % de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

En el diseño de la instalación hay que tener en cuenta que hay dos zonas diferenciadas según la naturaleza del circuito: la zona de corriente continua (generador) y la zona de corriente alterna (conexión). Aparte de las protecciones que hay que instalar para que abran el circuito en caso de detectar algún fallo, hay que tener en cuenta las siguientes medidas de seguridad:

- Aislamiento de las partes activas de la instalación.
- Colocación de barreras y envolventes.
- Interposición de obstáculos.
- Dispositivos de corte por corriente diferencial (en el lado C.A).

Como se puede observar en la ficha técnica del inversor, éste cuenta con 32 entradas y cuenta con las protecciones necesarias ya incorporadas (interruptores de corte de carga y fusibles para cada una de las entradas, protección contra polaridad inversa, etc).

Corriente continua

Deben cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_D \leq I_N \leq I_Z$$

$$1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

$I_D$ : corriente de diseño o corriente nominal de la instalación

$I_N$ : corriente nominal del elemento de protección

$I_Z$ : corriente máxima admisible del conductor

<u>caja</u>	<u>sección</u>	<u>I<sub>Z</sub></u>	<u>comprobación</u>	<u>calibre protección</u>
1.1	240	395,6	OK	125
1.2	240	395,6	OK	125
1.3	185	345	OK	125
1.4	185	345	OK	125
1.5	185	345	OK	125
1.6	185	345	OK	125
1.7	185	345	OK	125
1.8	185	345	OK	125
1.9	185	345	OK	125
1.10	185	345	OK	125
1.11	240	395,6	OK	125
1.12	240	395,6	OK	125

Figura 68: Ejemplo de protecciones en el lado de corriente continua. (Fuente: elaboración propia).

### Corriente Alterna

Como se ha comentado anteriormente, en el lado de la corriente alterna son necesarios dos tipos de protecciones: protección magnetotérmica para sobretensiones y sobrecorrientes y protección diferencial para posibles fallos a tierra (protección para personas).

Para el cálculo del magnetotérmico:

$$I_D \leq I_N \leq I_Z$$

$$1.6 \cdot I_N \leq 1.45 \cdot I_Z$$

Donde:

$I_D$ : corriente de diseño o corriente nominal de la instalación

$I_N$ : corriente nominal del elemento de protección

$I_Z$ : corriente máxima admisible del conductor

El diferencial será de tipo toroidal y con el fin de que sólo actúe por fallos a tierra. Debe cumplir con la siguiente condición:

$$I_{diferencial} > 1,4 \cdot I_N$$

<u>inversores</u>	<u>sección elegida</u>	<u>Imáx adm.</u>	<u>comprobación</u>	<u>calibre protección</u>
1-4	185	322	OK	250
5-8	150	285,2	OK	160
9-12	150	285,2	OK	160
13-16	150	285,2	OK	160
17-20	150	285,2	OK	160
21-24	150	285,2	OK	160
25-29	150	285,2	OK	160
30-33	150	285,2	OK	160
34-37	150	285,2	OK	160

*Figura 69: Protecciones en el lado de corriente alterna. (Fuente: elaboración propia).*

El cálculo de los cables, así como las protecciones de la instalación fotovoltaica se encuentran en el archivo “ANEXO D\_cables y protecciones”.



*Figura 70: Fusible para energía solar fotovoltaica. (Fuente: Google images).*

#### 7.4.9 Puesta a Tierra

Toda la puesta a tierra de la instalación deberá cumplir lo detallado en el RD 1663/2000 (art.12) de Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas.

Las celdas de M.T dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección. Se conectarán a tierra el neutro del transformador y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida.

La red de tierras se hará a través de picas de cobre. La configuración de éstas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Hay que tratar de evitar que la pica se doble a la hora de su colocación.

Para asegurar un buen contacto con tierra de las masas de la instalación, se procederá a obtener un sistema de tierra cuya resistencia a tierra sea inferior a  $2 \Omega$ . Para ello se utilizarán picas de cobre de 2 metros de longitud, unidas entre ellas por un cable de cobre desnudo de  $35 \text{ mm}^2$  de diámetro. Se conectarán tantas picas como sean necesarias, para asegurar que la resistencia a tierra del conjunto sea inferior a estos  $2 \Omega$ .

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Si se coloca un interruptor diferencial en la cabecera de la acometida de consumos con una sensibilidad de 300 mA, será suficiente para asegurar la protección de las personas frente a derivaciones a tierra. Se puede comprobar mediante el siguiente cálculo:

Se opta por obtener una buena resistencia a tierra para evitar posibles accidentes por contacto directo con las masas metálicas de la instalación, sea con las partes metálicas de los módulos o de su estructura metálica.

Por otra parte, cabe destacar, que se van a realizar dos tomas de tierra, que irán a la misma puesta a tierra.

- Lado C.C: Se instalará un conductor desde la toma de tierra el cual alimentará a los conductores de protección que se conectarán a cada uno de los seguidores con los bloques de módulos. Se interconectarán con cable de cobre aislado de  $35 \text{ mm}^2$  (ITC-6T-18).
- Lado CA: La red de tierras para la instalación de media tensión, consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:
  - ✓ Puesta a tierra de herrajes de media tensión denominada “tierra de protección”.
  - ✓ Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia de 2,5 kVA denominada “tierra de servicio”.

## 7.4.10 Sistema de Control y Monitorización

### 7.4.10.1 Resumen del Sistema

Sistema de Monitorización, que permitirá monitorizar de manera remota la Planta Fotovoltaica, con el fin de conocer los parámetros de funcionamiento de los diferentes equipos instalados en la Planta Fotovoltaica y controlar determinados parámetros económicos clave. Varios parámetros tales como la tensión, la corriente y la potencia en la parte de C.A como de C.C serán monitoreados. Además de datos eléctricos, se utilizan para analizar el rendimiento de la instalación solar algunos parámetros ambientales como la temperatura y la irradiación. El sistema de monitorización debe cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Recepción de todos los datos necesarios de la instalación fotovoltaica para permitir la monitorización de la planta, incluyendo el estado de funcionamiento
- Control de las funciones pertinentes de la planta
- Almacenamiento de los datos operativos
- Interfaz con el operador de la red (interconexión al sistema SCADA)
- Medición de las condiciones climáticas

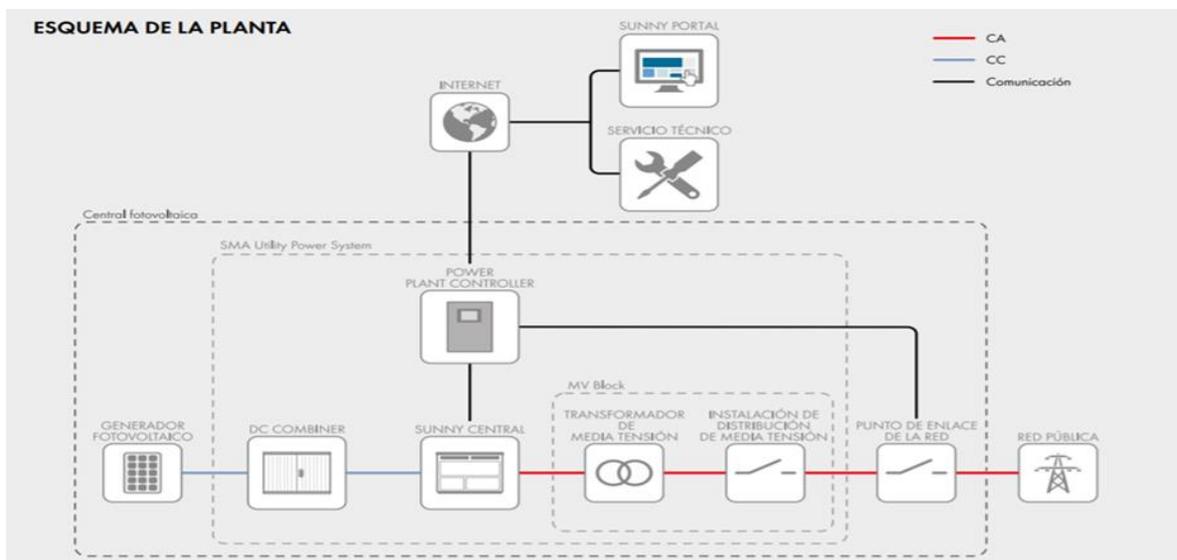


Figura 71: Esquema del Sistema de Monitorización

### 7.4.10.2 Interfaz SCADA

La interfaz SCADA es necesaria para conectar el sistema SCADA del operador de la red eléctrica con el centro de control del sistema de energía solar fotovoltaica. Esto permite al operador de la red vigilar y controlar la planta fotovoltaica.

La interfaz SCADA debe al menos ser capaz de enviar en tiempo real al sistema los siguientes datos:

- Potencia activa, potencia reactiva.
- Tensión y frecuencia al nivel de las barras de alta tensión.
- Posición de interruptores y seccionadores.
- Posición de los conmutadores bajo carga de los transformadores con regulación.

La interfaz SCADA debe al menos ser capaz de controlar los siguientes parámetros de la planta fotovoltaica:

- Regulación del factor de tensión y / o del poder dinámico de la planta solar en el punto de interconexión.
- Arranque y la parada (incluso en las situaciones de emergencia).
- Reducción de la potencia en niveles definidos por el centro de carga.
- Control de la energía reactiva.

#### **7.4.10.3 Contadores**

La medida de energía vertida en Media Tensión, consumos y pérdidas se realizará en el centro de seccionamiento y será una medida centralizada de toda la planta mediante una celda de medida con sus características definidas.

El conjunto consta de un cuadro de contadores conectado al secundario de los transformadores de intensidad y de tensión de la celda de medida.

El cuadro de contadores estará formado por un armario de doble aislamiento de, equipado de los siguientes elementos:

- Regleta de verificación normalizada por la Compañía Suministradora.
- Contador de Energía Activa.
- Contador de Energía Reactiva.

Las pérdidas en la red común (transformador y red de M.T) de la agrupación de productores se imputarán a cada productor en proporción a su energía vertida.

El conjunto consta de un contador tarificador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación. Todo ello va en el interior de un armario homologado para contener estos equipos.

#### 7.4.10.4 Estaciones meteorológicas

Se requiere una estación de meteorológica para determinar los parámetros ambientales clave con el fin de analizar el rendimiento del sistema de energía solar fotovoltaica. Debido a que la generación de energía de un sistema solar depende de varias condiciones ambientales, tales como el nivel de irradiación y de temperatura, una evaluación de la ejecución del sistema solar tendrá que basarse en datos ambientales reales medidos.

Se instalarán 2 estaciones meteorológicas con capacidad para medir las siguientes variables:

- Irradiación en el plano horizontal (2 medidas por estación).
- Irradiación en el plano de los módulos fotovoltaicos (2 medidas por estación).
- Presión atmosférica.
- Humedad relativa.
- Velocidad y dirección del viento.
- Nivel e intensidad de precipitaciones.
- Temperatura ambiental.
- Temperatura de los módulos fotovoltaicos (4 medidas por estación).

Las medidas de las estaciones meteorológicas estarán integradas en el sistema de monitorización.

#### 7.4.11 Sistema de Seguridad y Vigilancia

Adicionalmente al vallado perimetral, se instalará un sistema de seguridad y vigilancia en la Planta Fotovoltaica. Soluciones típicas son: cámaras de seguridad, barreras de infrarrojos (o cables de antena para la valla de la planta).



*Figura 72: Ejemplos para vigilancia de Vallas (Fuente: Senstar)*

<u>Equipo</u>	<u>Cantidad</u>
Cámaras de seguridad cubriendo el perímetro de la planta y los accesos, tipo P5534-E PTZ de Axis	6
Sistema de vigilancia de la valla, unidades para 1000 m cada una, tipo Senstar Intellifibre	4
Sistema de control con alarma, grabación y almacenamiento	1
Solución de cableado adecuados a lo largo de la cerca	1

*Tabla 12: Resumen del Sistema de Vigilancia. (Fuente: elaboración propia).*

Los componentes de vigilancia estarán conectados con el sistema de monitorización de la instalación fotovoltaica, usando los centros de transformación como puntos de conexión. La fuente de alimentación también será suministrada por las estaciones. Las cámaras se ubicarán directamente en las estaciones de transformación de las cuatro esquinas, utilizando postes de 6 metros de altura.

#### 7.4.12 Subestación de Conexión

Nuestra planta fotovoltaica tendrá una subestación 220/20 kV con una potencia de transformación trifásica de 100 MVA, mediante 2 transformadores trifásicos de 50 MVA. Estos transformadores irán ubicados en el exterior, sobre la sala soterrada de maniobra. Cada bahía de la subestación (M.T y A.T) consta de dos baterías de condensadores. Para el suministro de los servicios propios de la subestación se instala un transformador de servicios auxiliares de 250 kVA.

Superficie 1300 m <sup>2</sup>			
2	TRANSFORMADOR (220/20 kV)	50	MVA
1	TRANSFORMADOR AUX. (20-0,420-0,242)	250	kVA
2	BATERÍA DE CONDENSADORES	3,6	MVAr
2	BATERÍA DE CONDENSADORES	7,2	MVAr

*Tabla 13: Resumen subestación de interconexión de la planta fotovoltaica. (Fuente: elaboración propia).*

- Refrigeración .....OFAP
- Potencia nominal ..... 50 MVA
- Relación de transformación ..... 225.000±9x2.500/21.500 V
- Grupo de conexión ..... Yd11
- Frecuencia ..... 50 Hz
- Tensión de cortocircuito para relación 220/20 kV ..... 15%

**Figura 73: Placa de características de uno de los transformadores de Alta Tensión. (Fuente: proyecto de ejecución de la nueva subestación eléctrica de St. Lobete. Autor: José Antonio San Marcelino Lagunas).**

- Tipo ..... Trifásico, aceite
- Potencia nominal ..... 250 kVA
- Tensión primaria ..... 21,5±2,5%/±5% kV
- Tensión secundaria ..... 0,420-0,242 kV
- Grupo de conexión ..... D11
- Frecuencia ..... 50 Hz

**Figura 74: Placa de características del transformador auxiliar. (Fuente: proyecto de ejecución de la nueva subestación eléctrica de St. Lobete. Autor: José Antonio San Marcelino Lagunas).**

220 kV	SISTEMA BLINDADO EN SF6
2	CELDA DE LÍNEA
2	CELDA TRANSFORMADOR
2	CELDA DE ACOPLAMIENTO B1-B2
2	POSICIÓN DE MEDIA Y PUESTA A TIERRA DE BARRAS
245 kV (tensión máxima de servicio)	
I máxima en barras 3150 A	

**Tabla 14: Resumen de la bahía de Alta Tensión. (Fuente: elaboración propia).**

20 kV	SISTEMA BLINDADO EN SF6
2	CELDA DE LÍNEA
2	CELDA TRANSFORMADOR
2	POSICIÓN EN BATERÍA DE CONDENSADORES
2	POSICIÓN SERVICIOS AUXILIARES
10	CELDAS DE MEDIA TENSIÓN
2	POSICIÓN DE MEDIA Y PUESTA A TIERRA DE BARRAS
24 kV (tensión máxima de servicio)	
I máxima en barras 400 A	

**Tabla 15: Resumen de la bahía de Media Tensión. (Fuente: elaboración propia).**

#### 7.4.12.1 Sala de Control

La sala de control central se encuentra adyacente al edificio de celdas de M.T en un edificio separado y aislado. Ha de cumplir con las siguientes condiciones:

- Debe cumplir con los requisitos de calefacción y ventilación de acuerdo con las normas locales.
- Debe ser de metal o de hormigón prefabricado.
- Las cimentaciones han de dimensionarse de acuerdo con las condiciones del sitio.

Para el diseño de la planta, se han elegido contenedores de medidas estándar (40 pies de longitud). Las cimentaciones deben ser del mismo tipo que los contenedores de las estaciones de Transformación.

### 7.5 Obras Eléctricas y Civiles

#### 7.5.1 Preparación del Terreno

La preparación del terreno para la construcción de la instalación fotovoltaica consiste básicamente en los siguientes pasos:

1. Despeje del terreno
2. Obras de nivelación



*Figura 75: Ejemplos de Instalaciones Fotovoltaicas en Terrenos Desnivelados. (Fuente: OCells y Phys.org).*

#### 7.5.2 Valla Perimetral de Seguridad

A fin de evitar el acceso no autorizado y el vandalismo, se instalará en los alrededores de la planta fotovoltaica una valla perimetral con dos puertas de acceso.

Tanto la valla como las puertas de acceso serán diseñadas e instaladas de tal forma que se evite el sombreado en los módulos solares en cualquier momento.

Para este Proyecto, se han considerado las siguientes características:

- Altura de la valla incluyendo guardia alta superior.
- Altura del portón de acceso.
- Anchura del portón de acceso.
- Distancia entre postes.
- Material de la guardia superior.
- Material del portón y la valla.

### 7.5.3 Vías de Acceso y Caminos Internos

Las vías de acceso y carreteras internas son fundamentales no solamente en la fase de construcción, ya que permiten transportar los componentes de la planta hasta su ubicación final, sino también en la fase de operación y mantenimiento.



*Figura 76: Sección de las carreteras de acceso a una planta fotovoltaica. (Fuente: Google images).*

Dos tipos de carreteras:

- Caminos internos principales: Son aquellos que permiten el transporte de los componentes de mayor tamaño (inversores, transformadores, etc) hasta su ubicación final durante la fase de construcción.
- Vías de acceso: Son aquellas que permiten el acceso a la Planta Solar.

## 7.5.4 Obra Civil

### 7.5.4.1 Cimentaciones para la Estructura de Soporte

Finalmente, se ha optado por estructuras soporte de doble hincado con tornillo a tierra, sin necesidad del uso de cimentaciones. Al tratarse de un terreno con gran agarre, escasa pendiente y estabilidad, por lo que el fabricante no recomienda el uso de cimentaciones.

### 7.5.5 Zanjas de Cableado

El trazado de las zanjas se realizará de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión, reducir los costes y con el fin de aumentar la productividad.

Las canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante zanjas adecuadas al número y tipo de tubos que deberán albergar.

En los casos en los que exista un cruce, los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,70 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o media tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de M.T. Las líneas de media tensión irán siempre en tubos de XLPE de 300 mm<sup>2</sup> de diámetro.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de comunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Las zanjas se dividen en zanjas principales, que unen las cajas de conexionado con los inversores, y zanjas secundarias, necesarias para unir las series hacia sus correspondientes cajas de conexionado intermedio.

## 8 ESTIMACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA

### 8.1 Análisis de la Radiación Solar

El análisis de la irradiación solar en el sitio del Proyecto está debidamente desarrollado en el apartado 6.3. Recurso Solar, perteneciente al punto Condiciones del sitio, del presente proyecto.

### 8.2 Modelización y Rendimiento de la Planta

#### 8.2.1 Modelización

El modelado de la instalación fotovoltaica se realiza con el objetivo de verificar el correcto dimensionado de los componentes entre sí y de acuerdo con las condiciones del sitio; y estimar la producción energética anual de la planta para los cálculos financieros posteriores.

El modelado de la planta se realiza con la herramienta de simulación PVSYS V6.75 en una versión de prueba. El informe completo de PVSYS se encuentra en los documentos anexos como “ANEXO C\_análisis de rendimiento con PVSYS”.

#### 8.2.2 Suposiciones del Diseño del Sistema y Estimaciones del Rendimiento

Las dos tablas siguientes resumen los principales factores de entrada para el modelado de la instalación fotovoltaica, que se describirá en la siguiente sección.

<u>Tamaño de la planta (MW<sub>p</sub>)</u>	<u>Módulos</u>	<u>Inversores</u>	<u>Potencia nominal del inversor (kVA)</u>	<u>Nº de módulos por string</u>	<u>Nº de strings por inversor</u>
100 MW <sub>p</sub>	294 224	37	2500	28	284

Tabla 16: Características básicas del diseño de la planta. (Fuente: elaboración propia).

<u>Criterio</u>	<u>Valor usado en la simulación</u>
Distancia entre filas	6,4 m
Orientación de los módulos	0° (sur)
Ángulo de inclinación de los módulos	25°
Punto de medición	S/E de Conexión
Tolerancia de potencia	Ninguna tolerancia (sólo tolerancia positiva)
Capacidad máx. de inyección en la red	Sin límite

*Tabla 17: Características del Diseño de la Planta. (Fuente: elaboración propia).*

### 8.2.3 Pérdidas

A continuación, se muestran las pérdidas que se han asumido para la simulación de rendimiento energético. Algunos parámetros son resultado de cálculos del software en base a datos de entrada proporcionados y otros han sido estimados ante falta de datos concretos.

Diagrama de pérdida durante todo el año

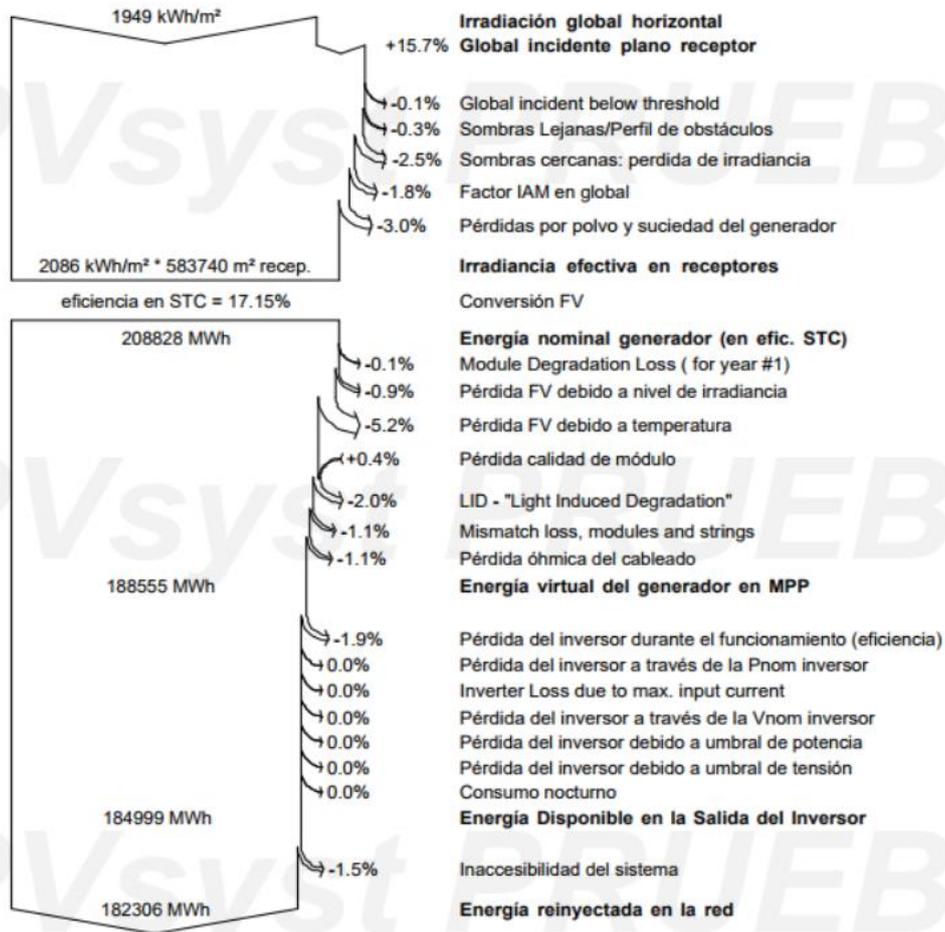


Figura 77: Resumen de las pérdidas del Modelo. (Fuente: PVSYST).

#### 8.2.4 Sombras Cercanas

Los obstáculos que se encuentren muy próximos o dentro del área de la planta fotovoltaica (como mástiles, edificaciones, etc), serían trasladados o removidos. Por lo tanto, no existen objetos que puedan producir sombras a considerar.

Sólo tendrá efecto sobre el rendimiento energético el sombreado entre filas. Las pérdidas entre fila y fila se han modelado en PVSYST utilizando una distribución de las mesas simplificada como se puede ver en la siguiente figura:



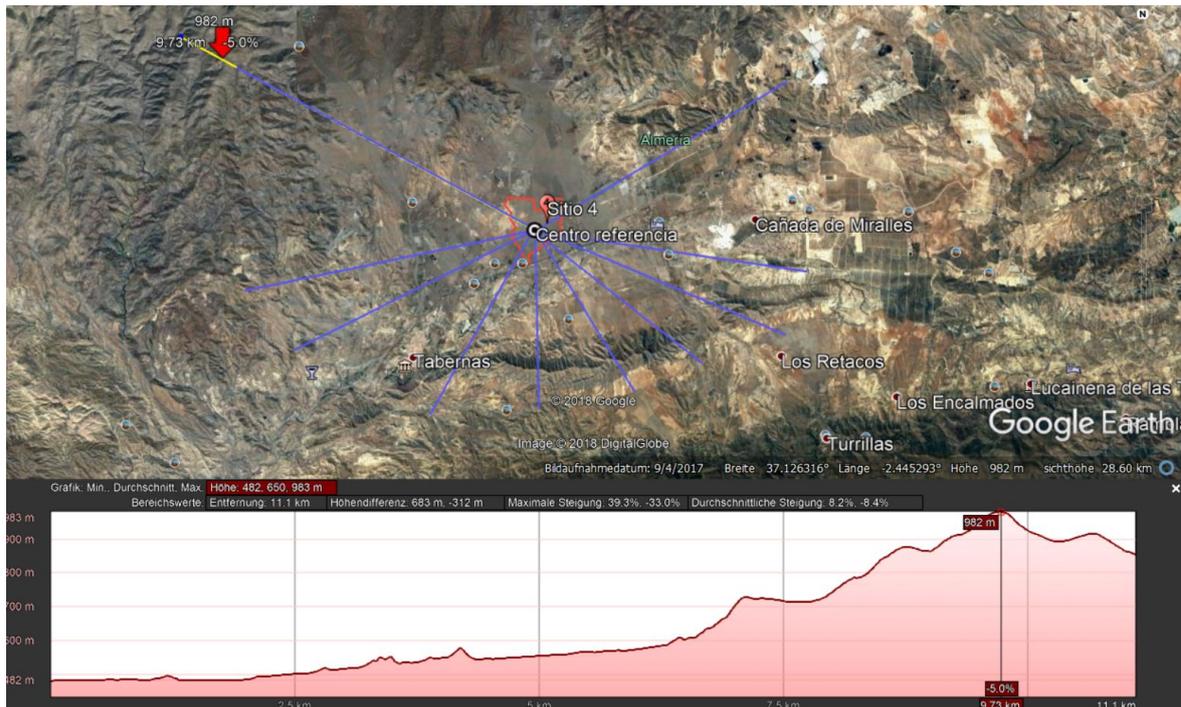


Figura 80: ejemplo de cálculo del ángulo de altura para un acimut. (Fuente: Google Earth. Elaboración propia).

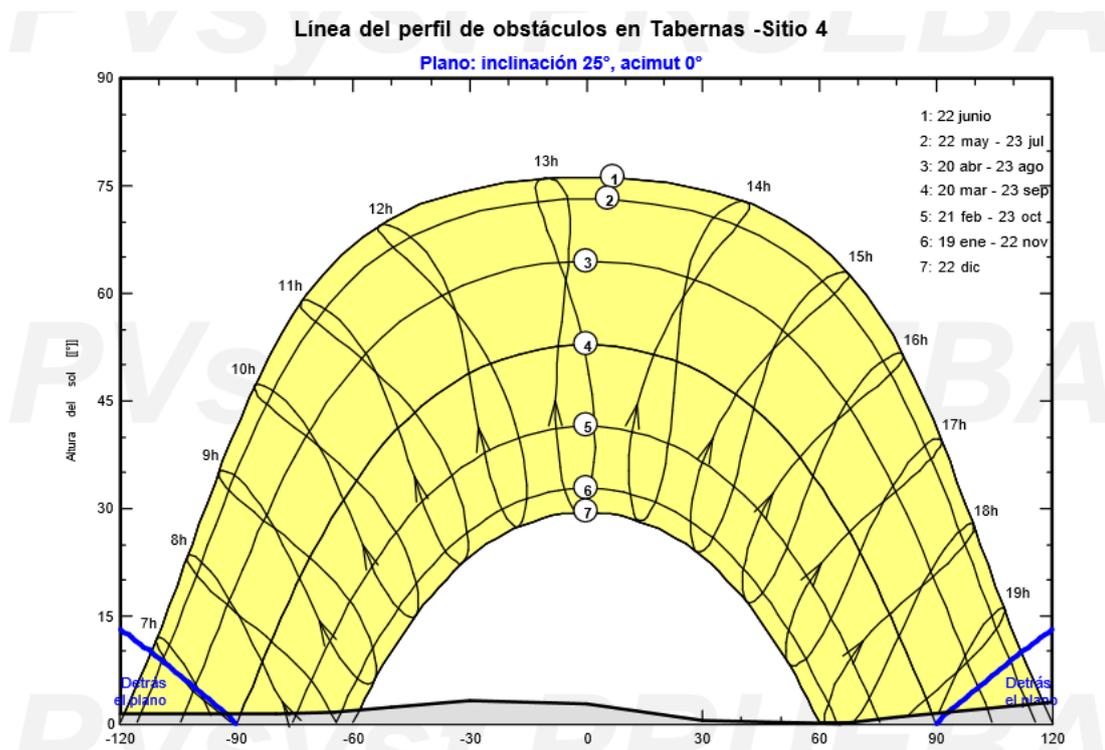


Figura 81: Modelización de pérdidas del horizonte. (Fuente: PVSYST).

## 8.2.6 Pérdidas durante la Operación

### Disponibilidad técnica de la planta

Para el análisis de rendimiento se ha considerado una disponibilidad del 98 %, un valor bastante habitual en las plantas fotovoltaicas con un adecuado plan de O&M.

### Degradación

Debido a la degradación, el rendimiento esperado disminuye anualmente durante los 25 años de operación. Se ha considerado un 0,4 % de pérdida por degradación de los módulos fotovoltaicos. Este es el valor por defecto de PVSYST, que está basado en las especificaciones de tolerancia indicadas por el fabricante para el módulo seleccionado.

## 8.2.7 Pronóstico de Rendimiento

Los resultados del rendimiento energético tienen en consideración las pérdidas de rendimiento descritas en la sección anterior.

El análisis de rendimiento se ha realizado considerando las bases de datos de Meteonorm y NASA; y a partir de estos resultados se ha obtenido un valor promedio. La tabla a continuación muestra los valores de producción energética anual (MWh/año) para el año 1 y 25 de operación.

<u>Rendimiento energético</u>	<u>Año</u>	<u>Meteonorm</u>	<u>NASA</u>	<u>Promedio</u>
Rendimiento Energético (MWh/año)	1er año	180 298	156 131	168 215
	25º año	154 901	134 125	144 513
Rendimiento Específico (kWh/kWp)	1er año	1802	1561	1682
	25 año	1548	1341	1445
	Promedio	1548	1341	1563
Factor de Rendimiento	1er año	79,93 %	80,14 %	80 %
	25º año	68,67 %	68,84 %	69 %
	Promedio	74,30 %	74,49 %	74 %

Tabla 18: Resumen Análisis de Rendimiento. (Fuente: elaboración propia).

La generación prevista de la instalación fotovoltaica sigue un cierto patrón mensual durante todo el año que viene determinado por las cifras de irradiación mensuales características en el sitio. La siguiente figura muestra la distribución mensual prevista para la Planta Solar.

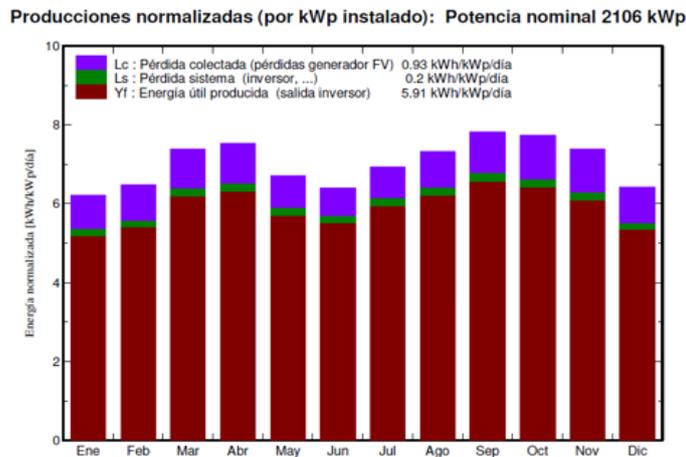


Figura 82: Producción mensual para el primer año de operación de la planta. Producciones diarias promedio por mes. (Fuente: elaboración propia. PVSYST).

### 8.3 Análisis de Riesgos mediante Probabilidades de Excedencia

#### 8.3.1 Análisis de Incertidumbres

El supuesto subyacente es que la producción de energía anual (“AEP”) de la planta de energía solar cae en una distribución normal centrada en la previsión esperada y una varianza. Esta suposición es adecuada en la mayoría de los casos, siempre y cuando las desviaciones estándar de los parámetros individuales estén muy por debajo del 100 %, que es el caso para los parámetros de una planta solar. La distribución normal proporciona la probabilidad acumulada de que se sobrepase el nivel promedio de estimaciones (probabilidad de excedencia “PoE”).

<u>Factor</u>	<u>Incertidumbre</u>
Radiación Global Horizontal (GHI)	2,5 %
Parámetros de simulación	1,0 %
Polvo/Suciedad	0,5 %
Mismatch	0,5 %
Degradación	1,0 %
Incertidumbre Total	3,08 %

Tabla 19: Resumen Incertidumbres. (Fuente: elaboración propia).

### 8.3.2 Resultados P50, P75, P90

La siguiente tabla muestra las cifras PoE calculados sobre las estimaciones de la incertidumbre de la sección anterior.

<u>Análisis P50-P90</u>	<u>Meteronorm</u>	<u>NASA</u>
Generación en el primer año (MWh)	180 298	156 131
Producción anual de la Planta (específica) (kWh/kWp)	1802	1561
Incertidumbre de las pérdidas (%)	3,1	3,1
Desviación estándar (kWh/año)	5557	4812

Tabla 20: Datos de Entrada Análisis PoE. (Fuente: elaboración propia).

Sobre la base anterior, se calculan siguientes las cifras de rendimiento (desde el primer año y hasta el año 25 del período de operación) para el caso P50, P75 y P90. El caso P50 representa el centro de la distribución estándar y por lo tanto es equivalente al escenario de cálculo del rendimiento "clásico" con la consideración de la probabilidad.

<u>Resumen análisis PoE</u>				
PoE (MWh/año)		<u>Meteororm</u>	<u>NASA</u>	<u>Promedio</u>
	<b>P50</b>	180 298	156 131	168 215
	<b>P75</b>	176 551	152 887	164 719
	<b>P90</b>	173 172	149 960	161 566

Tabla 21: Resumen Análisis PoE. (Fuente: elaboración propia).

La siguiente figura muestra una representación gráfica de las cifras de rendimiento PoE durante el período de funcionamiento de 25 años.

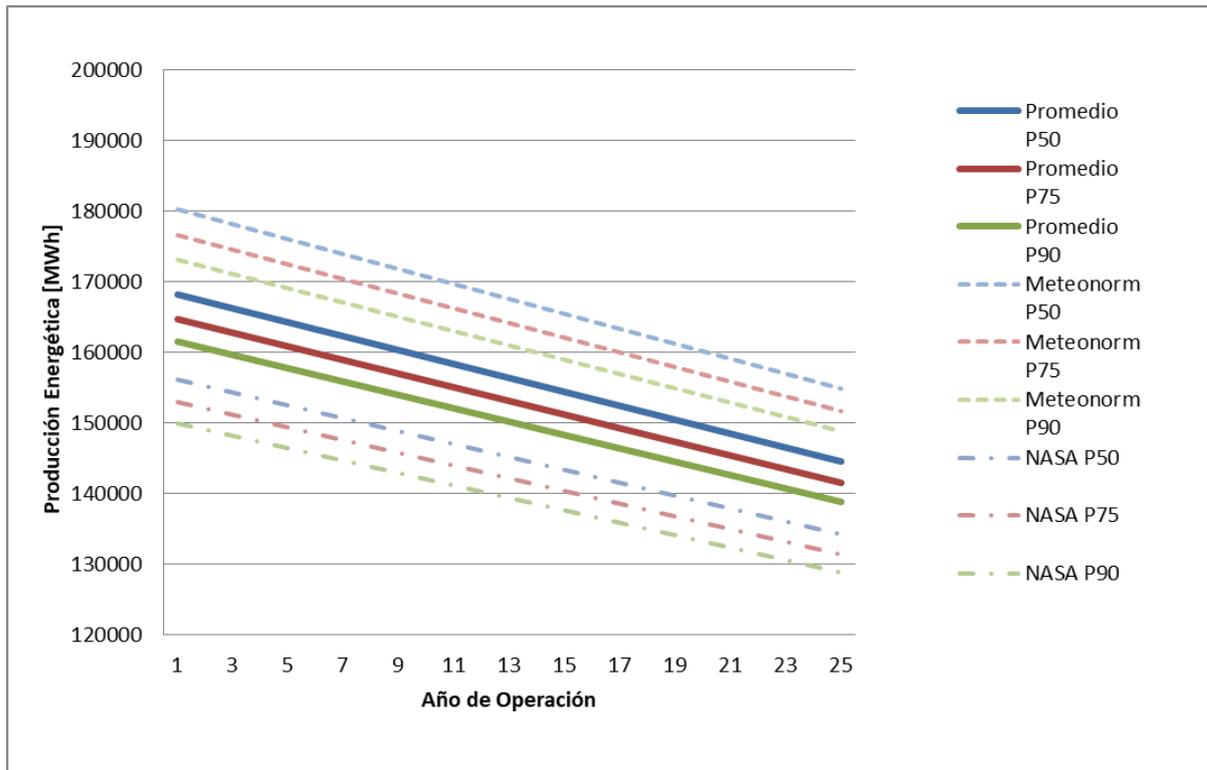


Figura 83: Resumen gráfico Análisis PoE. (Fuente: elaboración propia).

### Plan de Ejecución del Proyecto

El siguiente cronograma muestra un resumen general de los pasos del proyecto requeridos hasta el inicio de la operación comercial de la central solar.



Figura 84: Cronograma de Ejecución del Proyecto. (Fuente: elaboración propia).

## 9 PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El plan de mantenimiento tiene como objetivo principal mejorar la confiabilidad en los equipos reduciendo la probabilidad de que un equipo falle en un intervalo de tiempo, en nuestro caso este intervalo de tiempo será la totalidad de la vida útil del proyecto, estimada en 25 años.

Asimismo, mediante las labores de O&M se debe mantener un rendimiento óptimo en el funcionamiento de los equipos para asegurar que la producción no se vea mermada.

Finalmente, se reducirán costes de operación al realizar mantenimientos preventivos y alargar la vida útil de los componentes, al menos, hasta el tiempo ofertado por el fabricante.

El mantenimiento se puede clasificar en tres tipos:

- **Mantenimiento predictivo**

Permite anticipar un posible fallo de algún equipo o componente antes de que ocurra. Es posible cuando se dispone de un conjunto de pruebas predictivas, registros históricos y de un sistema de monitoreo especializado que permita llevar un análisis continuo de los parámetros de operación de los equipos.

Debido al alto coste de este tipo de mantenimiento y de que se trata de una planta nueva, sin datos históricos, se prevé la implantación de este mantenimiento a medio-largo plazo.

- **Mantenimiento preventivo**

Se trata del conjunto de actividades programadas que tienen como objetivo evitar los fallos en los equipos debido al desgaste normal de sus componentes a corto medio y largo plazo.

El coste de este mantenimiento es bajo teniendo en cuenta los costes económicos ocasionados a la planta por el paro de producción. No obstante, se debe analizar en detalle las actividades de mantenimiento a desarrollar para sólo programar las imprescindibles y que no se eleve el coste en exceso.

- **Mantenimiento correctivo**

Son todas aquellas actividades no programadas que se ejecutan motivadas por una falla y cuyo fin es corregir el problema.

Se aplicarán a los equipos de la planta que no afecten directamente a la producción y en los que el coste de la reparación es bajo en comparación con su mantenimiento preventivo.

### 9.1 Mantenimiento Preventivo

Las labores de mantenimiento deben afectar lo mínimo posible a la producción del parque fotovoltaico, por lo tanto, se deberán minimizar los paros innecesarios de generación mientras duren las labores.

Las labores de mantenimiento deben cubrir las siguientes instalaciones:

- Instalaciones Civiles
- Instalaciones Eléctricas
- Instalaciones de Comunicaciones
- Instalaciones de Monitorización y Medición

A continuación, se detallan los principales equipos en los que se deberán programar actividades de mantenimiento:

### 9.1.1 Terreno

- **Maleza:** se debe proceder al desbroce del terreno con una frecuencia no mayor a 6 meses, sin llegar a eliminar la maleza por completo para evitar la erosión y el agrietamiento del terreno. Un sombreado parcial produce una disminución de la producción.



*Figura 85: Maleza en módulos fotovoltaicos. (Fuente: Google images).*

Cuando la maleza crece por detrás del panel y alcanza a tocarlo, se deteriora el material que cubre la parte trasera del panel.



*Figura 86: Maleza bajo módulos fotovoltaicos. (Fuente: Google images).*

- **Terreno:** una solución definitiva será la construcción de un sistema de canales de recolección de agua de lluvia, agua que puede utilizarse posteriormente para otros fines. El no readecuar el terreno provoca la pérdida de acceso a los paneles y demás equipos, dificultando y/o encareciendo otras labores de mantenimiento.



*Figura 87: Erosión del terreno de un parque fotovoltaico. (Fuente: Google images).*

### 9.1.2 Paneles Fotovoltaicos

El polvo y la lluvia, junto con la contaminación ambiental, afectan directamente a la producción eléctrica y, a su vez, pueden afectar al marco metálico o a las estructuras de soporte de los paneles. Se programará una limpieza de los paneles, estructuras y marcos de forma periódica a fin de disminuir las pérdidas debidas a este efecto.



*Figura 88: Suciedad en módulos fotovoltaicos. (Fuente: Google images).*

### 9.1.3 Equipos de conexión

La garantía limita el alcance en las labores de mantenimiento preventivo durante los primeros años de funcionamiento del equipo ya que es mucho más conveniente disponer de una garantía que sacrificarla por una labor de mantenimiento preventivo. No obstante, una vez acabado el período de garantía de las cajas de los strings, se programarán las siguientes labores de forma anual:

#### **Mantenimiento con el equipo energizado:**

- Termografía en el equipo de conexión.
- Mantenimiento del lugar de montaje o emplazamiento.
- Mantenimiento externo de la estructura armario.
- Comprobación de registros e indicadores de alarma.

#### **Mantenimiento con el equipo desenergizado:**

- Mantenimiento interno de la estructura armario.
- Mantenimiento de las cubiertas y etiquetado de seguridad.
- Mantenimiento en los fusibles y equipos portafusibles.
- Mantenimiento de los equipos de unión y tornillería.
- Mantenimiento en las conexiones del cableado eléctrico.
- Mantenimiento del descargador de sobretensión.
- Mantenimiento de la conexión de puesta a tierra.
- Mantenimiento en los equipos de comunicación con el inversor.

#### **Mantenimiento con el equipo energizado nuevamente:**

- Comprobación de la tensión de operación de los componentes.
- Comprobación de registros e indicadores de alarma.

#### **9.1.4 Inversor**

El mantenimiento en el inversor se debe realizar bajo las recomendaciones del fabricante. Dependiendo de los términos de la garantía, el fabricante puede cubrir repuestos, ofrecer asistencia técnica, o incluso la reposición total del equipo en caso de ser necesario, por lo cual se debe cuidar que las labores de mantenimiento preventivo no afecten a dicha garantía mientras permanezca vigente. Se programarán únicamente las labores de mantenimiento especificadas por el fabricante durante los años que dure la garantía, 5 años.

#### **9.1.5 Transformador**

Se recomienda realizar las labores de mantenimiento al menos en los principales componentes del transformador:

- Estructura armario del transformador y su sistema de ventilación.
- Sistema de canalización de conductores.
- Transformador de media tensión.
- Transformador de autoservicios o servicios auxiliares.
- Equipos de protección.
- Equipo de monitorización de los parámetros internos del transformador.

La frecuencia con que se deben realizar las labores de mantenimiento en el transformador viene recomendada por el fabricante, dicha frecuencia se puede alterar dependiendo de los siguientes factores:

- Contaminación ambiental.
- Condiciones meteorológicas de operación.

#### **9.1.6 Conexión en Medio Voltaje**

Los equipos de conexión en media tensión se construyen de tal forma que sus equipos se encuentran en una estructura soldada herméticamente con un sistema de sellado a presión de tal forma que todos sus componentes se encuentran encapsulados en un medio aislante el cual es libre de mantenimiento.

No obstante, las partes aisladas no requieren de mantenimiento durante su tiempo de vida útil ya que aseguran su adecuado funcionamiento durante treinta o cuarenta años desde su puesta en funcionamiento. Se realizarán las siguientes actividades de forma anual:

- Inspección visual general del estado de los equipos e instalaciones.
- Limpiar la celda de media tensión y la estructura armario que la contiene.
- Comprobar la presencia y el estado de los accesorios.
- Comprobar el nivel de SF6.
- Conmutar el equipo de conexión al menos una vez al año para evitar que se depositen residuos de aceite carbonizado en sus contactos.
- Comprobar el etiquetado de seguridad.
- Comprobar las conexiones con los relés de protección.

#### **9.1.7 Sistema de Medición de Energía**

Las labores de mantenimiento preventivo, en el sistema de medición de energía, se realizarán con frecuencia anual y recomendablemente en horas de la mañana o en la tarde para no afectar al registro de energía generada.

Las acciones de mantenimiento preventivo recomendadas son:

- Revisión general de partes, cubiertas, accesorios, y conexiones eléctricas.
- Limpieza de polvo, suciedad, corrosión en piezas y conexiones.
- Reajuste de uniones y tornillería.
- Revisar las conexiones del contador de energía.
- Revisar eventos, alarmas y estado de las partes internas como batería y tarjetas según los indicadores mostrados en la pantalla del contador.
- Revisar la correcta puesta a tierra del equipo.
- Comprobación de las tensiones de operación de los componentes del sistema de medición de energía.

#### **9.1.8 Sistema de Comunicaciones**

El sistema de comunicaciones está formado por equipos que, durante su tiempo de vida, no requieren de mantenimiento, sin embargo, efectos ambientales como la acumulación de polvo y la presencia de humedad afectan a los equipos, lo cual se puede corregir con labores básicas de mantenimiento. Estas labores se realizarán de forma anual.

### 9.1.9 Sistema de Monitorización

Por lo general los sistemas de monitorización usan comunicaciones vía internet ayudándose del sistema de comunicaciones que dispone el parque fotovoltaico, las partes que lo conforman son las tarjetas de adquisición de datos, las tarjetas de comunicaciones, el cableado y la fuente de alimentación de energía.

Las labores de mantenimiento que se programarán de forma anual son las siguientes:

- Verificación de indicadores de funcionamiento y de alarma.
- Revisión de conexiones y uniones.
- Limpieza externa e interna de la caja o cubierta que contiene los equipos del sistema de monitorización.
- Limpieza externa de las tarjetas de comunicación y sus accesorios.
- Comprobación de las tensiones de operación de los componentes del sistema de monitorización.
- Comprobar el estado de la fuente de energía del sistema.

### 9.1.10 Sistema de Puesta a Tierra

Con el paso del tiempo el sistema de puesta tierra se deteriora debido a varios factores y dando como resultado la elevación del valor de resistencia de puesta a tierra.

Se programará realizar las siguientes tareas cuando la tierra se encuentre relativamente seca:

- Medición y verificación de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Comprobación de la conexión de los equipos con el sistema de puesta a tierra.
- Mejora de la resistencia de puesta a tierra.

Con el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra se debe verificar que no se supere el límite de resistencia de puesta a tierra y si se llegase a superar dicho límite es necesario realizar un proceso de mejora de resistencia de puesta a tierra, el cual puede realizarse mediante tratamientos químicos para el suelo.

Se realizarán las labores de mantenimiento preventivo en el sistema de puesta a tierra cumpliendo con los siguientes intervalos:

<u>Voltaje De La Instalación</u>	<u>Inspección Visual (años)</u>	<u>Inspección Visual Y Mediciones (años)</u>
Baja tensión	1	5
Media tensión	3	6
Alta tensión	2	4
Sistemas críticos	1	1

Tabla 22: Mantenimiento preventivo de puestas a tierra. (Fuente: elaboración propia).

## 9.2 Mantenimiento Correctivo

Para llevar a cabo el mantenimiento correctivo en una central fotovoltaica, es necesario identificar y verificar que el equipo efectivamente ha fallado y requiere ser reemplazado.

No se puede establecer un período para este tipo de mantenimiento dado que las actividades no son programadas.

Dependiendo del caso, se deberá analizar la necesidad de parar toda la central fotovoltaica o aislar solamente el equipo dañado, cumpliendo con criterios de seguridad para el personal de operación y mantenimiento y reduciendo al mínimo las pérdidas económicas debido al paro de la producción.

## 9.3 Planificación del Plan de Mantenimiento

El plan de mantenimiento que se muestra a continuación tiene como objetivos:

- Reducir la inversión inicial.
- No sobrecargar actividades en un solo mes.
- Cumplir con los tiempos de mantenimiento recomendados por el fabricante.
- Optimizar el número de visitas a la central fotovoltaica.
- Cumplir con tiempos de mantenimiento solicitados por los organismos reguladores.

Al ser una herramienta de planificación se debe tener en cuenta que no siempre se cumplirán las actividades dentro de los períodos establecidos, por lo tanto, a continuación, se explican los principales tipos de planificación y para qué actividades aplican.

### 9.3.1.1 Planificación diaria

La planificación diaria se reserva sólo para aquellas actividades urgentes como lo son el mantenimiento correctivo y la atención a fallos imprevistos.

#### **9.3.1.2 Planificación semanal**

La planificación semanal se utiliza sólo para definir de forma más exacta las actividades planificadas del mes en curso.

#### **9.3.1.3 Planificación mensual**

La planificación mensual permite distribuir las actividades de operación y mantenimiento en el año, a fin de no acumularlas para un mes específico.

#### **9.3.1.4 Planificación anual**

La planificación anual permite definir aquellas actividades de operación y mantenimiento que se deben realizar de forma anual y plurianual.

Teniendo en cuenta estas premisas y las labores a realizar explicadas en apartados anteriores, se propondrá el siguiente plan de mantenimiento:

Plan de Mantenimiento Anual													
Nº	Equipo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	Terreno	MPS						MPS					
2	Paneles Fotovoltaico		MPS						MPS				
3	Equipo de Conexión de Paneles			MPA									
4	Inversor				MPA								
5	Transformador											MPPA	
6	Sistema de Medición												MPPA
7	Sistema de Comunicaciones					MPA							
8	Sistema de Monitoreo						MPA						
9	Sistema de Puesta a Tierra										MPPA		
10	Sistema Meteorológico de Medición	MPS						MPS					
11	Estructuras de Soporte		MPS						MPS				
12	Cableado General									MPPA			
13	Servicios Generales									MPA			

- MPM MANTENIMIENTO PREVENTIVO MENSUAL
- MPT MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRIMESTRAL
- MPS MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRAL
- MPA MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL
- MPPA MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLURI ANUAL

Tabla 23: Planificación anual del mantenimiento preventivo.

## 10 DESGLOSE DE COSTES

### 10.1 Generalidades

La función principal del desglose de Costes (CAPEX y OPEX) es dar una orientación para la inversión de la planta y tener un parámetro de entrada para el análisis económico del proyecto.

Cabe señalar que esta estimación de costes es solo una aproximación, con la incertidumbre propia de un estudio de viabilidad técnico-económica. El coste final del proyecto dependerá de la oferta del epeicista, de los gastos generales y las expectativas de margen de esta empresa.

Para la estimación de Capex y Opex se ha desarrollado una hoja de cálculo para poder escalar cualquier planta fotovoltaica en función de solo 5 parámetros:

1. Potencia instalada.
2. Tipo de soporte de los paneles.
3. kV y longitud (km) de la línea de transmisión.
4. Años de vida del proyecto.

La hoja de escalado o “scalator” resulta muy sencilla de utilizar, ya que solo requiere de la introducción de esos cinco datos básicos de diseño, y los resultados obtenidos reflejan gran consistencia respecto de los costes consultados de proyectos actuales.

Para la estimación de los Capex y los Opex se han utilizado varias fuentes obtenidas principalmente de la web. De entre ellas, cabe destacar por haber sido de gran utilidad el informe “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017” de la National Renewable Energy Laboratory (NREL), perteneciente al gobierno de los Estados Unidos, en el que se detallan los costes de las diferentes familias de los equipos de un proyecto fotovoltaico.

Los datos de la NREL que no son extrapolables al mercado español, como los costes de arrendamiento de tierras, el coste de la línea eléctrica, los impuestos o el coste de la subestación han sido obtenidos a través de empresas del sector y diversos organismos nacionales como se verá más adelante.

En el presente proyecto se ha considerado un lay-out para un campo solar de 100 MWp obteniendo como resultado del scalator un Capex de 81 millones de euros.

En cuanto a los Opex, y considerando una vida útil de la planta de 25 años, se obtiene un total de 44,7 millones de euros.

En el “ANEXO G\_evaluación económica financiera” pueden verse los costes estimados del proyecto con mayor detalle.

## 10.2 CAPEX. Inversión en bienes de capital.

Los costes de inversión inicial estimados de los bienes de capital requeridos para la puesta en marcha del proyecto se encuentran detallados en el “ANEXO G\_ evaluación económica financiera” y constan de:

### 10.2.1 Módulos policristalinos

En el mercado actual, el coste de los módulos policristalinos alcanza los 23 céntimos de euro (27 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas iguales o inferiores a 100 MWp.

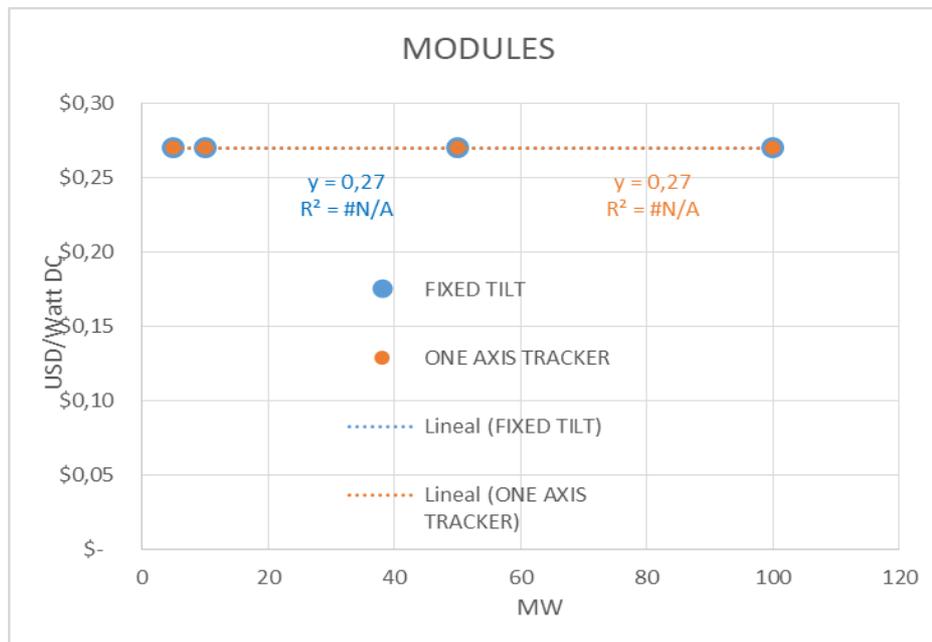


Gráfico 1: Estimación coste módulos fotovoltaicos. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.2 Inversores

El coste de los inversores es de 5 céntimos de euro (6 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas fotovoltaicas.

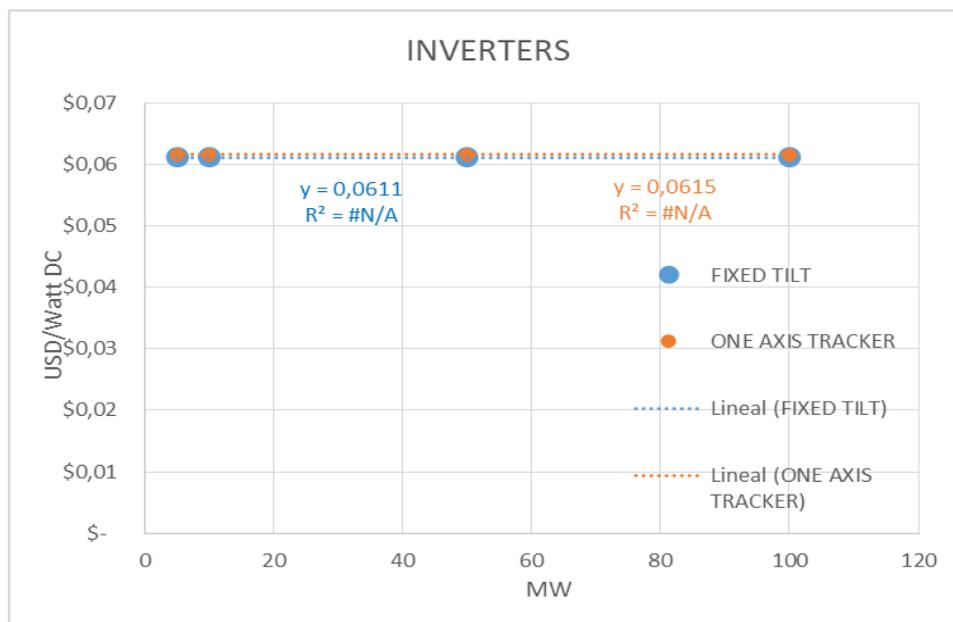


Gráfico 2: Estimación coste inversores. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.3 Estructuras soportes

En el presente proyecto se utilizarán estructuras fijas para los módulos fotovoltaicos, más baratas que las estructuras con seguidor de un eje, tanto por el material como por la instalación. El coste es de 12 céntimos de euro (10 centavos de dólar) por cada Wp.

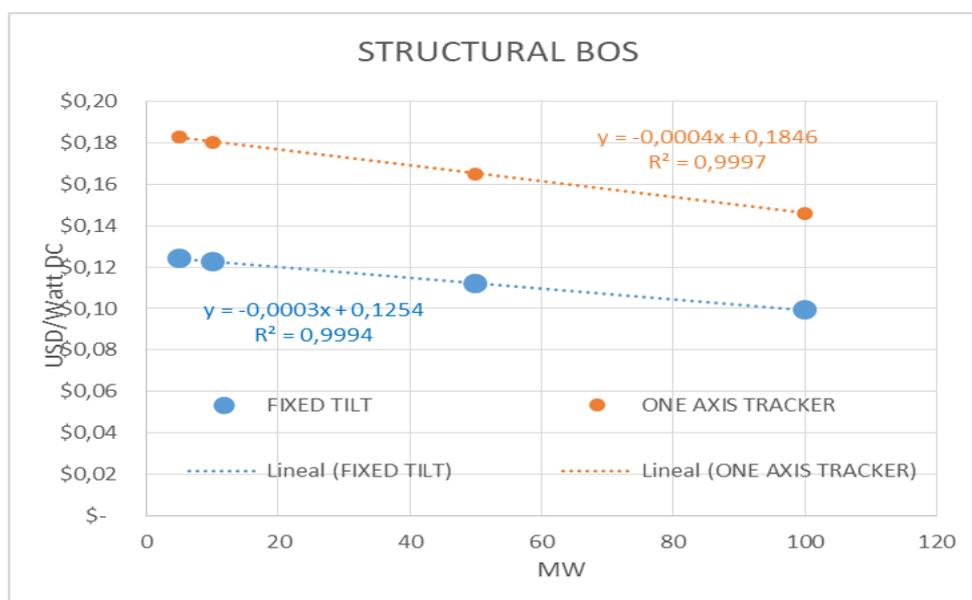


Gráfico 3: Estimación coste estructuras soporte. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.4 Material eléctrico

El material eléctrico tiene un coste de 8,5 céntimos de euro (10 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas fotovoltaicas de unos 100 MWp.

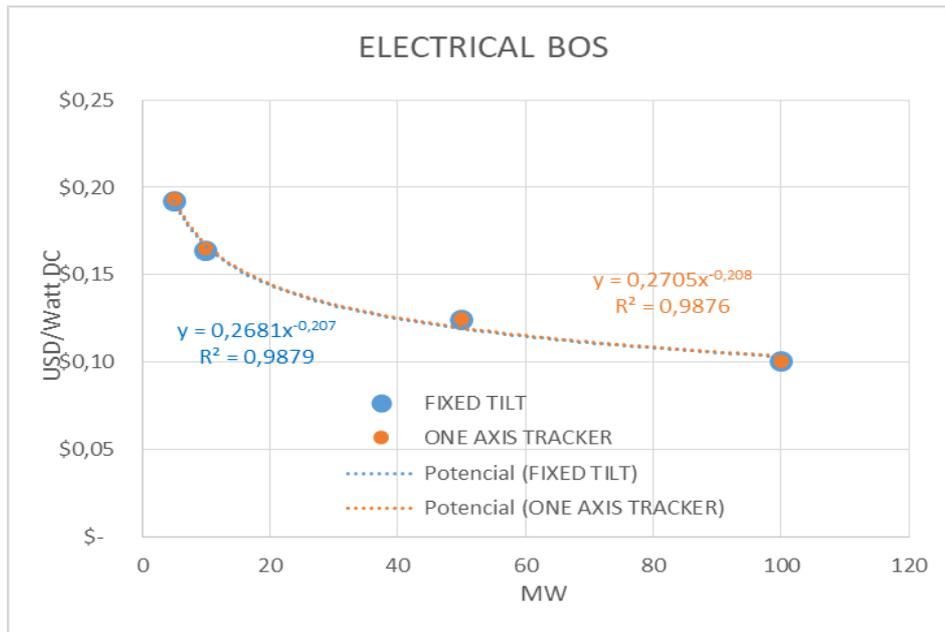


Gráfico 4: Estimación coste material eléctrico. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.5 Instalación y equipos

Teniendo en cuenta la instalación de estructuras fijas, los costes de instalación y equipos son de 11 céntimos de euro (13 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas fotovoltaicas de alrededor de 100 MWp.

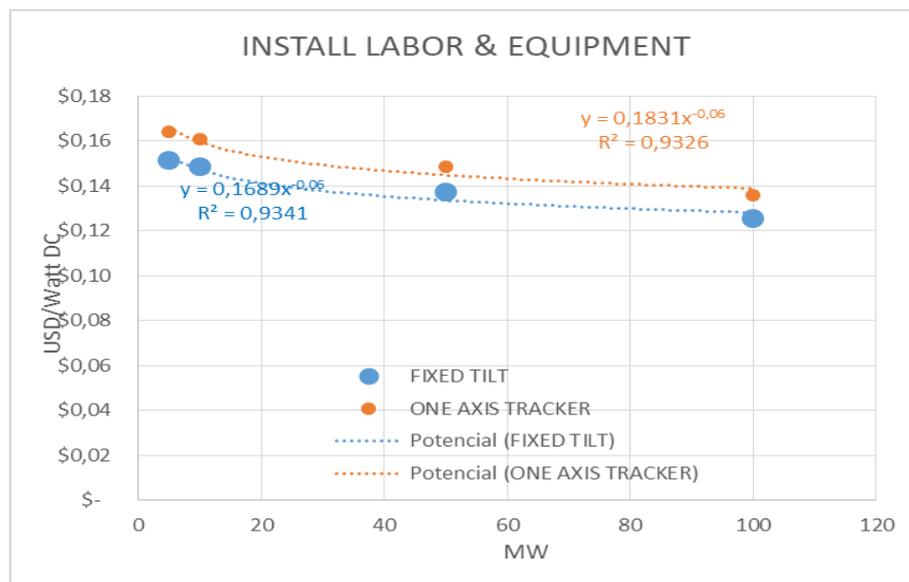


Gráfico 5: Estimación coste instalación y equipos. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.6 Gastos generales EPC

El resto de los gastos generales o indirectos que implican la instalación de la planta son de unos 5 céntimos de euro (6 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas fotovoltaicas de 100 MWp.

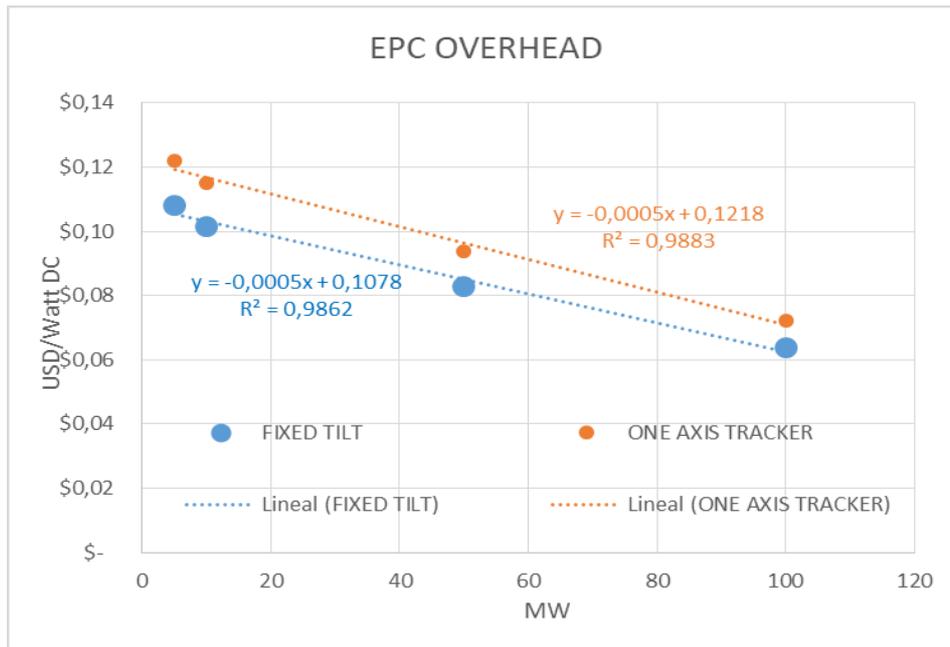


Gráfico 6: Estimación coste gastos generales. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.7 Permisos

El coste fijo de los permisos se diluye a medida que aumenta la potencia instalada, quedando en menos de un céntimo de euro por cada Wp (menos de 1 centavo de dólar) instalado en plantas de 100 MWp como la del proyecto presente.

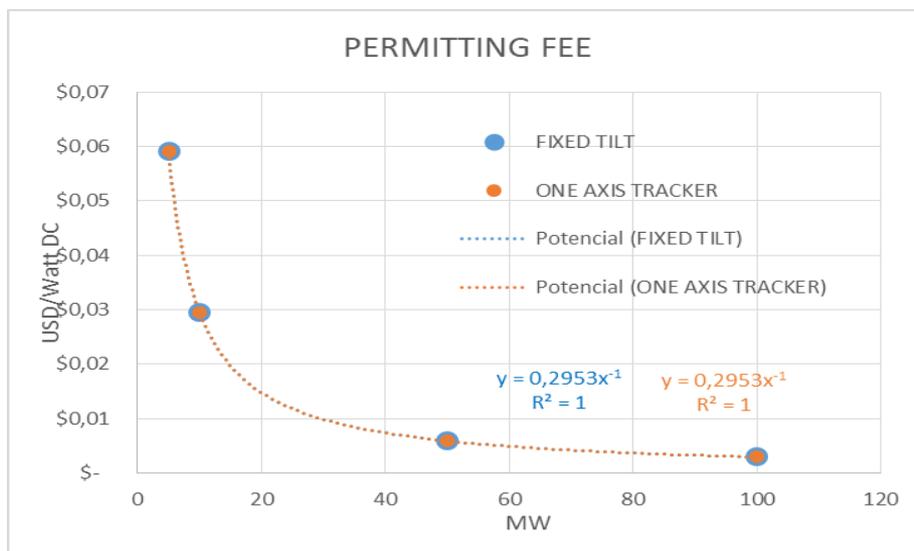


Gráfico 7: Estimación coste permisos. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.8 Cuota de Interconexión

La cuota de interconexión tiene un coste de menos de 3 céntimos de euro (menos de 3 centavos de dólar) por cada Wp instalado.

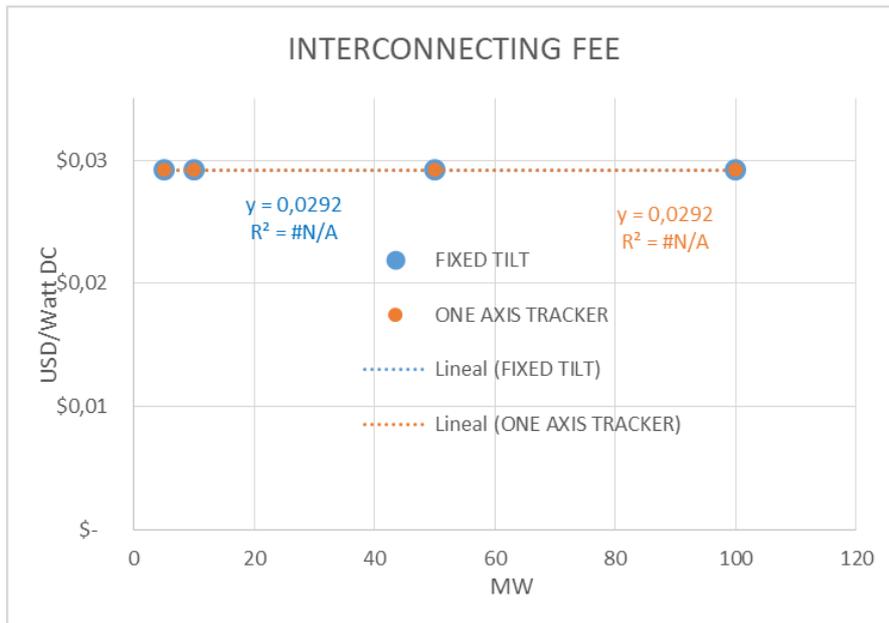


Gráfico 8: Estimación coste interconexión. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.9 Línea de transmisión

Para la línea de transmisión que será de 4 km a 220 kV, obtenemos un coste medio aproximado de 193 000 € por kilómetro tomando como referencia los costes de diferentes proyectos ejecutados en España y obteniendo un valor medio del conjunto de estos.

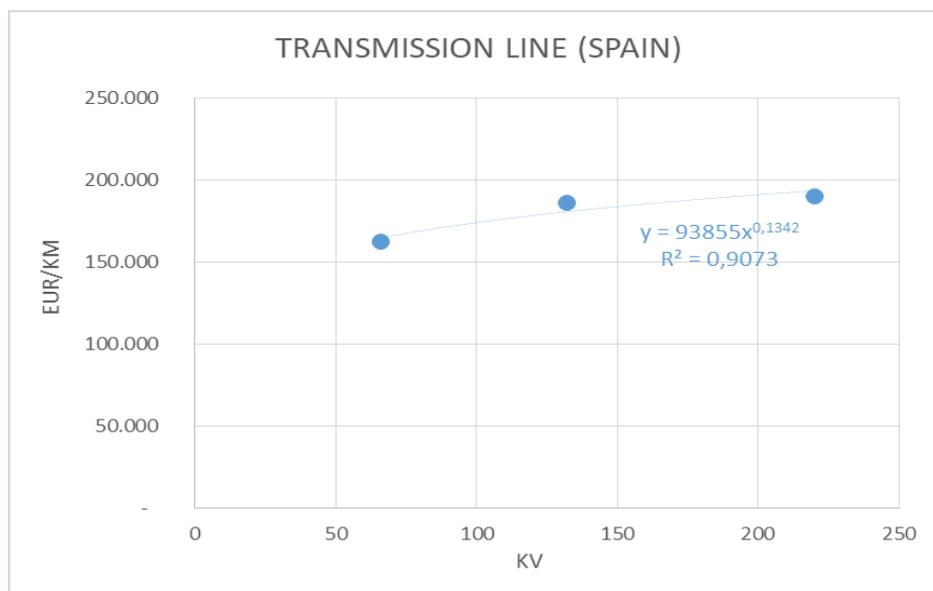


Gráfico 9: Estimación coste línea de transmisión. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.10 Subestación 220/20 kV

Los datos de mercado indican que el coste de una Subestación de 220 kV es de 1 950 000 euros más 14000 euros por cada MVA instalada.

### 10.2.11 Contingencias

Se establece un 3 % de gastos imprevistos para el proyecto.

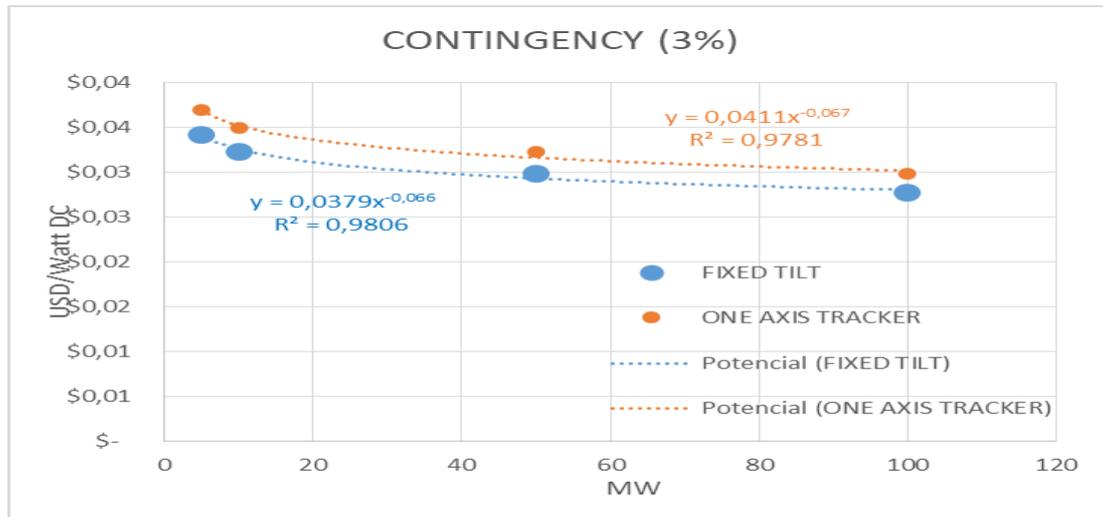


Gráfico 10: Estimación coste contingencias. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.12 Gastos generales del propietario

Los gastos generales de desarrollo del proyecto suponen principalmente el coste de personal de desarrollo, que se estima en menos de 3 céntimos de euro (3 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas iguales o superiores a 100 MWp.

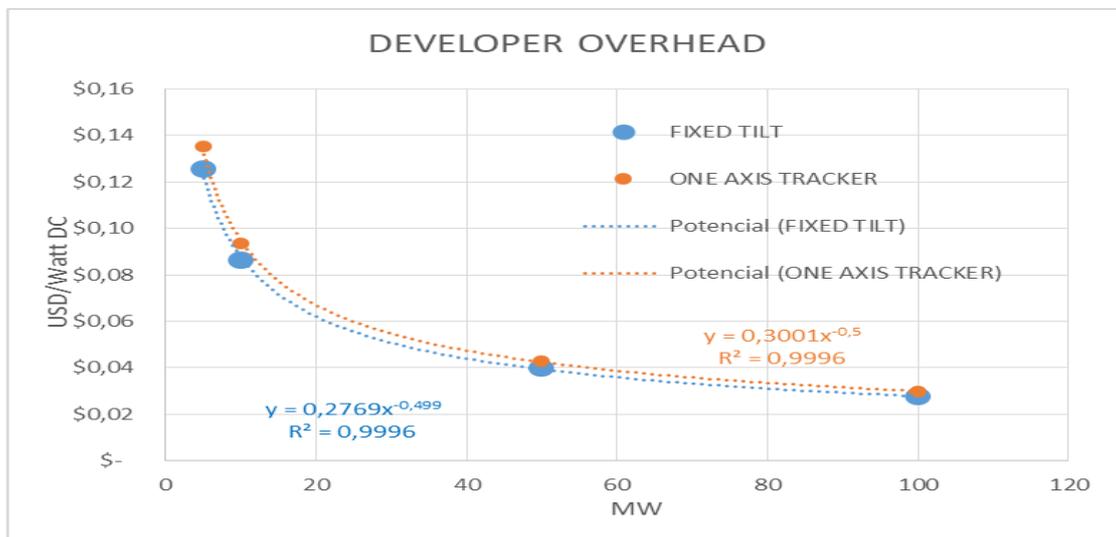


Gráfico 11: Estimación coste de desarrollo. (Fuente: elaboración propia).

### 10.2.13 Beneficio Neto de la empresa instaladora

La instalación de la planta se lleva a cabo por una empresa epecista especializada que se lleva un margen de beneficio. Este margen está estimado en 4 céntimos de euro (5 centavos de dólar) por cada Wp instalado para plantas iguales o superiores a 100 MWp.

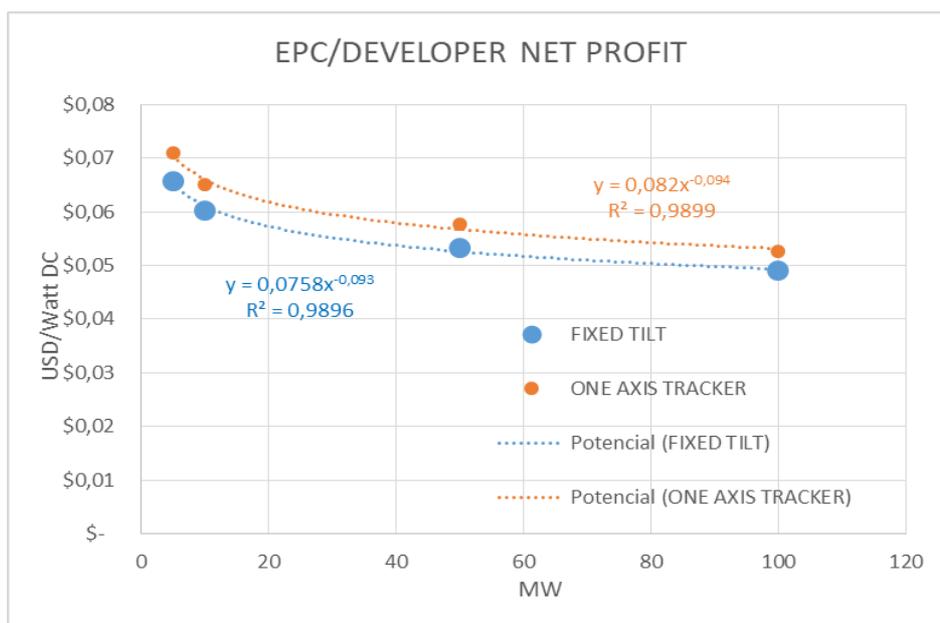


Gráfico 12: Estimación coste empresas instaladoras. (Fuente: elaboración propia).

Las ecuaciones obtenidas por regresión y mostradas en las gráficas anteriores se introdujeron en la hoja de escalado o “scalator”, posibilitando el cálculo de los Capex estimados para diferentes potencias instaladas. De esta forma se obtuvieron los Capex del parque fotovoltaico en cuestión, de una manera aproximada, como se muestra en el “ANEXO G\_evaluación económica financiera”.

## 10.3 OPEX. Costes de Operación y Mantenimiento

El OPEX (Operational Expenditures) son los gastos asociados al mantenimiento, salarios, consumibles, replazo de equipos, etc que son requeridos para asegurar la producción y el correcto funcionamiento de la planta.

En este proyecto se tendrán únicamente en cuenta los gastos por replazo del inversor, ya que todos los demás componentes de importancia tienen, en general, una vida útil superior a los 25 años considerados. Los costes de OPEX se encuentran detallados en el “ANEXO G\_evaluación económica financiera”:

### 10.3.1 Alquiler del terreno

Hay varias formas de establecer el contrato del alquiler de la superficie ya que forma parte de la negociación entre los propietarios del terreno y el desarrollador del proyecto. En este caso se optará

por un alquiler convencional del terreno estableciendo un precio fijo por hectárea, sin tener en cuenta la superficie utilizada por los módulos ni la potencia instalada.

El coste medio de un terreno rústico para labor de secano en la zona de Tabernas es de 214,38 € por hectárea al mes según la encuesta de cánones de arrendamientos rústicos del año 2016 publicado por la consejería de agricultura, pesca y desarrollo rural de la Junta de Andalucía.

### 10.3.2 Reemplazo del inversor

Los inversores tienen una vida útil inferior a la del proyecto, a pesar de ello, muchos inversores son capaces de cumplir su funcionamiento sin necesidad de reemplazo. Para los que sí necesitan reemplazo, se establece una provisión que suele ser de 5 céntimos de euros por cada W<sub>p</sub> instalado.

### 10.3.3 Operación y mantenimiento

La limpieza de los paneles supone la partida más importante en el coste de O&M, siendo esta a su vez muy importante para el rendimiento de la producción energética de la planta.

Los gastos generales de explotación, vigilancia, luz, agua y comunicaciones también forman parte de la O&M.

El coste estimado es de 13 euros por kW instalado por año.

## 10.4 Resumen del Desglose de Costes

En el “ANEXO G\_ evaluación económica financiera” se muestra la estimación total de costes de acuerdo con los diseños elegidos previamente y al método de estimación anteriormente presentado.

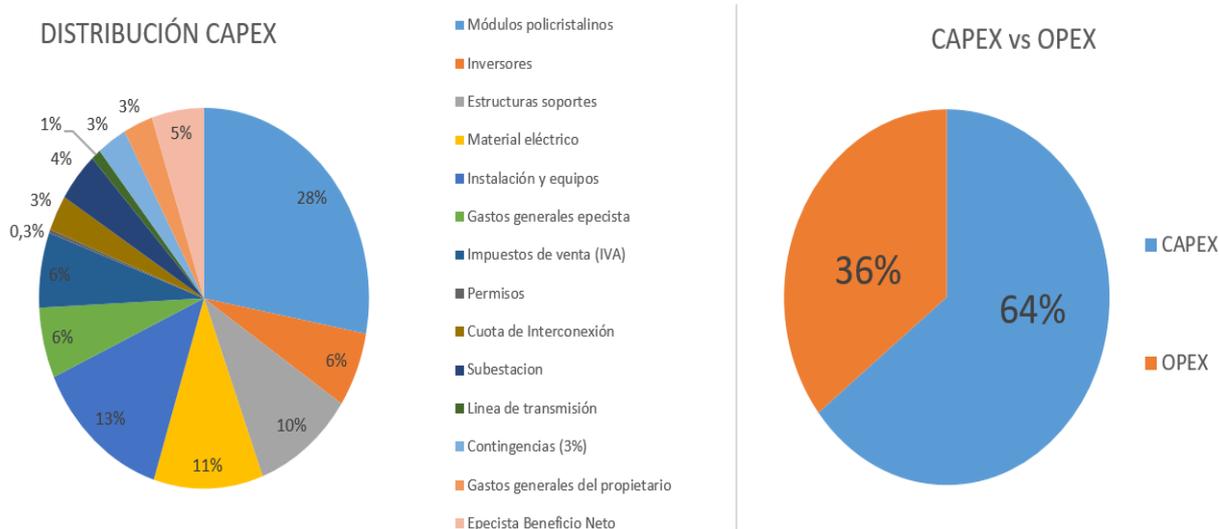


Gráfico 13: Estimación coste empresas instaladoras. (Fuente: elaboración propia).

## **11 LICENCIA AMBIENTAL**

La evaluación de Impacto Ambiental, debido a la extensión que ocupa, supondría un caso de proyecto complementario que, en este proyecto dado que no es el principal objetivo de estudio, no se desarrollará; aunque sí se tendrá en cuenta en los costes económicos.

Por tanto, se concluye que, previo al desarrollo del presente proyecto, el resultado del estudio de impacto ambiental es favorable y, por tanto, se obtendrán los permisos necesarios para la construcción de la planta fotovoltaica.

## 12 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

### 12.1 Introducción

En los anteriores apartados del presente proyecto se ha desarrollado la posibilidad de potenciar la desaladora de Campo Dalías mediante una fuente de energía renovable.

Se han analizado diversos aspectos, tanto técnicos, como ambientales o legislativos, llegando a la conclusión de que es viable la construcción de una planta fotovoltaica para el suministro de la demanda energética anual de la desaladora.

Es preciso, para la conclusión del proyecto realizar un análisis financiero para estudiar la viabilidad económica del mismo, tanto desde el punto de vista de la desaladora como de la planta fotovoltaica.

Este análisis estará basado en la aproximación de costes de inversión y costes operativos desarrollados y explicados en el capítulo 11 donde, mediante el “scalator”, se obtenía un CAPEX y un OPEX en función de los siguientes parámetros:

- Potencia instalada
- Tipo de soporte de los paneles
- kV de la línea de transmisión
- Longitud de la línea de transmisión
- Años de vida del proyecto

Por otro lado, como se explicaba en el capítulo 4.2 (4.2 Marco para la Generación de Electricidad con EERR), la planta fotovoltaica no se encontrará físicamente ubicada en una zona próxima a la desaladora y por tanto no se trata de un autoconsumo directo, sino de un autoconsumo indirecto, en el que la electricidad se suministrará a la desaladora por medio de un intermediario, en este caso una comercializadora. Se estudiará paralelamente en este capítulo el papel que juega la comercializadora como intermediaria entre la planta fotovoltaica y la desaladora.

Por último, tras el análisis de varios supuestos y realizando sus correspondientes simulaciones, se optará por el caso más lógico y probable a fin de obtener unas conclusiones sobre la viabilidad económica.

### 12.2 Parámetros del modelo económico-financiero

Para la elaboración del modelo económico-financiero se ha desarrollado una hoja de cálculo gracias a la cual se pueden analizar los resultados económicos del proyecto de una planta fotovoltaica en función de los siguientes parámetros:

- Precio venta electricidad medio pool €/kWh: para el análisis se establece el precio medio de venta de electricidad en el POOL (fuente OMIE) para los últimos 12 meses y entre las 7:00 y las 18:00 horas que son las horas entre las cuales la planta fotovoltaica generará energía. El precio medio obtenido asciende a 0,05821 €/kWh.
- Precio actual energía consumida por la desaladora: después de contactar con responsables de la desaladora, se ha obtenido la información del precio medio que la desaladora paga actualmente por la energía consumida que es 0,06458 €/kWh, sin contar peajes de conexión a la red (ATR).
- Descuento ofrecido a la comercializadora: la planta fotovoltaica tiene una capacidad de generación superior a la demanda de la desaladora, por lo tanto, el modelo de PPA elegido contempla la posibilidad de vender directamente a la comercializadora la energía que la desaladora no consume. Esta energía tiene un precio de venta menor al precio del POOL, que es el margen de beneficio que demandará la comercializadora por hacer de intermediaria. Para este parámetro se ha establecido un 3%.
- Precio venta de la energía libre a la comercializadora €/kWh: para el caso en el que el excedente de energía producida por la planta fotovoltaica sea vendido directamente a la comercializadora y una vez aplicado el descuento del 3 % respecto al precio de pool considerado, el precio de venta a la comercializadora será de 0,05646 €/kWh.
- Margen comercial de venta de energía eléctrica en el PPA con desaladora: éste es un aspecto clave en el proyecto, pues el descuento ofrecido a la desaladora en el precio de la energía respecto a lo que paga actualmente tiene que ser lo suficientemente atractivo conveniente para la desaladora y a la vez permita un margen razonable de rentabilidad a la planta fotovoltaica. Se han realizado simulaciones con márgenes que oscilan entre el 1 % y el 10 %.
- Precio venta fijo del PPA con la desaladora €/kWh: es el precio que la desaladora pagará a la planta fotovoltaica por la energía y que estará fijado en el PPA, siendo este un aspecto fundamental del acuerdo y por tanto también del proyecto. Este valor depende del margen comercial de venta de la energía y varía en función de las simulaciones que se han realizado.
- Ahorro factura de la desaladora respecto al precio actual: al conocer el precio que paga actualmente la desaladora por la energía se puede comparar con el precio ofrecido por la planta fotovoltaica en el PPA. Este valor depende del margen comercial que establezca la planta fotovoltaica.
- Comisión de la comercializadora por kWh enviado a la desaladora €/kWh: la planta fotovoltaica necesita a la comercializadora para vender la electricidad a la desaladora y además ser capaz de dar este suministro durante 24 horas y no sólo durante las horas de luz. La comisión que se ha establecido para que la comercializadora haga de intermediaria y venda la electricidad directamente producida por la planta fotovoltaica a la desaladora es

del 1 %. Como consecuencia de esta comisión, el dinero que obtiene la comercializadora es de 0,00061 €/kWh.

- Margen PPA respecto a pool: es la diferencia entre el precio de venta de energía acordado en el PPA con la desaladora y el precio medio del POOL medio utilizado en la simulación.
- Precio venta electricidad posterior al PPA €/kWh: el contrato PPA se establece a 15 años, una vez finalizado el contrato se ha supuesto que la planta fotovoltaica venderá la electricidad al POOL. En esta simulación se ha estimado un precio de venta medio de electricidad en el POOL igual al de los últimos doce meses, es decir, 0,05821 €/kWh.
- Precio medio de venta total del proyecto €/kWh: es la media ponderada del precio de venta de la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta la cantidad total de energía vendida y el precio durante toda la vida del proyecto.
- Capex (€): es el capital estimado a invertir para la instalación y puesta en funcionamiento de la planta fotovoltaica. En este proyecto el Capex es de 81 024 877 €.
- Vida útil del proyecto (años): se ha establecido una vida útil para el proyecto de 25 años.
- Valor residual al final de la vida útil (€): el valor residual estimado para el año 26 es de 0 €.
- Coste de desmantelamiento en el año 26 (€): la planta no tiene previsto ser vendida en el año 26, pues su vida útil es de 25 años. Cuando se cumpla dicho periodo a estas alturas del proyecto se considera como opción principal su desmantelamiento. El coste estimado de desmantelamiento corresponde a un 3 % del CAPEX, en este caso es 2 430 746,31 €.
- Tipo impuesto de sociedades: el impuesto de sociedades en España es actualmente del 25 %.
- Préstamo Bancario: es la parte del capital invertido que se obtiene a través de financiación bancaria. Una de las ventajas del PPA es que tiene una perspectiva positiva a la hora de obtener financiación bancaria, por lo tanto, se ha estimado un porcentaje del 80% del préstamo sobre el Capex. En este caso se obtiene un préstamo de 64 819 902 €.
- Amortización préstamo bancario (años): el periodo de amortización del préstamo es el tiempo en el que se devuelve el dinero prestado por el banco. En este caso es de 15 años, periodo coincidente con la vigencia del contrato PPA.
- Coste de la deuda propia (K<sub>e</sub>): se ha estimado un coste de la deuda propia del 7 %, siendo el doble del coste de la deuda bancaria.
- Coste de la deuda antes de impuestos (K<sub>d</sub>): se ha establecido un tipo de interés del 3,5 % del préstamo otorgado por el banco.
- Coste de la deuda después de impuestos (K<sub>d</sub>): una vez aplicados los impuestos del 25 %, el coste de la deuda es del 2,6 %.

### **12.3 Estrategia de financiación del proyecto**

Un punto clave a la hora de hacer realidad un proyecto es poder financiarlo.

Para la financiación del proyecto se ha seleccionado la modalidad Project Finance. combinado con un porcentaje de financiación bancaria sobre el 80% de la inversión y un tipo de interés del préstamo de 3.5%. Al estar sujeto a un contrato PPA, el proyecto se identificará como de menor riesgo a la hora de negociar el coste de la financiación.

Hasta la fecha, son muy escasos los PPA firmados en España; aunque se prevé que su número vaya en aumento. Es por ello que uno de los objetivos principales de este proyecto es entender bien cómo funcionan y cuál de sus diferentes formas es la más adecuada para la financiación de un proyecto similar al presente.

Ya ha quedado definido en el punto 4 del presente proyecto qué es un PPA, así como sus ventajas y diferentes estructuras. A la hora de financiar un proyecto, la principal ventaja que ofrecen los PPA es facilitar el acceso a la financiación, ya que aseguran un flujo de ingresos predecibles y a largo plazo, por lo que se minimizan los riesgos para las instituciones financieras.

La duración de los PPA es totalmente variable, aunque para poder financiar una planta de 100 MW<sub>p</sub> y sus costes derivados, el período no suele ser inferior a los 10 años.

En Estados Unidos los PPA en ocasiones llegan a los 25 años; pero en el caso de España han llegado como máximo hasta los 15 años. El motivo de tal diferencia entre España y Estados Unidos es la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en España, así como de su legislación, lo que pone claramente de manifiesto la importancia de tener políticas estables y coherentes para facilitar la financiación de proyectos y, en definitiva, la creación de riqueza.

Esto obliga a limitar la duración del contrato PPA a 15 años, dentro de los cuales se intentará financiar la totalidad del proyecto.

### **12.4 PPA implementado y otras opciones consideradas**

En el punto 4 de la presente memoria, y dentro de la opción de autosuministro, se presentaron cuatro casos en los que intervienen los contratos PPA. No todos ellos son aplicables a este proyecto, por lo que a continuación se presentan los principales motivos por los que se acepta o rechaza cada uno de los modelos expuestos.

**Caso 1: PPA físico indirecto mediante la figura de "Consumidor Directo a mercado"**

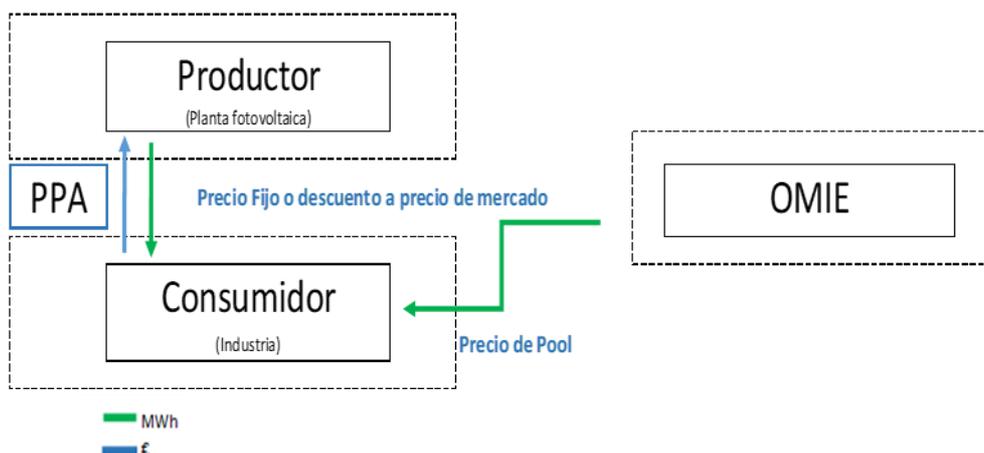


Figura 89: Esquema PPA físico indirecto con "Consumidor directo a mercado". (Fuente: elaboración propia).

No se optará por este modelo ya que esta forma acarrearía costes no soportables por el consumidor. Estos costes los forman la habilitación frente a REE y OMIE para poder operar, así como una dedicación exhaustiva para la operación continua. El ejercicio diario se basa en una correcta estimación de la demanda, aplicación de las estrategias de compra en cualquiera de los mercados y control de la facturación de OMIE (2 facturas al día), REE y distribuidoras.

Por otro lado, si el consumidor montara una estructura para comprar directamente a mercado no sería necesario la firma de ningún PPA salvo que el precio de la energía establecido en el acuerdo sea inferior al precio de pool. De ser este el caso, la única ventaja del acuerdo para el productor sería desde un punto de vista de financiación por tener asegurada la venta de su producción, pero perdiendo siempre respecto al mercado.

**Caso 2: PPA físico indirecto**

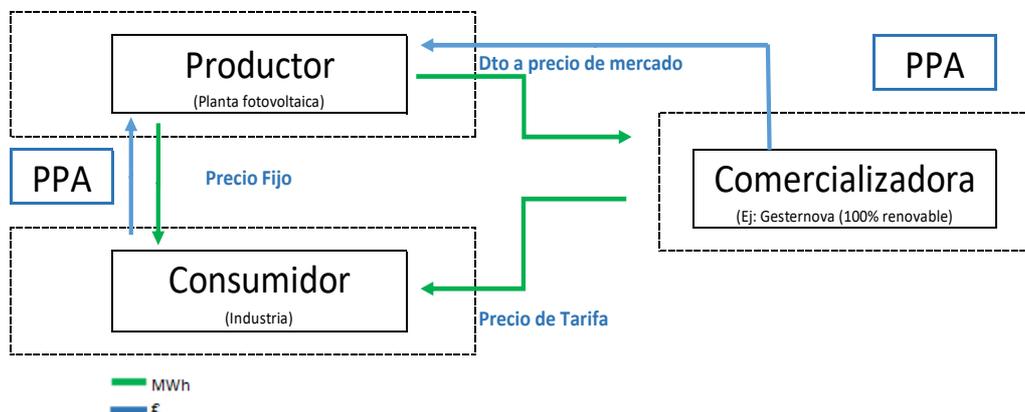


Figura 90: Esquema PPA físico indirecto. (Fuente: elaboración propia)

Las plantas fotovoltaicas tienen un hándicap importante y es que sólo producen energía durante las horas de luz, y por lo tanto de manera intermitente. Este hándicap junto con el caso expuesto antes, obligaría al consumidor (en este caso la desaladora) a tener dos contratos de suministro, uno por el día con la planta fotovoltaica mediante un PPA y otro por la noche con otra comercializadora, ambas empresas diferentes, con la incomodidad que esto implica.

Además, el excedente de energía del productor durante las horas del día se vendería a un precio por debajo del pool, perdiéndose los márgenes de comercialización y haciendo que el proyecto pierda valor.

### Caso 3: PPA financiero

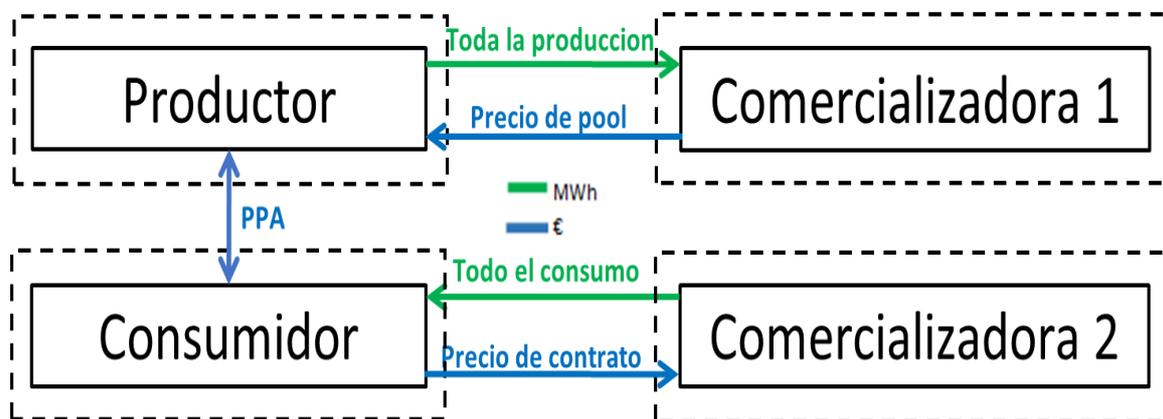


Figura 91: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia)

Este caso es técnicamente viable, pero no es interesante económicamente para el productor. Éste se ve obligado a vender su energía a la comercializadora a precio de pool, ya que si no la comercializadora escogería a otro productor. A esto se añade la existencia de un contrato del consumidor con su comercializadora, a la cual paga un precio por encima del pool (pool +margen comercial) que hay que mejorar en el contrato PPA.

Esto da como resultado que el productor deba hacerse cargo del coste del descuento del PPA. En resumen, vende su energía a precio de mercado, se ve privado de los márgenes comerciales y además ha de hacerse cargo de los descuentos.

En el presente proyecto se “obliga” a hacer un PPA con la desaladora de Campo Dalías, pero si se abre el abanico de posibilidades de acuerdo con otras entidades el PPA financiero puede resultar más interesante, como por ejemplo en el siguiente ejemplo.



Figura 92: Ejemplo posibilidades acuerdo con otras entidades PPA.

**Caso 4: PPA a través de comercializadora**

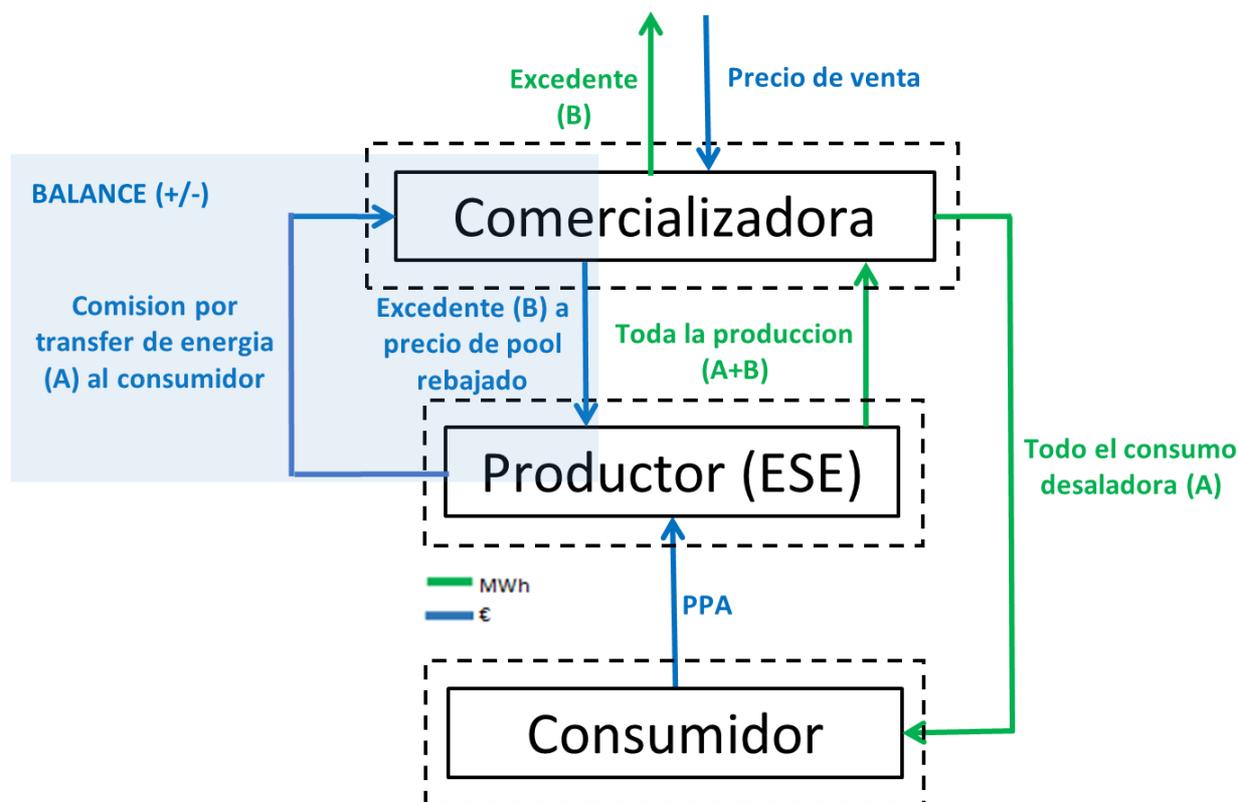


Figura 93: Esquema PPA financiero. (Fuente: elaboración propia).

El productor adopta la forma de una ESE (empresa de servicios energéticos) lo que le permite tener mayor margen de negocio al utilizar a una comercializadora intermedia. Tiene la ventaja de que todos ganan y que el suministro del consumidor será cubierto sólo por un contrato.

Existirá otro contrato entre el productor la comercializadora, donde la segunda se compromete a suministrar energía las 24 horas del día a la desaladora y como contraprestación la comercializadora se lleva una comisión por la energía enviada a la desaladora y un descuento en el precio del excedente de energía no utilizada por la misma.

Del presente análisis comparativo se concluye que el mejor marco de aplicación de un PPA en este proyecto seguirá la estructura del Caso 4.

## 12.5 Cláusulas del Contrato de compraventa de energía

En este apartado se establecerán las cláusulas principales que delimitarán los contratos de venta de energía entre la planta fotovoltaica y la comercializadora y entre la planta fotovoltaica y la desaladora.

### Productor-comercializadora:

- Duración: como se ha mencionado anteriormente, debido a la volatilidad de los precios en España, el contrato no podrá exceder de los 15 años. Por tanto, se fijará una duración del contrato de 15 años.
- Garantía de excedente: no existe límite superior ni inferior en la cantidad de energía excedentaria vendida a la comercializadora. Se establece un precio de venta fijo establecido como el precio medio de venta en el pool del año 2017 menos una tasa de descuento del 3%.
- Comisión: se establece un 1 % sobre el precio de venta como comisión sobre la energía enviada a la desaladora a través de la comercializadora.
- Penalización por cancelación del contrato: en caso de anulación del contrato por parte de la comercializadora se establece una penalización variable anual calculada como la diferencia entre el precio medio de mercado y el precio de venta de la energía libre de la comercializadora.

### Productor-consumidor:

- Duración: se establece una duración del contrato de 15 años.
- Precio de venta: se establece un precio de venta fijo a lo largo de la totalidad de la duración del contrato de 0,06403 €/kWh.
- Penalización por cancelación del contrato: se establece una penalización por cancelación del contrato por valor del coste de la deuda restante después de impuestos en el momento de la cancelación.
- Consumo mínimo de la desaladora: se establece un consumo mínimo del 75 % del consumo de los últimos tres años a la firma del contrato de compraventa de energía. En caso de no cumplir con esta cláusula, se fijará una penalización por el 1 % de la energía que debería suministrar a la comercializadora hasta alcanzar el consumo mínimo.
- Consumo máximo de la desaladora: no existe límite de consumo máximo.

## 12.6 Simulación PPA:

Para la simulación del PPA se ha tenido en cuenta el valor del margen comercial de venta de energía eléctrica en el PPA con la desaladora. El resto de los valores se han establecido como se indica en el apartado anterior. Se han estudiado 3 escenarios, favorable para la desaladora, favorable para la planta fotovoltaica y favorable para ambos. Estos resultados pueden comprobarse con mayor detalle en el “ANEXO G\_evaluación económica financiera”:

### Escenario favorable para la desaladora:

En este caso el margen comercial de la planta fotovoltaica sería del 1 %.

- Precio venta electricidad medio pool: 0,05821 (€/kWh)
- Precio actual energía consumida por la desaladora: 0,06458 (€/kWh)
- Descuento ofrecido a la comercializadora: 3,00 %
- Precio venta de la energía libre a la comercializadora: 0,05646 (€/kWh)
- Margen comercial de venta de energía eléctrica en el PPA con desaladora: 1,00 %
- Precio venta fijo del PPA con la desaladora: 0,05879 (€/kWh)
- Ahorro factura de la desaladora respecto al precio anterior: 8,97 %
- Comisión de la comercializadora por kWh enviado a la desaladora: 0,00059 (€/kWh)
- Margen PPA respecto a pool: -0,01 %
- Precio venta electricidad posterior al PPA: 0,05821 (€/kWh)
- Precio medio de venta total del proyecto: 0.05807 (€/kWh)
- Tasa interna de retorno del proyecto: 6,36 %
- Coste medio ponderado de capital (WACC): 3,70 %
- Payback descontado del proyecto: Año 16
- Rentabilidad para los accionistas: 12,72 %

Con estos resultados, la desaladora podría ahorrarse un 8,97 % en el gasto energético. Además, el proyecto de la planta fotovoltaica sería viable, con un TIR del 6,36 % superior al WACC (4,17%). Sin embargo, el proyecto no sería capaz de recuperar la inversión hasta cumplido el año 16, lo que dificulta enormemente la bancabilidad del mismo.

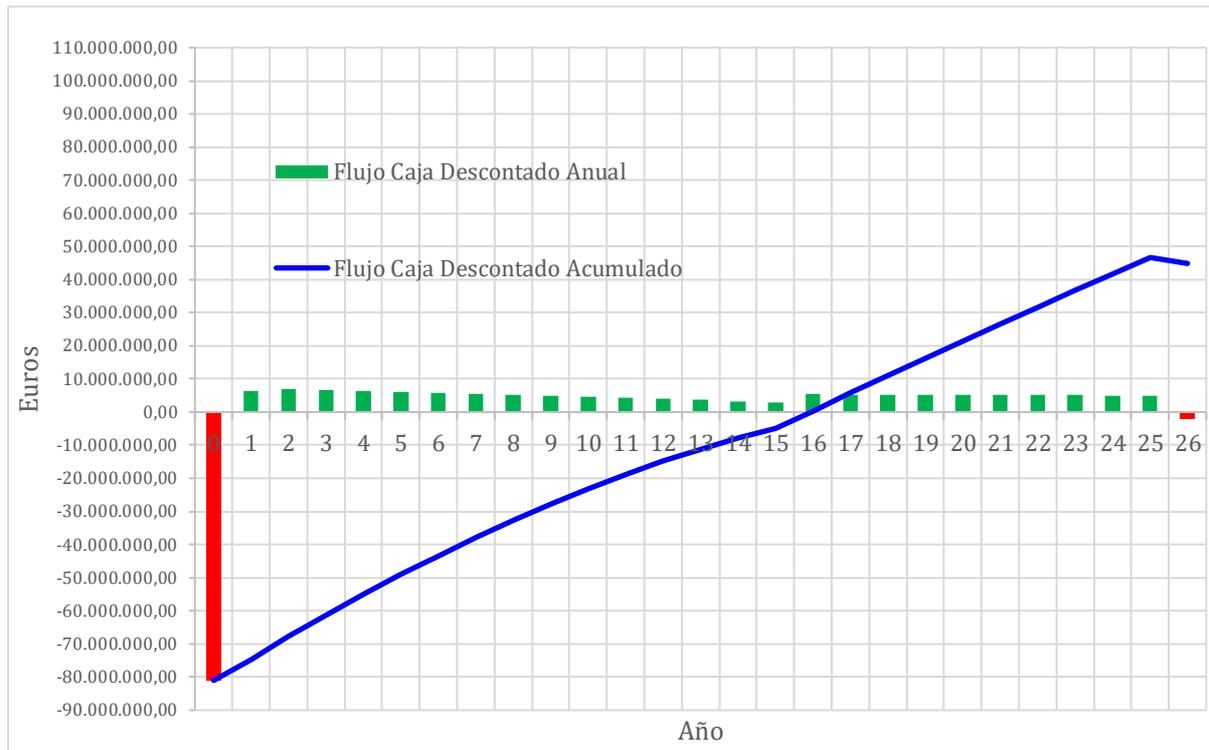


Gráfico 14: Evolución flujo de caja. Escenario favorable para la desaladora. (Fuente: elaboración propia).

### Escenario favorable para la planta fotovoltaica:

En este caso el margen comercial de la planta fotovoltaica sería del 10 %.

- Precio venta electricidad medio pool: 0,05821 (€/kWh)
- Precio actual energía consumida por la desaladora: 0,06458 (€/kWh)
- Descuento ofrecido a la comercializadora: 3,00 %
- Precio venta de la energía libre a la comercializadora: 0,05646 (€/kWh)
- Margen comercial de venta de energía eléctrica en el PPA con desaladora: 10,00 %
- Precio venta fijo del PPA con la desaladora: 0,06403 (€/kWh)
- Ahorro factura de la desaladora respecto al precio anterior: 0,86 %
- Comisión de la comercializadora por kWh enviado a la desaladora: 0,00064 (€/kWh)
- Margen PPA respecto a pool: 8,90 %
- Precio venta electricidad posterior al PPA: 0,05821 (€/kWh)
- Precio medio de venta total del proyecto: 0,06089 (€/kWh)

Proyecto Final de Máster - MERME

- Tasa interna de retorno del proyecto: 7,11 %
- Coste medio ponderado de capital (WACC): 4,17 %
- Payback descontado del proyecto: Año 15
- Rentabilidad para los accionistas: 15,41 %

Con estos resultados, la desaladora podría ahorrarse apenas un 0,86 % en el gasto energético. Además, el proyecto de la planta fotovoltaica sería viable, con un TIR del 7,11 % superior al WACC (4,17 %). El proyecto sería capaz de recuperar la inversión en el año 15.

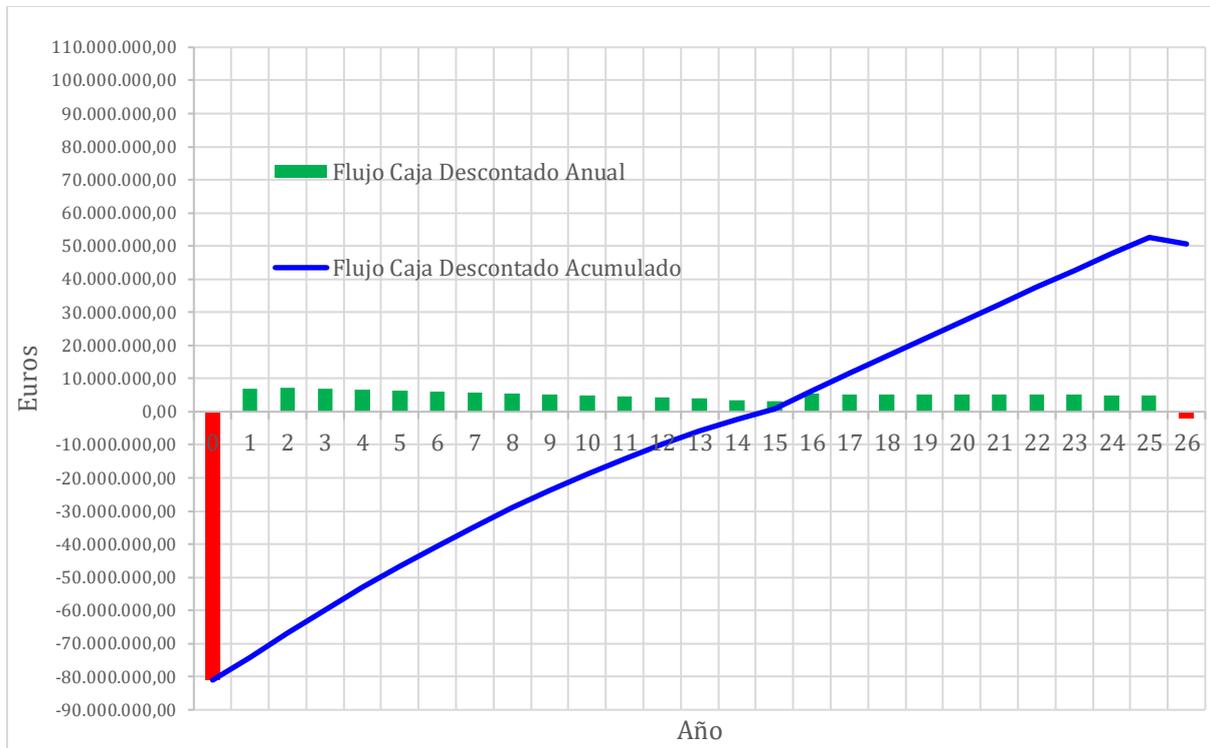


Gráfico 15: Evolución flujo de caja. Escenario favorable para la planta fotovoltaica. (Fuente: elaboración propia).

**Escenario realista:**

En este caso el margen comercial de la planta fotovoltaica sería del 8,75 %.

- Precio venta electricidad medio pool: 0,05821 (€/kWh)
- Precio actual energía consumida por la desaladora: 0,06458 (€/kWh)
- Descuento ofrecido a la comercializadora: 3,00 %
- Precio venta de la energía libre a la comercializadora: 0,05646 (€/kWh)

Proyecto Final de Máster - MERME

- Margen comercial de venta de energía eléctrica en el PPA con desaladora: 8,75 %
- Precio venta fijo del PPA con la desaladora: 0,06330 (€/kWh)
- Ahorro factura de la desaladora respecto al precio anterior: 1,98 %
- Comisión de la comercializadora por kWh enviado a la desaladora: 0,00063 (€/kWh)
- Margen PPA respecto a pool: 7,66 %
- Precio venta electricidad posterior al PPA: 0,05821 (€/kWh)
- Precio medio de venta total del proyecto: 0,06050 (€/kWh)
- Tasa interna de retorno del proyecto: 7,01 %
- Coste medio ponderado de capital (WACC): 4,17 %
- Payback descontado del proyecto: Año 15
- Rentabilidad para los accionistas: 15,03 %

Con estos resultados, la desaladora podría ahorrarse casi un 2 % en el gasto energético y la planta fotovoltaica tendría un margen comercial de 8,75 %, por lo que ambas entidades podrían repartirse los beneficios del proyecto. Además, el proyecto de la planta fotovoltaica sería viable, con un TIR del 7,01% superior al WACC (4,17 %). El proyecto sería capaz de recuperar la inversión en el año 15.

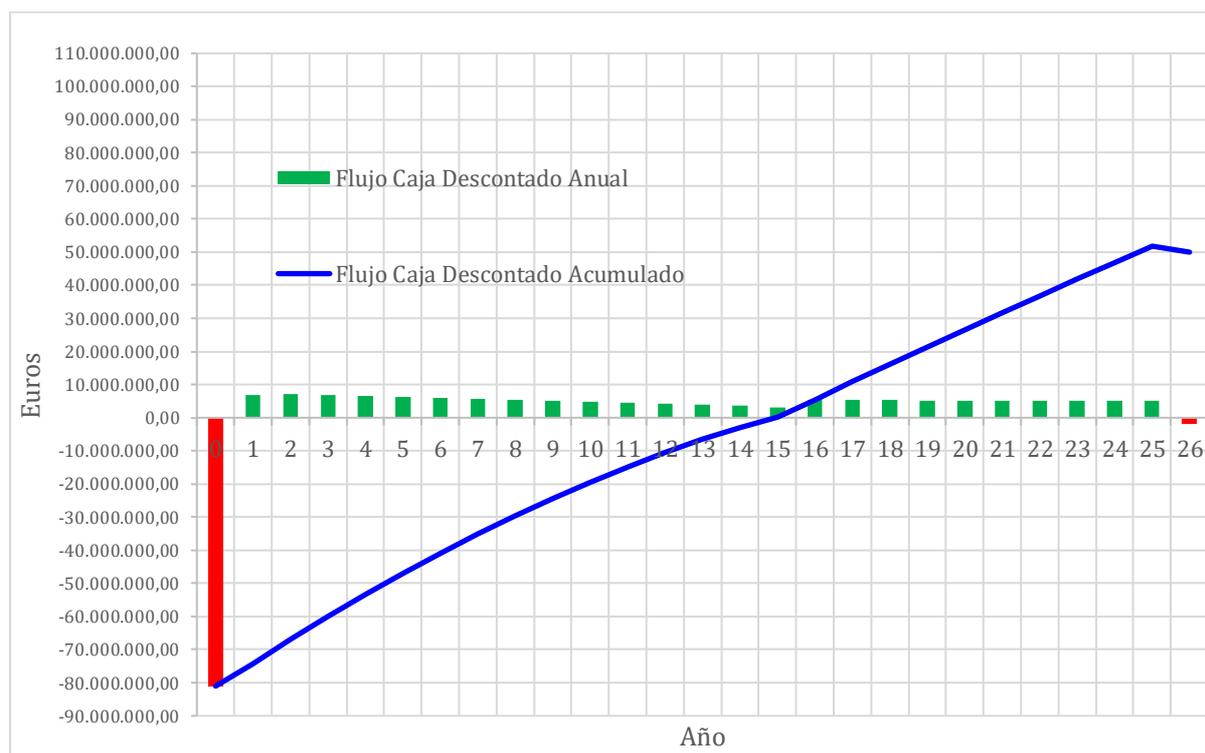


Gráfico 16: Evolución flujo de caja. Escenario realista. (Fuente: elaboración propia).

## 13 CONCLUSIONES

Tras la realización del presente proyecto se han obtenido las siguientes conclusiones:

- La localización elegida para el desarrollo de la planta (Tabernas, Almería) presenta condiciones óptimas para el desarrollo de una planta fotovoltaica de 100 MWp gracias a su buen recurso solar, superficie disponible e infraestructura de apoyo.
- La planta es capaz de producir suficiente energía eléctrica como para cubrir las necesidades de la planta desaladora de Dalías (Almería), siendo este uno de los objetivos marcados al principio del proyecto.
- De los distintos contratos PPA analizados, el que mejor se adapta a las características de nuestro proyecto es el Caso 4: “PPA con ESE a través de Comercializadora”.
- El hecho de ser una planta fotovoltaica y no producir energía durante la noche, hace necesario la colaboración de una comercializadora para garantizar el éxito del proyecto.
- Con unas condiciones de mercado realistas se consigue un payback del proyecto inferior o igual a 15 años.
- El payback obtenido es coherente con la duración máxima de los PPA firmados hasta la fecha en España.
- Los PPA se demuestran como una opción realista para facilitar la financiación de proyectos de energías renovables como el del presente estudio.
- Es posible reducir el coste energético actual de la desaladora de Dalías en al menos un 2% (unos 180 000 €/año) en el caso estudiado y en las condiciones de un caso realista. Tal y como se expuso al inicio de la memoria, éste era también uno de los objetivos prioritarios del proyecto, ya que el verdadero éxito del proyecto era que fuera viable económicamente a la vez que se conseguía un ahorro de los costes energéticos para el cliente, en este caso la desaladora de Dalías.
- Se demuestra, una vez más, el potencial de la energía fotovoltaica en España como una energía económicamente viable y competitiva.

Para terminar, nos gustaría expresar más que una conclusión, un deseo basado en lo aprendido durante los estudios del Máster, durante la realización de este proyecto y, por qué no decirlo, gracias al sentido común. Debemos potenciar las energías renovables y cualquier otra forma de optimización o eficiencia energética, los beneficios sociales y medioambientales son evidentes. Además, la mayoría de las tecnologías de EERR han alcanzado la madurez y son totalmente competitivas, no son cosa del futuro, son el presente. ¡Apostemos por ellas!

## 14 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. BOE-A-1994-28966.
- [2] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE-A-2013-13645.
- [3] Real Decreto 470/2006, de 21 de abril por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico. BOE-A-2006-7266.
- [4] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. BOE-A-2002-18099.
- [5] “Informe sobre el Desierto de Tabernas. Estado actual y propuestas de actuación”. Mesa de Trabajo sobre desertificación para la Excm. Diputación Provincial de Almería.
- [6] “Estación experimental de Rambla Honda (Almería)”. J. Puigdefàbregas, Y. Cantón, S. Contreras, G. del Barrio, F. Domingo, L. Gutiérrez..., 2008. Ed. España. Ministerio de Medio Ambiente.
- [7] “Cálculo de fusibles de una instalación eléctrica en baja tensión”. Alicia Martínez Antón, Vicente Blanca Giménez, Nuria Castilla Cabanes, María Pastor Villa - Departamento de Construcciones Arquitectónicas, ETS Arquitectura.
- [8] “Trabajo Fin de Grado: Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red de 15 MWn en Longreach, Australia”. Volodymyr Koziy.
- [9] Documentación Módulo Energía Eólica de la EOI (Escuela de Organización Industrial).
- [10] “El Marco regulatorio y el funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extra-peninsulares (SEIE) en España”. (CNE. 2012, P3).
- [11] “Entiende el mercado eléctrico español”. Cristóbal J. Gallego y Marta Victoria. 2012. El Observatorio Crítico de la Energía.
- [12] “Análisis del Mercado Eléctrico Español”. Andrés García Alonso, Universidad Pontificia de Comillas. Abril 2014.
- [13] “Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad julio 2011-junio 2012”. Comisión Nacional de Energía.
- [14] “Liquidación de las primas equivalente, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial”. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 2012.

- [15]“Marco Legal Estable: Economía del Sector Eléctrico Español 1988-1987”. Red Eléctrica de España. 2008.
- [16]“Déficit Tarifario en el sector eléctrico español”. Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Utray. 2012.
- [17]“Entiende el mercado eléctrico español”. Cristóbal J. Gallego y Marta Victoria. 2012.
- [18]“Los acuerdos de compra venta de energía (Power Purchase Agreement - PPA)”. Unión Española Fotovoltaica.
- [19]“La desalinización de agua de mar mediante el empleo de energías renovables”. Carlos de la Cruz. 2006.
- [20]“Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance - NREL”. Cass Whaley. 2016.
- [21]“PV System Operations and Maintenance Fundamentals”. Josh Haney and Adam Burstein. 2013.
- [22]<https://www.tabernas.org/>
- [23]<https://observatoriocriticodelaenergia.org/>
- [24]<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>
- [25]<http://www.unesa.es/>
- [26]<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>
- [27]<https://www.diariorenovables.com/2016/10/boom-de-las-comercializadoras-de-electricidad-motivos.html>
- [28]<http://everoze.com/seven-trends-to-make-or-break-corporate-ppas/>
- [29]<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/xelio-firma-un-ppa-con-nexus-energia-20180924>
- [30]<http://www.europapress.es/economia/noticia-factorenergia-firma-ppa-20-anos-enhol-dos-parques-eolicos-90-mw-20180716144226.html>
- [31]<https://www.edpr.com/es/noticias/el-grupo-edp-y-calidad-pascual-cierran-el-primer-acuerdo>
- [32]<https://elperiodicodelaenergia.com/cox-energy-y-audax-cierran-el-mayor-ppa-fotovoltaico-del-mundo-de-660-mw-en-espana-y-portugal/>
- [33]<https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-cierra-un-ppa-eolico-con-el-bbva-y-deja-a-iberdrola-sin-uno-de-sus-grandes-clientes/>

- [34]<https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-signs-first-power-purchase-agreement-with-bank-long-term-renewable-energy-contract-conjunction-with-kutxabank>
- [35]<https://elperiodicodelaenergia.com/forestalia-anuncia-el-ppa-de-su-proyecto-goya-se-alia-con-el-fondo-mirova-ge-y-engie-para-construir-300-mw-eolicos/>
- [36]<http://www.atlantic-copper.es/sala-de-prensa/comunicados-de-prensa/684-atlantic-copper-se-alinea-con-los-objetivos-de-desarrollo-sostenible>
- [37]<https://ir.ellomay.com/press-releases/detail/577/ellomay-capital-announces-the-execution-of-a-ppa-in>  
<https://elperiodicodelaenergia.com/baywa-firma-un-ppa-a-15-anos-con-la-noruega-statkraft-para-su-planta-fotovoltaica-de-170-mw-en-sevilla/>
- [38]<https://www.energyavm.es/primer-ppa-fotovoltaico-espana/>
- [39]<http://www.expansion.com/empresas/2018/09/14/5b9b7b3eca4741372d8b45bb.htm>
- [40] ISO 80000-1:2009. Quantities and units.

## ANEXO A

El Anexo A contiene los siguientes dibujos:

- 1) Distribución general de la Planta.
- 2) Distribución de bloques de Potencia.
- 3) Cableado de Media Tensión.
- 4) Cableado principal de Baja Tensión.
- 5) Conexión de Strings.
- 6) Estructuras de soporte.
- 7) Unifilar del bloque de Potencia Tipo 1.

## **ANEXO B**

El Anexo B contiene los cálculos de dimensionamiento de la planta fotovoltaica.

## **ANEXO C**

El Anexo C contiene el análisis de rendimiento con PVSYS<sup>T</sup>.

## **ANEXO D**

El Anexo D contiene los cálculos de los cables y protecciones necesarios para la construcción de la planta.

## **ANEXO E**

El Anexo E muestra la estimación de consumos de la desaladora de Campo de Dalías.

## ANEXO F

El Anexo F contiene las fichas técnicas de los siguientes componentes:

1. Estructuras de Soporte.
2. Módulos Fotovoltaicos.
3. Cables.
4. Inversor.
5. Caja de Conexiones DC.
6. Fusibles y protecciones.

Los componentes elegidos representan ejemplos de equipos adecuados para las condiciones del sitio y el diseño de la planta solar. Sin embargo, para cada tipo de componente hay varias opciones equivalentes de otros fabricantes.

## **ANEXO G**

El Anexo G contiene el “scalator” para el cálculo de costes, Capex, Opex y la evaluación financiera del proyecto.

## **ANEXO H**

El Anexo H contiene todos los cálculos alternativos que se descartaron a lo largo del proceso de desarrollo del presente proyecto.