

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A RED

Alumno: *Zuazo Saenz de Viteri, Abraham*
Director: *Mazón Sainz-Maza, Javier*
Director: *Buigues Beraza, Garikoitz*
Departamento: Ingeniería Eléctrica
Curso académico: *2018/2019*

Bilbao, 4, Septiembre, 2019

DATOS BÁSICOS DEL TRABAJO FIN DE MASTER

- Alumno: Abraham Zuazo Saenz de Viteri
- Director: Javier Mazón Sainz-Maza
- Director: Garikoitz Buigues Beraza
- Departamento: Ingeniería eléctrica

RESUMEN

El objetivo del proyecto es el estudio, desarrollo y evaluación de un sistema fotovoltaico flotante para generación eléctrica en el embalse de Arcos en el municipio de Arcos de la Frontera (Cádiz). El desarrollo del proyecto se realizará de forma manual y se complementará con el programa de simulación PVSyst.

LABURPENA

Proiektu honen helburua da, sistema fotoboltaiko flotagarri baten ikertu, garapena eta ebaluazioa egitea, Arcos de la Fronterako (Cádiz) Arcos udalerrian dagoen urtegian argidarra sortzeko. Proiektuaren garapena eskuz egingo da eta PVSyst simulazio programarekin osatuko da.

ABSTRACT

The objective of the project is the study, development and evaluation of a floating photovoltaic system for electricity generation in the Arcos reservoir in the municipality of Arcos de la Frontera (Cádiz). The development of the project will be done manually and will be complemented with the PVSyst simulation program.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	CONTEXTO	2
2.1.	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	5
2.2.	INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS FLOTANTES	9
3.	OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO	15
4.	BENEFICIOS	16
4.1.	BENEFICIOS TÉCNICOS	16
4.2.	BENEFICIOS ECONÓMICOS	17
4.3.	BENEFICIOS SOCIALES	17
4.4.	BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES	18
5.	ALTERNATIVAS	19
5.1.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE PARA BOMBEO DE AGUA	19
5.2.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A SISTEMAS HIDROELÉCTRICOS..	20
5.3.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN AGUAS MARÍTIMAS	21
5.4.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN PISCIFACTORIAS	22
5.5.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS	23
5.6.	ALTERNATIVA ESCOGIDA: ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A RED	24
6.	LOCALIZACIÓN	25
6.1.	CLIMATOLOGÍA DE LA LOCALIZACIÓN	25
6.1.1.	HISTÓRICA	25
6.1.2.	VIENTOS	26
6.1.3.	EXTREMOS CLIMATOLÓGICOS	26
6.2.	PROPIEDADES DEL EMBALSE DE ARCOS DE LA FRONTERA	26
6.2.1.	SUPERFICIE	27
6.2.2.	PORCENTAJE DE OCUPACIÓN	27
6.2.3.	PROBLEMÁTICA DEL AGUA	27
6.3.	CONEXIONES A RED ELÉCTRICA	27
6.4.	RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE	29
6.5.	TERRENO Y PROFUNDIDAD DEL VASO DEL EMBALSE	30
7.	PREDIMENSIONAMINETO	35
8.	COMPONENTES PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN	38
8.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	38
8.2.	INVERSOR	41

8.3.	ESTRUCTURAS DE FLOTACIÓN	43
9.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.....	44
9.1.	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	47
9.2.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	48
9.2.1.	TRANSFORMADOR	48
9.2.2.	LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN.....	49
9.2.3.	CELDA DE DISTRIBUCIÓN.....	50
9.2.4.	CABLES Y TERMINALES DE MT.....	50
9.2.5.	PUENTES DE BAJA TENSIÓN	50
9.2.6.	CUADROS DE BAJA TENSIÓN	50
9.2.7.	ALUMBRADO	51
9.3.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	51
9.3.1.	CABLEADO	51
9.3.2.	PROTECCIONES.....	53
9.3.3.	PUESTA A TIERRA.....	54
9.3.4.	CONTADORES	55
9.3.5.	SEGURIDAD.....	56
10.	RESUMEN DE LA INSTALACIÓN	57
11.	CONEXIÓN A RED	58
12.	OBRA CIVIL	60
13.	PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN Y PÉRDIDAS.....	61
14.	IMPACTO AMBIENTAL	64
14.1.	ASPECTOS GENERALES	64
14.2.	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂	65
15.	DESCRIPCIÓN DE TAREAS. DIAGRAMA DE GANTT	66
16.	PRESUPUESTO	69
16.1.	INTRODUCCIÓN	69
16.2.	VIDA ÚTIL.....	69
16.3.	INVERSIÓN INICIAL REQUERIDA	69
16.4.	COSTES DE OPERACIÓN	72
16.5.	INGRESOS DE OPERACIÓN.....	72
16.6.	INDICADORES FINANCIEROS	74
16.6.1.	VALOR ACTUALIZADO NETO.....	74
16.6.2.	TASA INTERNA DE RENTABILIDAD.....	75

17. CONCLUSIONES	77
18. FUENTES DE INFORMACIÓN.....	80
ANEXO I: CÁLCULOS	82
1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	82
2. NÚMERO DE PANELES.....	83
3. NÚMERO DE INVERSORES.....	85
4. DISTANCIA ENTRE PANELES	85
5. CABLEADO	86
6. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	89
6.1. VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	89
6.2. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN	90
6.3. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN	90
6.4. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	91
6.5. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.....	92
6.6. DIMENSIONES DEL POZO APAGAFUEGOS.....	93
7. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN	93
7.1. DETERMINACIÓN DE LA INTENSIDAD DE DEFECTO A TIERRA Y DEL TIEMPO MÁXIMO DE ELIMINACIÓN DEL DEFECTO	95
7.2. DISEÑO PREELIMINAR DE LA PUESTA A TIERRA. SELECCIÓN DEL ELECTRODO.....	95
7.3. PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN	96
7.4. PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR.....	96
7.5. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA, TENSIONES DE PASO y tensión de contacto.....	96
7.6. VALORES DE TENSIÓN MÁXIMOS ADMITIDOS.....	97
7.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL EXTERIOR DEL CT.....	98
7.8. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL INTERIOR DEL CT	98
7.9. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA DE NEUTRO	98
7.10. SEPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA GENERAL, DE NEUTRO Y DE LAS MASAS DE UTILIZACIÓN DEL EDIFICIO	98
8. PROTECCIONES.....	99
8.1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA	99
8.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA	103
9. PREVISIONES DE PRODUCCIÓN	105
ANEXO II: NORMATIVA.....	107
1. LEGISLACIÓN ESTATAL.....	107

2.	LEGISLACIÓN AUTONÓMICA	109
3.	REGLAMENTO.....	110
ANEXO III: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED.....		114
1.	CONDICIONES FACULTATIVAS.....	114
2.	CONDICIONES ECONÓMICAS	122
3.	CONDICIONES TÉCNICAS	128
3.1.	DISEÑO	128
3.2.	COMPONENTES Y MATERIALES.....	129
3.3.	RECEPCIÓN Y PRUEBAS	134
4.	CONDICIONES de REVISIÓN Y MANTENIMIENTO.....	135
4.1.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.....	135
4.2.	GARANTÍAS.....	136
4.3.	CALIDADES.....	137
ANEXO IV: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....		138
1.	OBJETO DE ESTUDIO.....	138
2.	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	138
3.	PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS.....	138
3.1.	CAÍDAS DE OPERARIOS.....	139
3.2.	CAÍDAS DE OBJETOS SOBRE OPERARIOS.....	139
3.3.	GOLPES CONTRA OBJETOS INMOVILES.....	140
3.4.	INTERFERENCIAS CON LA MAQUINARIA	140
3.5.	RIESGOS EN LA REALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS ELÉCTRICOS.....	140
3.6.	RIESGO DE AHOGAMIENTO.....	142
3.7.	OTROS RIESGOS.....	142
4.	PROTECCIONES INDIVIDUALES.....	142
5.	PROTECCIONES COLECTIVAS	143
6.	MEDIDAS GENERALES PARA LA ELIMINACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS.....	143
7.	CONDICIONES GENERALES	144
ANEXO V: INFORME DE SIMULACIÓN PVSYSY.....		145
ANEXO VI: PLANOS.....		152

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Energía renovable global potencia instalada (MW). Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA).....	2
Figura 2: Costes de instalación (Dólares/KW) (Amarillo) vs factor de capacidad de la energía fotovoltaica (%) (Azul). Fuente: IRENA.....	3
Figura 3: Trabajadores empleados en la generación de energías renovables. Fuente: “Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018” (IRENA).....	3
Figura 4: Energía fotovoltaica flotantes instalada a nivel global. Fuente:” Where Sun Meets Water” Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)	4
Figura 5: Evolución del mercado global fotovoltaico. Fuente: “Global Market Outlook for Solar Power” (Solar Power Europe)	4
Figura 6: Configuración de una planta fotovoltaica conectada a red. Fuente: Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)	5
Figura 7: Esquema de un sistema fotovoltaico de bombeo. Fuente: Ecosun Ingeniería	6
Figura 8: Precio de los módulos de tecnología monocristalina en China, Japón y Europa. Fuente: “Informe Anual UNEF 2017”, UNEF.....	7
Figura 9: Progresión de los valores del CAPEX (gastos en capital) en solar fotovoltaica. Fuente: “Informe Anual UNEF 2017” (Unión Española Fotovoltaica)	8
Figura 10: Evolución del precio del kWh en Alemania. Fuente: "Grid Intelligent Solar" Solar Power Europe	8
Figura 11: Esquema de una planta fotovoltaica conectada a la red. Fuente: ABB	9
Figura 12:Esquema sistema fotovoltaico conectado a red flotante. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP).....	10
Figura 13: Planta fotovoltaica flotante de Anhui (China) de 70 MW. Fuente: China Energy Conservation and Environmental Protection Group (CECEP)	11
Figura 14: Planta fotovoltaica de Yamakura Dam (Japón) de13.7 MW. Fuente: Kyocera TCL Solar LLC	11
Figura 15: Planta fotovoltaica de la reserva Queen Elizabeth II (Reino Unido) de 6.3 MW. Fuente: pagerpower.com	13
Figura 16: Planta fotovoltaica de Piolenc (Francia) de 17 MW. Fuente: pveurope.eu	13
Figura 17: Planta fotovoltaica de Huerto Chico (Murcia). Fuente: Ferrovial	14
Figura 18: Distribución de las instalaciones de energía solar fotovoltaica. Fuente: “Energía del sol 2017” REE	14
Figura 19: Naturaleza + Energía fotovoltaica = Economía. Fuente: Orbitalsolar.com	15
Figura 20: Generación potencial (tamaño del punto) de instalaciones de PV flotantes en cuerpos de agua factibles de los EE. UU. Precio del kWh según tarifas locales (color del punto). Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).....	16

Figura 21: Evolución 2010-2020 esperada en España del coste. Fuente: Evolución tecnológica y prospectiva de los costes de las energías renovables (IDAE).....	17
Figura 22: Instalación fotovoltaica flotante en la India. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP).....	18
Figura 23: Relación entre potencia necesaria por la bomba (Marrón) y potencia suministrada por el PV (Verde). Fuente: Ministerio de agricultura alimentación y medioambiente	20
Figura 24: Planta fotovoltaica híbrida de Montalegre (Portugal) de 218 KWP. Fuente: Ciel et Terre	20
Figura 25: Diseño de la planta fotovoltaica offshore neerlandesa. Fuente: oceansofenery. Blue	22
Figura 26: Planta fotovoltaica flotante de la provincia china de Zhejiang Province. Fuente: Blue21.nl	22
Figura 27: Planta fotovoltaica flotante de Kelseyville (EEUU) de 252 KWp. Fuente: Ciel et Terre	23
Figura 28: Embalse de Arcos de la Frontera (Cádiz) donde se desarrollará la instalación.....	24
Figura 29: Temperaturas medias mensuales. Fuente: AEMET.....	25
Figura 30: Precipitación y humedad relativa. Fuente: AEMET	25
Figura 31: Cantidad de horas solares mensuales. Fuente: AEMET	26
Figura 32: Variación del agua embalsada (hm3) semanalmente en el embalse Arcos (Cádiz). Fuente: embales.net.....	27
Figura 33: Variación del agua (hm3) embalsada semanalmente en el embalse de Bornos (Cádiz). Fuente: embales.net.....	27
Figura 34: Principales líneas de transporte y distribución de España. Fuente: Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE)	28
Figura 35: Situación de la instalación respecto a las líneas principales de distribución de España. Fuente: "Mapa del sistema eléctrico ibérico" REE.....	28
Figura 36: Irradiación solar global disponible con módulos montados horizontalmente. Fuente: Comisión Europea	29
Figura 37: Energía captada mensualmente por kWp instalado. Fuente: PVGIS	29
Figura 38: Imagen del lecho marino del embalse de Arcos durante su vaciado en el año 2011. Fuente: entornoajerez.com.....	30
Figura 39: Imagen de las orillas del embalse de Arcos durante su vaciado. Fuente: entornoajerez.com.....	31
Figura 40: Ortofoto actual del embalse. Fuente: Instituto Geográfico Nacional (IGN)	31
Figura 41: Callejero actual del embalse. Fuente: IGN	32
Figura 42: Mapa relieve MDT del embalse. Fuente: IGN	32
Figura 43: Mapa topográfico alemán anterior a la construcción del embalse. Fuente: IGN.....	33

Figura 44: Estimación de área para una instalación circular (23.85hectáres)	33
Figura 45: Posición exacta de la línea de distribución eléctrica y situación teórica de la instalación fotovoltaica	34
Figura 46: Introducción la localización de Arcos de la Frontera en el PVSyst.....	35
Figura 47: Irradiación global y difusa en Arcos de la Frontera. Fuente: AEMET	35
Figura 48: Datos meteorológicos en PVSyst.....	36
Figura 49: Resultados del pre-dimensionamiento	36
Figura 50: Energía generada según el pre-dimensionamiento	36
Figura 51: Resumen de costes del proyecto realizado en el predimensionamiento	37
Figura 52: Costes de instalación de plantas solares fotovoltaicas flotantes. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP).....	37
Figura 53: Principal configuraciones posibles de los campos de PV. Fuente: Universidad de Savoie (Francia).....	38
Figura 54: Plano de captación. PVSyst	39
Figura 55: Imagen y dimensiones del módulo fotovoltaico escogido.....	40
Figura 56: Definición del tipo de módulo fotovoltaico escogido	40
Figura 57: Evolución del rendimiento del tipo de módulo fotovoltaico escogido según aumenta la temperatura	41
Figura 58: Inversores de una gran planta, de una instalación mediana y un micro inversor. Fuente: SMA Solar Technology	41
Figura 59: Características del inversor escogido.....	42
Figura 60: Estructura flotante para módulos fotovoltaicos. Fuente: Stansol	43
Figura 61: Dimensionamiento de potencia proporcionado por el PVSyst.....	44
Figura 62: Inserción de los datos en el PVSyst.....	44
Figura 63: Simulación de la instalación en el entorno del pantano de los Arcos con el programa Helio Scope.....	45
Figura 64: Simulación de una de las islas del sistema con el programa Helio Scope.....	46
Figura 65: Simulación eléctrica del sistema completo.....	46
Figura 66: Energías mensuales de la instalación y rendimiento	47
Figura 67: Diseño final del sistema junto con la pasarela de acceso, en naranja cableado de CA	51
Figura 68: Interconexión de los módulos.....	52
Figura 69: Diagrama de protecciones básico. Fuente: PVShop.eu.....	53
Figura 70: Cámaras térmicas a instalar en la instalación. Fuente: ALAVA INGENIEROS	56
Figura 71: Diagrama unifilar de la instalación.....	57

Figura 72: Detalle de la red de transporte eléctrico del entorno del pantano. Línea negra red a 66 kV, línea roja red a 400 kV. Fuente: Junta de Andalucía	58
Figura 73: Conexión entre la red de distribución y la instalación	59
Figura 74: Localización de la playa de lanzamiento.	60
Figura 75: Ejemplo de lanzamiento de una instalación fotovoltaica flotante. Fuente: Isofloating	60
Figura 76: Valores de albedo en España. Fuente: Universidad de Jaén (UJAN).....	61
Figura 77: Variación de la potencia con el aumento de la temperatura. Fuente: PVSyst	61
Figura 78: Estructura StanFloat, en naranja superficie de los módulos donde se condensará el vapor de agua.....	62
Figura 79: Pérdidas por temperatura.....	63
Figura 80: Energía producida mensualmente a lo largo del año	63
Figura 81: Energía producida mensualmente según PVSyst	63
Figura 82: Aspecto final de la instalación en el embalse	64
Figura 83: Energía inyectada a la red mensualmente de la instalación (Amarillo). Precio megavatio España 2017 (Verde), Precio megavatio España 2018 (Azul). Fuente: OMIE.....	73
Figura 84: Beneficios obtenidos mensualmente de la venta de energía en miles de euros.....	74
Figura 85: Balance económico a 30 años.	75
Figura 86: Variación del valor de VAN en función del tipo de interés	76
Figura 87: Esquema explicativo de los ángulos de posicionamiento. Fuente: Sun Fields Europe	82
Figura 88: Correcto acoplamiento entre el campo fotovoltaico y los inversores.	83
Figura 89: Esquema para calcular la distancia entre los módulos.	85
Figura 90: Zona donde se situará el centro de transformación.	94
Figura 91: Protector contra sobretensiones transitorias Tipo 1+2	101
Figura 92: Esquema de montaje del controlador permanente de aislamiento. Fuente: Proat	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Potencial de la energía solar fotovoltaica flotante global. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP).....	12
Tabla 2: Valores climatológicos extremos. Fuente: AEMET	26
Tabla 3: Características principales del tipo de módulo fotovoltaico escogido.....	39
Tabla 4: Características técnicas del transformador	49
Tabla 5: Dimensiones del centro de transformación según norma. Fuente: ENDESA.....	49
Tabla 6: Características de los conductores	50
Tabla 7: Elementos de la instalación	57
Tabla 8: Cableado utilizado	57
Tabla 9 Factores de emisión de las principales distribuidoras eléctricas de España. Fuente: Ministerio para la transición ecológica	65
Tabla 10: Desglose de costes de los materiales	70
Tabla 11: Desglose de coste incluyendo horas de trabajo	71
Tabla 12: Desglose final de costes.....	71
Tabla 13: Datos de instalaciones fotovoltaicas ya instaladas. Fuente: EnerAgen	71
Tabla 14: Costes operativos	72
Tabla 15: Valores del VAN en miles de euros en función de los años de funcionamiento y del tipo de interés exigido	75
Tabla 16: Valores del TIR en función de los años de funcionamiento	76
Tabla 17: Valores de inclinación genéricos	82
Tabla 18: Configuraciones y potencias de la planta	85
Tabla 19: Cableado normalizado.....	87
Tabla 20: Conductividad de cables eléctricos	87
Tabla 21: Intensidades máximas admisibles en CC.....	88
Tabla 22: Intensidades nominales del primario.	90
Tabla 23: Intensidades nominales del secundario.	91
Tabla 24: Intensidades de cortocircuito admisibles.....	92
Tabla 25: Dimensiones mínimas del pozo apagafuegos	93
Tabla 26: Resistividad del suelo. Fuente: ENDESA	94
Tabla 27: Resistividad de electrodos habituales. Fuente: ENDESA.....	95
Tabla 28: Máximas tensiones de contacto y paso admisibles. Fuente: ENDESA	97
Tabla 29: Producción eléctrica a lo largo del año	106
Tabla 30: Límites por pérdidas respecto al óptimo en sistemas fotovoltaicos.....	128

ACRONIMOS

A continuación, se expone un listado de los acrónimos incluidos en este documento.

- ONU: Organización de las naciones unidas
- GEI: Gases de efectos invernadero
- CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
- IRENA: International Renewable Energy Agency
- ESMAP: Energy Sector Managment Assistance Program
- SPE: Solar Power Europe
- UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica
- UNEF: Unión Española Fotovoltaica
- NREL: National Renewable Energy Laboratory
- REE: Red eléctrica de España
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- IGN: Instituto Geográfico Nacional
- AEMET: Agencia Estatal de Meteorología
- SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition
- ICIO: Impuesto Sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
- OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía
- VAN: Valor Actualizado Neto
- TIR: Tasa Interna de Rentabilidad
- CEMAER: Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, en el campo de la actividad fotovoltaica, la aplicación que mayor expansión ha experimentado ha sido la de los sistemas de conexión a la red eléctrica. En este marco de innovación y búsqueda de nuevas formas de generación eléctrica se ha comenzado a desarrollar instalaciones como la que se va a estudiar en este documento.

En el presente documento se va a realizar un estudio, para la construcción de una instalación solar fotovoltaica flotante conectada a red en el embalse de los Arcos de la Frontera (Cádiz).

Se indicarán los elementos eléctricos necesarios para el correcto desarrollo de la instalación, así como sus características técnicas y las alternativas posibles que se pueden implementar.

Por otro lado, todo el proyecto se desarrollará respetando el entorno arquitectónico, social y ambiental del embalse. Mostrando un especial énfasis en este último teniendo en cuenta la amplia riqueza en fauna y vegetación de esta localización.

La gran versatilidad de estas instalaciones permite abordar el proyecto de forma escalonada y posibilita la ampliación en el futuro de la instalación de forma sencilla.

Una vez presentado las características técnicas del proyecto, se incluirá un primer presupuesto desglosado en diferentes campos, junto a este se incluirán los parámetros económicos necesarios para comprender la rentabilidad del sistema.

Para finalizar, en los anexos de este documento se añadirán los documentos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema, estos son:

- Los cálculos realizados en el desarrollo del proyecto.
- La normativa que legisla esta instalación.
- El pliego de condiciones del proyecto.
- Un informe básico de seguridad y salud.
- El informe realizado a través del programa de simulación PVSyst
- Los planos necesarios para comprender la instalación.

2. CONTEXTO

En el mundo actual la generación de energía eléctrica en el mundo está sufriendo importantes cambios, esto se debe principalmente a la creciente preocupación por el efecto conocido como calentamiento global. Esto consiste en una serie de pequeños cambios en la climatología de la Tierra o patrones meteorológicos que a largo plazo varían según el lugar. Según pasan los días, este pequeño aumento general de la temperatura está cambiando el ritmo del clima al que los seres vivos nos hemos acostumbrado.

En consecuencia, desde la Organización de las Naciones Unidas (ONU) se ha optado por la entrada en funcionamiento de compromisos jurídicamente vinculantes para la reducción de las emisiones de gases de efectos invernadero (GEI) y limitar el incremento de la temperatura del planeta. Estos acuerdos se llevaron a cabo en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) siendo los más importantes los del año 1992 celebrado en Nueva York, los posteriores en Kioto (1997) donde se firmó el famoso protocolo de Kioto, donde se limitaban las emisiones de GEI y el final gran acuerdo de París (2015), en él se establece un plan de acción mundial que sitúa el aumento de las temperaturas en un máximo de 2 ° C.¹

Estos compromisos y el importante desarrollo tecnológico en la utilización de fuentes de energía renovable, eólica y solar principalmente, se ha traducido en una importante reducción en la utilización del carbón como combustible principal, sustituyéndolo por gas natural (combustible fósil, pero con una menor emisión de GEI) y energía renovable.

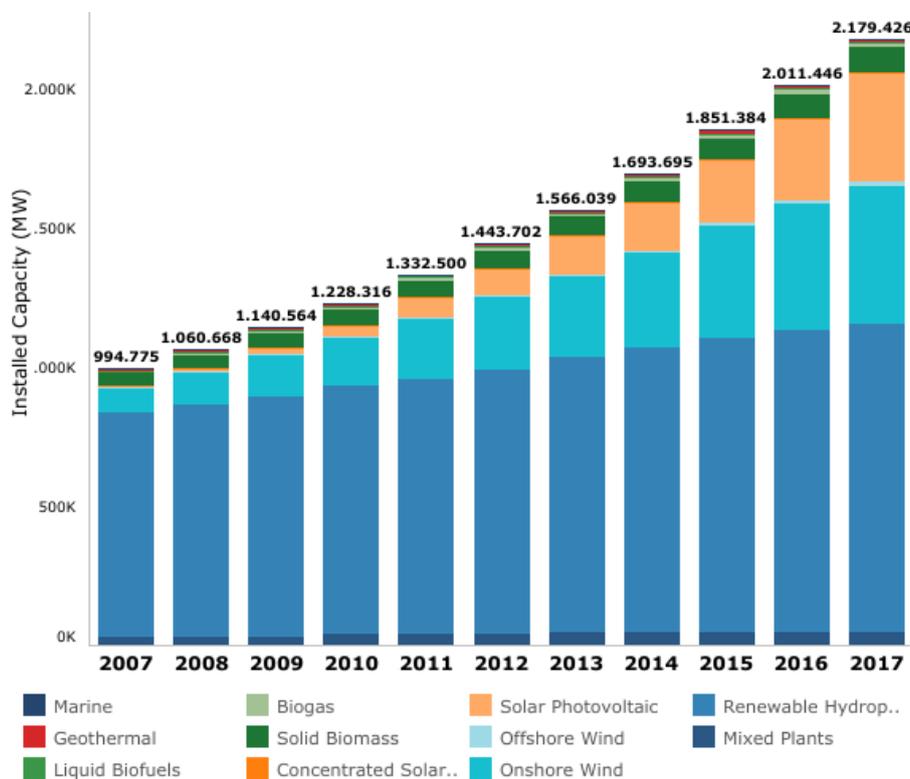


Figura 1: Energía renovable global potencia instalada (MW). Fuente: IRENA

¹ Protocolo de Kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

En el caso específico de la energía solar, el rápido aumento de los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica se debe principalmente a la importante reducción de costes que se están logrando en la ejecución de este tipo de instalaciones y el continuo aumento del rendimiento de los equipos. Según el informe realizado por la IRENA el precio de este tipo de instalaciones ha disminuido considerablemente, situándose en el año 2017 en torno a 1,5 \$/KW (1,29 €/KW), estimándose que en el año 2025 llegue a descender el precio hasta los 0,8 \$/KW.²

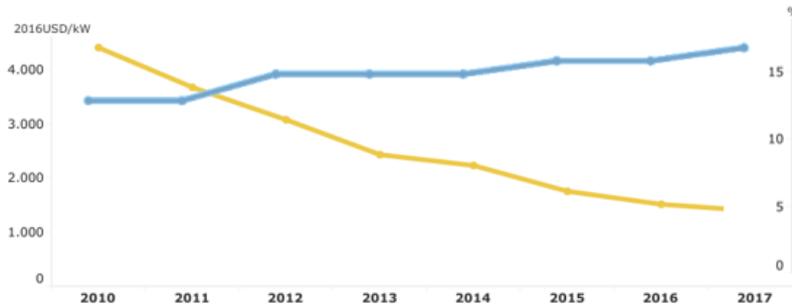


Figura 2: Costes de instalación (Dólares/KW) (Amarillo) vs factor de capacidad de la energía fotovoltaica (%) (Azul). Fuente: IRENA

Este aumento de los proyectos instalados no solo se traduce en una reducción del uso de energías contaminantes, y, en consecuencia, de una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, sino también en un importante aumento de los empleados necesarios por el sector. En este caso vuelve a destacar la energía fotovoltaica como el sector que más personas emplea, aumentando de forma incesante según van pasando los años.

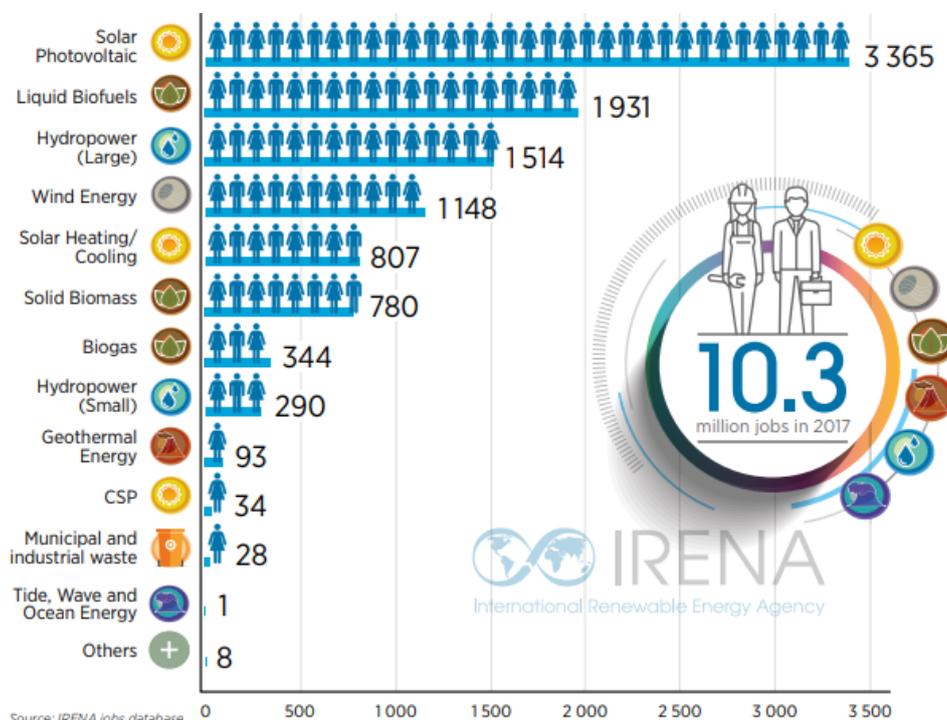


Figura 3: Trabajadores empleados en la generación de energías renovables. Fuente: “Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018” (IRENA)

² Energías renovables: los costos verdaderos: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Costs/Videos-and-Webinar/02-IRCA-and-Coalition-WebinarSpanishUpload.pdf?la=en&hash=E9E62FA6D88ABFB5D047CE5543B182893BD828E9>

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

Por otro lado, el presente informe tratará de destacar una tecnología específica dentro de los sistemas solares fotovoltaicos: los sistemas de placas flotantes.

Al estudiar las debilidades que presentan las energías renovables, una de las problemáticas principales es su escasa densidad energética, es decir, la cantidad de terreno necesaria para generar igual cantidad de energía que las centrales convencionales. Generalmente estos terrenos se utilizan para trabajos agrícolas y ganaderos, e incluso como suelo urbanizable. Por ello en lugares con escaso recurso de suelo disponible, las grandes plantas solares para generación siguen siendo inviables, países como Japón o Alemania donde el metro cuadrado de tierra es de gran valor o incluso en el País Vasco donde la complicada orografía y el amplio desarrollo industrial no permite construir amplios sistemas fotovoltaicos.³

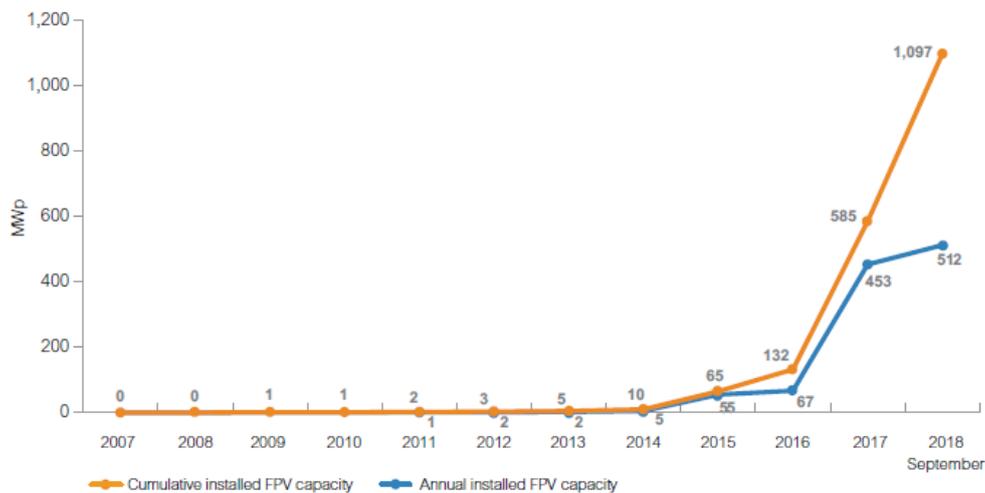


Figura 4: Energía fotovoltaica flotantes instalada a nivel global. Fuente: "Where Sun Meets Water" ESMAP

Observando el crecimiento que se ha dado en los últimos años en esta tecnología, esto junto con las crecientes expectativas que se tiene en la energía solar fotovoltaica, indica que puede llegar a ser un tipo de sistema cada vez más común y en el cual existe un futuro muy prometedor.

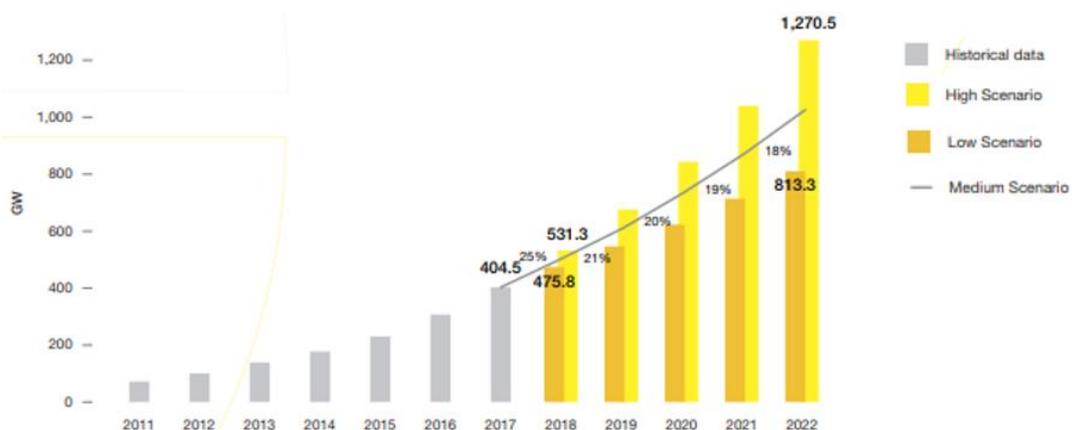


Figura 5: Evolución del mercado global fotovoltaico. Fuente: "Global Market Outlook for Solar Power" (SPE)

³ Sistema de Información y Análisis de Costos de Obras de Urbanización (Gobierno Vasco) http://www.etxebide.euskadi.eus/contenidos/informacion/ovv_sectorvivienda241/es_ovv_sevi/adjuntos/Informe_de_Analisis_Proyectos_Urbanizacion.pdf

2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dentro de la energía solar fotovoltaica como ya se ha comentado existen diversos tipos de instalaciones, estas se pueden clasificar dependiendo de algunas de sus características, tales como:

- Si se encuentran o no conectadas a la red general de electricidad:
 - Aisladas: No tienen conexión a la red, suelen utilizarse para sistemas donde por su situación geográfica es costoso la conexión a la red, generalmente lugares aislados o de difícil acceso. Estos sistemas almacenan la energía en baterías por lo que no suelen ser sistemas de gran potencia y económicamente son bastante caros principalmente debido al sistema de almacenamiento y a los elementos auxiliares de control.
 - Conectados a red: Son sistemas que al encontrarse en la red general de electricidad les permite volcar la energía sobrante al sistema y captar de esta energía en los momentos en los que el sistema fotovoltaico no es capaz de producir suficiente energía. Son sistemas más sencillos generalmente que los aislados, el coste principal son los módulos fotovoltaicos y sus estructuras, su mayor inconveniente es que dependen de la legislación al encontrarse conectados a la red, por lo que dependiendo del país pueden ser más o menos eficaces.

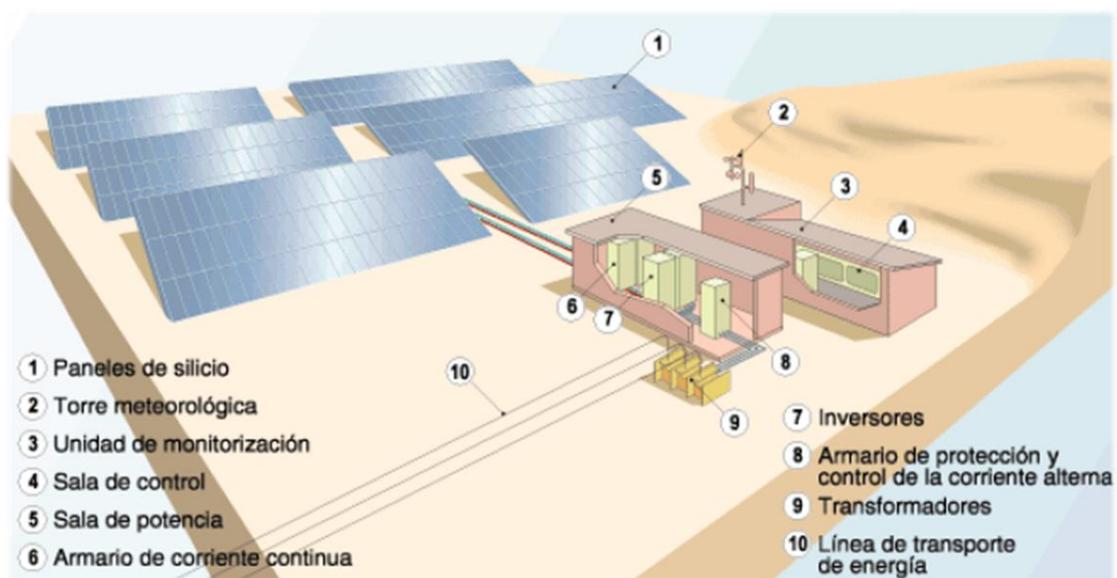


Figura 6: Configuración de una planta fotovoltaica conectada a red. Fuente: UNESA

- Otros casos especiales:
 - Híbridos: Combinan la generación fotovoltaica con otros medios de generación eléctrica. Se encuentran escasos proyectos de este tipo, los existentes suelen trabajar a potencias pequeñas. Se utilizan para el autoconsumo eléctrico y no para la generación eléctrica.
 - Bombeo: Al igual que con los sistemas híbridos no se suelen utilizar para producir electricidad a gran escala, sino para sistemas aislados de autoconsumo o para pequeñas balsas de regadío. Su funcionamiento consiste en el bombeo de agua a un depósito que se encuentre a cierta altura utilizando la energía

fotovoltaica sobrante de forma que en momentos de escasez de irradiación solar se puede producir electricidad por medio de la energía potencial del agua. Otro uso el cual es el más común de este tipo de sistemas es utilizar la energía potencial del agua directamente en la distribución hidráulica.

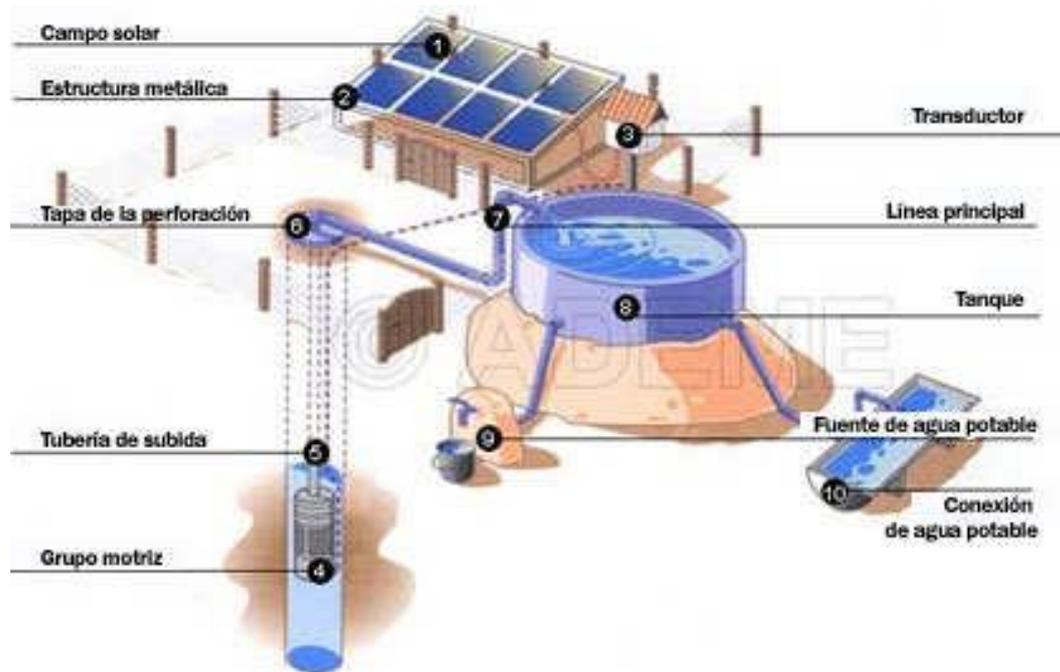


Figura 7: Esquema de un sistema fotovoltaico de bombeo. Fuente: Ecosun Ingeniería

- Dependiendo de los módulos fotovoltaicos utilizados:⁴
 - De silicio monocristalinos están constituidos por un único cristal de silicio, presentan un color azul oscuro uniforme. (1,5% - 2% más eficientes que los policristalinos.
 - De silicio policristalino están constituidos por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas, aunque también tienen un menor coste. Tienen un color azul más intenso.
 - De silicio amorfo. Son los de peor rendimiento, pero a la vez los menos costosos. Son los más utilizados en elementos de escasa potencia.

⁴ Comparación de eficiencias de conversión de energía en celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo para mediciones meteorológicas de la ciudad Santiago de Cali. https://rcm.gov.co/images/2016/MEMORIAS_METROCOL_2016/8-Trabajos-Tecnicos/8-5%20Comparacion%20de%20eficiencias%20de%20conversion-8.5.pdf

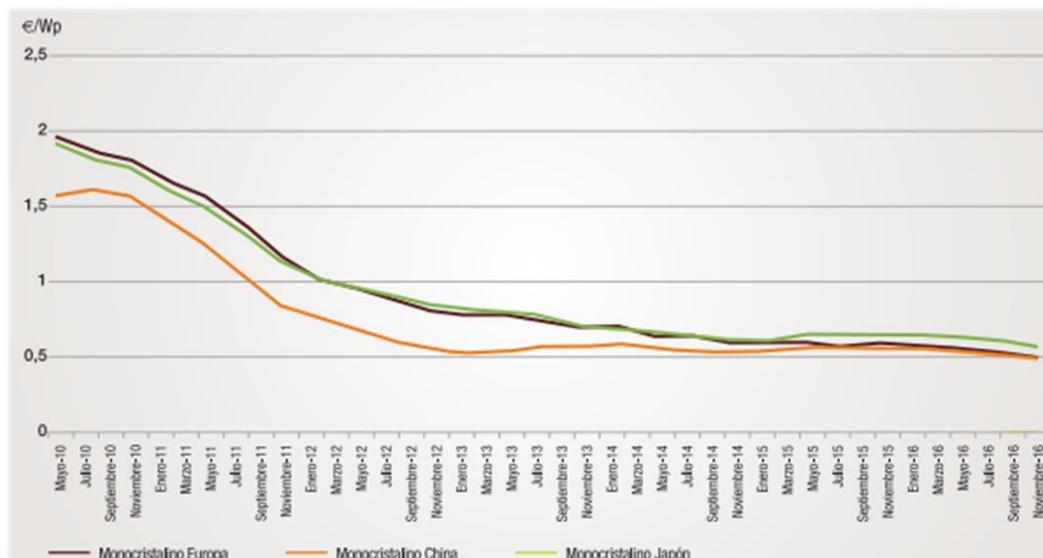


Figura 8: Precio de los módulos de tecnología monocristalina en China, Japón y Europa. Fuente: "Informe Anual UNEF 2017", UNEF

- Según la estructura:
 - Fijas: Son sistemas en los cuales los paneles solares se encuentran fijos en una posición determinada, sin la posibilidad de cambiar ni su orientación, ni su inclinación. Son los sistemas más simples y se suelen utilizar por ejemplo en sistemas colocados sobre tejados.
 - Regulables: Permiten el movimiento del módulo de captación, el objetivo es captar en todo momento la máxima radiación solar posible. El movimiento del sistema generalmente suele ser automático a través de pequeños motores que sitúan el panel dependiendo de la fecha y la hora en una u otra posición de captación.
- Según la localización del sistema:
 - Suelo: Son sistemas anclados en terrenos fijos, prácticamente la totalidad de las plantas fotovoltaicas para producción eléctrica pertenecen a este grupo, su mayor desventaja es la amplia extensión de terreno que necesitan.
 - Tejado: Se aprovecha la superficie del techo de los edificios, esta modalidad principalmente se utiliza para casos de autoconsumo ya sea por parte de particulares o empresas. En los últimos años son el grupo que más ha crecido.
 - Flotantes: Son los sistemas que se van a estudiar y como ya se ha dicho anteriormente se espera que revolucionen el sector fotovoltaico.

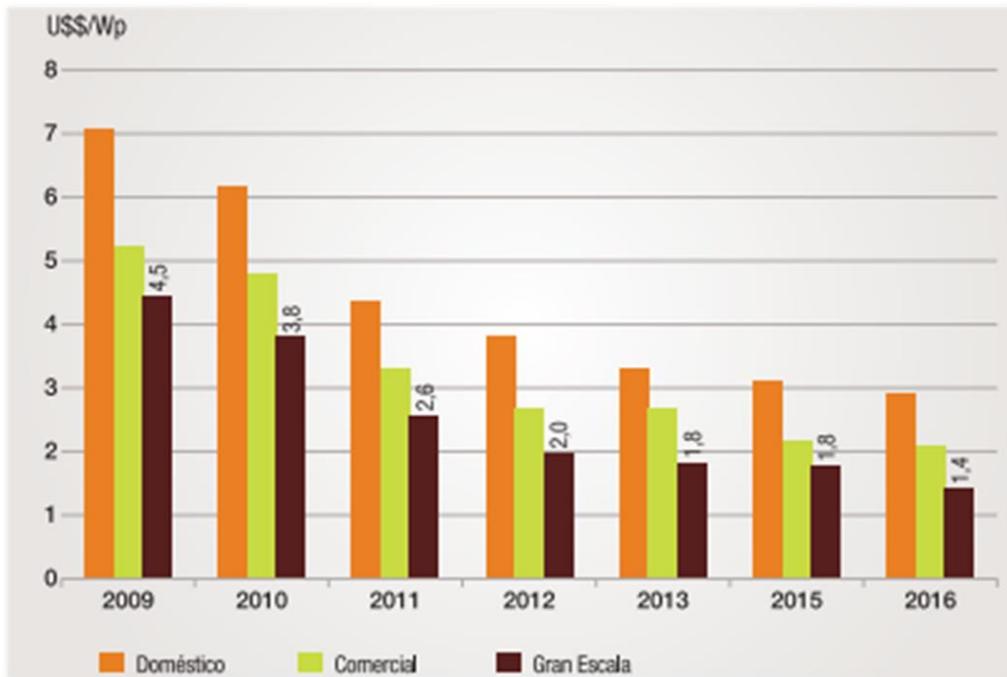


Figura 9: Progresión de los valores del CAPEX (gastos en capital) en solar fotovoltaica. Fuente: "Informe Anual UNEF 2017" (UNEF)

Todos los sistemas fotovoltaicos comparten una característica, el continuo abaratamiento de todos sus componentes y el aumento del rendimiento de estos, lo que se traduce en más y mejores proyectos fotovoltaicos. En general el rápido avance de la tecnología hace que cada día aparezcan alternativas con mayor y mejor perspectiva de futuro, más aún en un ámbito como los sistemas flotantes el cual es relativamente novedoso. Por lo tanto, en el siguiente informe se tratará de estudiar las tecnologías que actualmente destacan en el mercado fotovoltaico, a riesgo de despreciar productos novedosos que aún no han sido comprobados en sistemas reales.

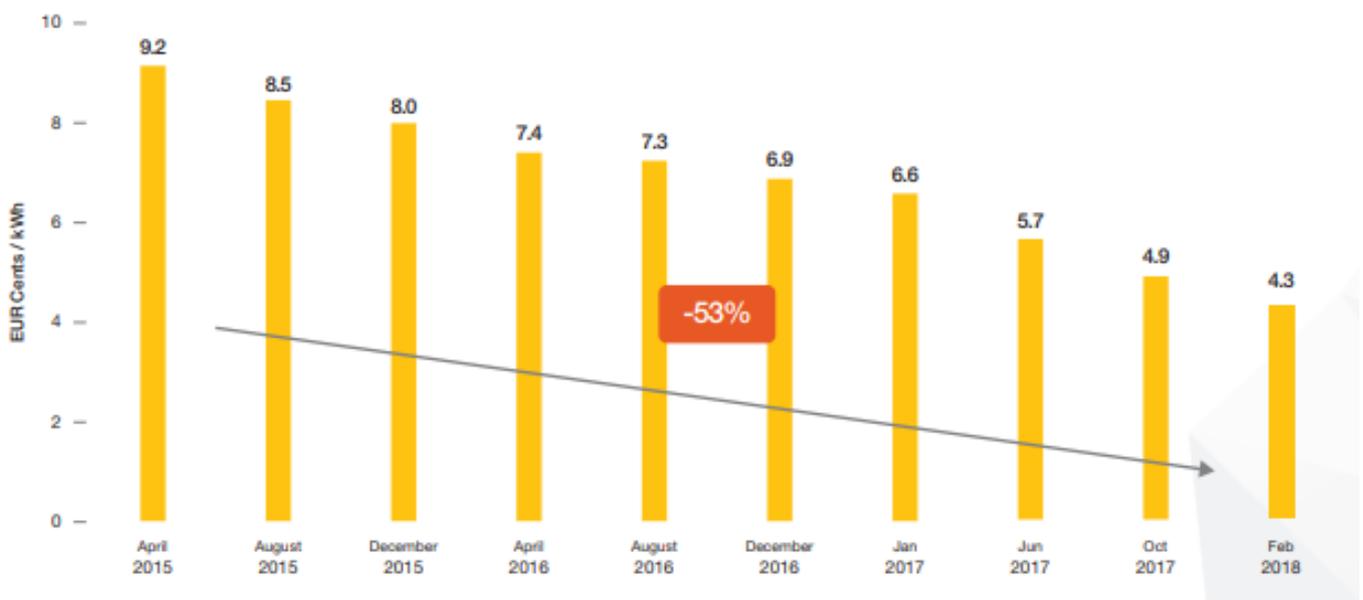


Figura 10: Evolución del precio del kWh en Alemania. Fuente: "Grid Intelligent Solar" Solar Power Europe

2.2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS FLOTANTES

El sistema que se está estudiando, como se ha indicado anteriormente, servirá para la generación de electricidad, es importante destacar que un SFCR consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado mediante un inversor a la red eléctrica convencional. La característica modular de la generación fotovoltaica permite, al contrario que en el resto de los sistemas de generación eléctrica, un costo unitario relativamente independiente del tamaño de la instalación; por ello los sistemas de pequeño o mediano tamaño son de gran interés. Por ello, dentro de los SFCR podemos encontrar sistemas de gran generación con varios MW hasta sistemas de unos pocos KW.

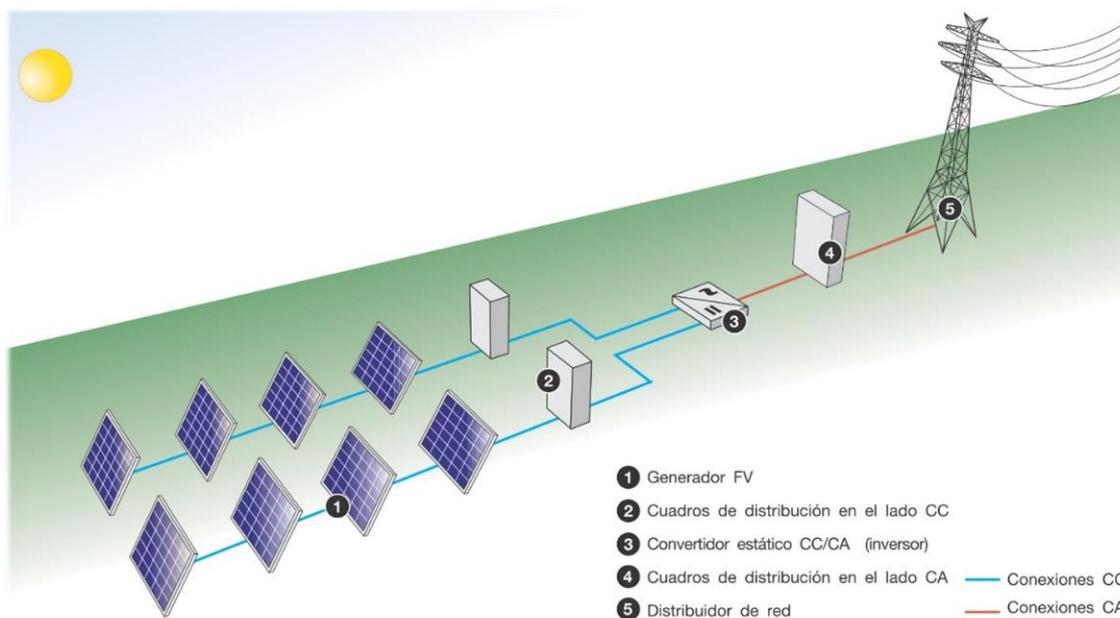


Figura 11: Esquema de una planta fotovoltaica conectada a la red. Fuente: ABB

Como se puede observar en la imagen los módulos fotovoltaicos o generador PV, cuando recibe la irradiación solar, produce energía eléctrica en forma de corriente continua. También en CC existen dispositivos de protección y medida, dependiendo generalmente de la necesidad u obligación a las regulaciones locales. A continuación, la corriente continua se transforma por un inversor de AC para así ser inyectada en la red, con la misma amplitud y fase del voltaje de esta última, en el caso de España 50 Hz. Al igual que existe protección en el lado de la generación, también es posible encontrar dispositivos de protección entre el inversor y la red, con el fin de evitar daños en la instalación ante posibles variaciones de la red convencional. Para finalizar, generalmente existe un medidor de energía entre el inversor y las protecciones para la facturación de los kWh de fotovoltaica producida.

También se pueden introducir sistemas para monitorización continua con el fin de observar datos como la energía acumulada producida o la potencia instantánea.

Un último elemento que solo se encuentra en los sistemas de mayor potencia es el transformador, este elemento permite elevar la tensión final a la tensión de red dependiendo en que punto de la red nos encontremos. Los sistemas de pequeño y mediano tamaño se

conectan en general directamente a la red de distribución por lo tanto se trabajará con tensiones en torno a 230-400V, por lo tanto, con el inversor será suficiente.

En el caso de un sistema flotante de gran potencia gran parte de estos elementos se encontrarán sobre el agua por lo tanto se requiere un buen aislamiento para evitar cualquier tipo de contacto que pueda desembocar en un cortocircuito dañando el sistema. Por este motivo, la parte diferenciadora de estos proyectos serían los aislamientos de los sistemas auxiliares principalmente y las balsas que los hacen flotar.

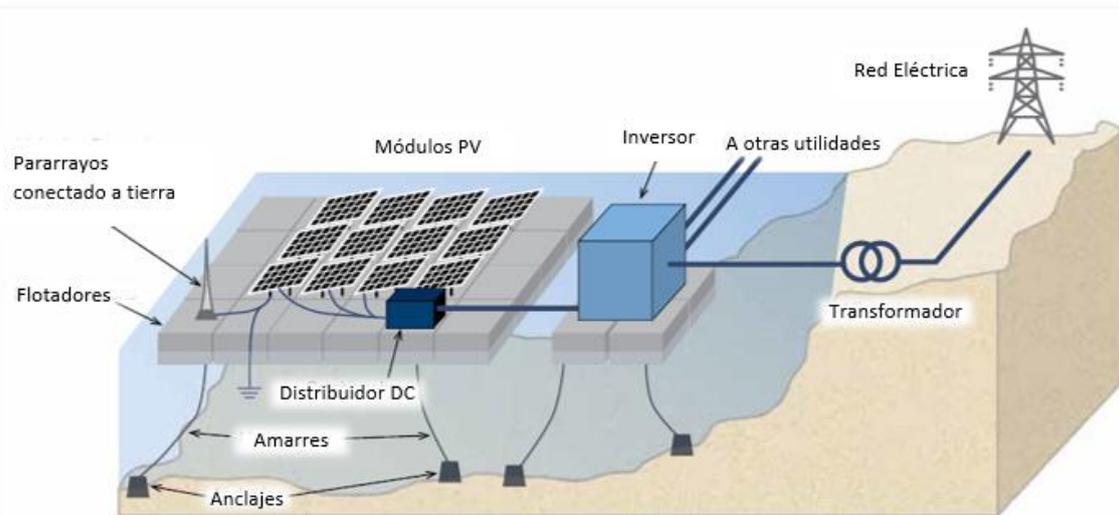


Figura 12:Esquema sistema fotovoltaico conectado a red flotante. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP)

Hoy en día se ha podido observar que este tipo de sistemas ha evolucionado de forma exponencial en cuanto a tamaño y número, siendo los proyectos que utilizan esta novedosa tecnología más importantes a nivel internacional los siguientes:

- China:⁵ La empresa china CECEP ha completado el proyecto de fotovoltaica flotante de más grande del mundo con 70 MW de potencia, en una antigua zona de extracción de carbón en la provincia de Anhui (China). Este proyecto se encuentra distribuido en 13 islas de módulos fotovoltaicos diferentes, ocupando un área total de 140 hectáreas, se terminó la construcción en el año 2018 y no ha sido hasta marzo de 2019 cuando comenzó a generar energía eléctrica para la red. Los inversores de esta central fotovoltaica se han situado en plataformas flotantes sobre pilotes anclados en el lecho del embalse.

En las cercanías a este embalse la empresa china Three Gorges New Energy ha comenzado la construcción de un proyecto de energía fotovoltaica flotante que en teoría suministrará hasta 150 MW a la red, este se encuentra aún en fase de construcción, pero pequeñas partes del mismo han sido ya conectadas a red.

⁵Ciel & Terre inicia la construcción de la mayor planta fotovoltaica flotante del mundo en China: <https://elperiodicodelaenergia.com/tag/china-energy-conservation-and-environmental-protection-group-cecep/>



Figura 13: Planta fotovoltaica flotante de Anhui (China) de 70 MW. Fuente: China Energy Conservation and Environmental Protection Group

- Japón⁶: Lejos de los números de China la principal instalación del país nipón se encuentra en el embalse Yamakura Dam junto a la ciudad de Ichihara (Japón). Esta planta proporciona 13.7MW de potencia al sistema, ocupa un total de 180,000m², genera 16,170MWh/año y fue construido en el año 2018 por la empresa japonesa Kyocera TCL Solar LLC. La característica que destaca de esta instalación es la cercanía con la ciudad evitándose así pérdidas en la distribución.



Figura 14: Planta fotovoltaica de Yamakura Dam (Japón) de 13.7 MW. Fuente: Kyocera TCL Solar LLC

⁶ Top 100 Floating Solar Projects: <https://www.solarplaza.com/channels/markets/11968/top-100-floating-solar-projects/>

Esta instalación japonesa sufrió graves daños durante el paso del tifón Faxai en septiembre del 2019, durante el paso de la tormenta se creó un cortocircuito en la planta eléctrica que generó un gran incendio que fue apagado dos horas después. Actualmente, se encuentra en fase de reconstrucción debido a la gran destrucción creada por el tifón.

7

- Estados Unidos:⁸ Según el informe “Floating PV: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental U.S.” del NREL el potencial de esta tecnología es tal en el país americano que podría llegar a considerar el 10% de la energía del gigante americano. En este país se calculan que existen alrededor de 2.1 millones de hectáreas donde se podrían desarrollar estas instalaciones. Por último, hay que destacar las palabras del director del Centro de Aplicaciones Integradas del NREL Adam Warren: “El costo de adquisición y desarrollo de la tierra se está convirtiendo en una parte mayor del costo de un proyecto solar. Por ello estamos viendo un rápido crecimiento de la energía solar fotovoltaica flotante”.

Continentes	Superficie total disponible (km ²)	Número de embalses estudiados	Porcentaje de uso del área disponible (km ²)		
			1%	5%	10%
			Energía posible generada anualmente (GWh/año)		
África	101.130	724	167.165	835.825	1.671.650
Asia	115.621	2.041	128.691	643.455	1.286.910
Europa	20.424	1.082	19.574	97.870	195.740
Norte América	126.017	2.248	140.815	704.075	1.408.150
Oceanía	4.991	254	6.713	33.565	67.130
América del sur	36.271	299	58.151	290.755	581.510
Total	404.454	6.648	521.109	2.605.545	5.211.090

Tabla 1: Potencial de la energía solar fotovoltaica flotante global. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP)

- Reino Unido:⁹ En un embalse cercano a la capital inglesa 23.000 paneles fotovoltaicos flotan suministrando una potencia de 6.3 MW. Este proyecto utiliza más de 60.000 flotadores y 177 sistemas de anclaje para garantizar la estabilidad del montaje a pesar

⁷El periódico de la energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/arden-los-paneles-solares-de-la-mayor-planta-fotovoltaica-flotante-de-japon-tras-el-paso-del-tifon-faxai/>

⁸ Floating PV: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental U.S <https://phys.org/pdf466175083.pdf>

⁹ Floating Solar Panels: <http://www.floatingsolarpanels.co.uk/>

de la climatología. Esta desarrollado por la empresa Lightsource y el coste del proyecto fue de unos 6.5 millones de libras.



Figura 15: Planta fotovoltaica de la reserva Queen Elizabeth II (Reino Unido) de 6.3 MW. Fuente: paperpower.com

- Francia:¹⁰ La planta fotovoltaica flotante más grande de Europa se encuentra en Francia. Esta instalación de generación de energía fotovoltaica ha sido desarrollada por la empresa francesa Akuo Energy y a consta de 17 MW de módulos fotovoltaicos. El proyecto está compuesto por más de 46.000 unidades de módulos monocristalinos PERC de doble vidrio. A su vez es la primera central solar flotante de Francia y evitará la emisión de aproximadamente 11.100 toneladas de CO2 al año.



Figura 16: Planta fotovoltaica de Piolenc (Francia) de 17 MW. Fuente: pveurope.eu

- España: En España la producción de electricidad a través de esta tecnología se limita a unos pocos casos, todos ellos se utilizan para el bombeo de agua en balsas de regadío destacando el de Huerto Chico - La Hoya - Lorca (Murcia) con una potencia de hasta 400 kWp y que consta de 1.480 módulos fotovoltaicos de 265 Wp policristalinos.¹¹

¹⁰akuo energy launches the construction of the first floating solar plant in france and the most powerful in europe: <https://www.ciel-et-terre.net/2018/09/20/akuo-energy-launches-the-construction-of-the-first-floating-solar-plant-in-france-and-the-most-powerful-in-europe/>

¹¹ Ferrovial Agroman instala un nuevo sistema generador fotovoltaico flotante en Murcia: <https://newsroom.ferrovial.com/es/noticias/sistema-generador-fotovoltaico-flotante-murcia/>



Figura 17: Planta fotovoltaica de Huerto Chico (Murcia). Fuente: Ferrovial

Por otro lado, en España sí que destacan algunas plantas de generación de electricidad fotovoltaicas, siendo durante el año 2008 uno de los principales instaladores de energía fotovoltaica del mundo, llegando a situarse como referente en este ámbito. Actualmente tan solo el 3,2 % y 4.687 MW¹² de la energía anual del país se produce gracias a la radiación solar lejos de países de nuestro entorno como Italia con un 7,7 % y unos 20 GW¹³ o Alemania con un 6,6% y alrededor de 46 GW instalados¹⁴.

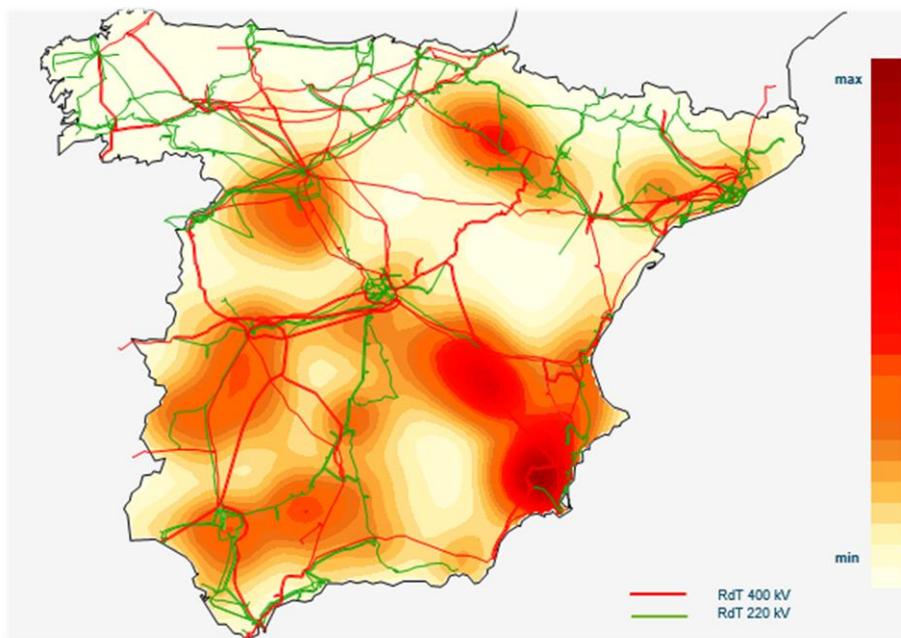


Figura 18: Distribución de las instalaciones de energía solar fotovoltaica. Fuente: “Energía del sol 2017” REE

¹² Informe de sostenibilidad 2018 (REE): <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/ree-informe-sostenibilidad-2018.pdf>

¹³ Fotovoltaico italiano, la potenza solare è a quota 20,1 GW: <http://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/fotovoltaico-italiano-impianti-capacita-produzione/>

¹⁴ Alemania registra fuerte aumento en el sector de la energía solar: <https://www.dw.com/es/alemania-registra-fuerte-aumento-en-el-sector-de-la-energ%C3%ADa-solar/a-47315478>



3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

En este informe se tratará de estudiar un sistema que constará con las siguientes características: un conjunto de paneles fotovoltaicos para generación eléctrica conectado a red, con módulos monocristalinos, con una estructura fija flotante localizada en un embalse de aguas tranquilas.

Importante hay que destacar que el objetivo final de este proyecto es diseñar un sistema de generación eléctrica a través de una instalación fotovoltaica flotante, actualmente en España no existen ninguna planta de este tipo y la mayor parte de los sistemas fotovoltaicos flotantes existentes actualmente son de pequeñas dimensiones, con unos pocos KW de potencia y conectados a bombas de regadío.

Hay que indicar que el desarrollo del proyecto se realizará en el embalse de Arcos, situado en el municipio de Arcos de la Frontera (Cádiz), posteriormente se explicaran las características del embalse y los motivos por los que se considera que es la mejor elección.

Este sistema será similar a un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) tradicional con la característica diferenciadora de encontrarse sobre el agua.

Como primer paso, es importante el estudio de la localización donde se realizará la instalación, sus datos climatológicos, la radiación solar a lo largo del año, las variaciones de cota del embalse, las conexiones eléctricas disponibles en las cercanías, etc.

Una vez estudiada la localización se procederá al estudio de las características eléctricas del sistema: número y potencia de los módulos fotovoltaicos, protecciones necesarias, inversor, sistemas auxiliares necesarios, cableado, etc.

Para terminar, se escogerán las estructuras flotantes y los anclajes necesarios, también se explicará cómo se conecta el sistema de captación con la red eléctrica.

Una vez realizado el sistema al completo se debe realizar una comprobación de la rentabilidad del proyecto. A nivel energético se comprobarán las pérdidas de la instalación, el rendimiento global de esta última y se propondrán posibles mejoras realizables en el futuro. Por otra parte, también se debe hacer un estudio económico de la instalación para comprobar el presupuesto total de la planta, así como la viabilidad financiera del proyecto.



Figura 19: Naturaleza + Energía fotovoltaica = Economía. Fuente: Orbitalsolar.com

4. BENEFICIOS

A continuación, se mostrarán los beneficios que se quieren conseguir a través del presente proyecto, destacando tres campos diferentes: técnico, económico, social y medioambiental.

4.1. BENEFICIOS TÉCNICOS

Técnicamente este proyecto trata de demostrar la viabilidad de una instalación fotovoltaica flotante para generación eléctrica, mostrando los principales inconvenientes y ventajas de estos proyectos, a la vez que se estudia en profundidad este tipo de instalaciones.

Cabe destacar, mientras que la energía solar fotovoltaica tradicional lleva alrededor de 100 años en funcionamiento, los sistemas fotovoltaicos flotantes sólo tienen unos 10 años de recorrido, la primera instalación se construyó en el Valle de Napa (California)¹⁵. En el mismo año se desarrollaron sistemas fotovoltaicos flotantes en Japón, Francia e India, pero en estos casos, solo eran instalaciones experimentales y de pequeño tamaño. Por otro lado, actualmente existen más de 100 plantas fotovoltaicas flotantes de gran tamaño (más de 5 KW) para generación eléctrica en el mundo.¹⁶

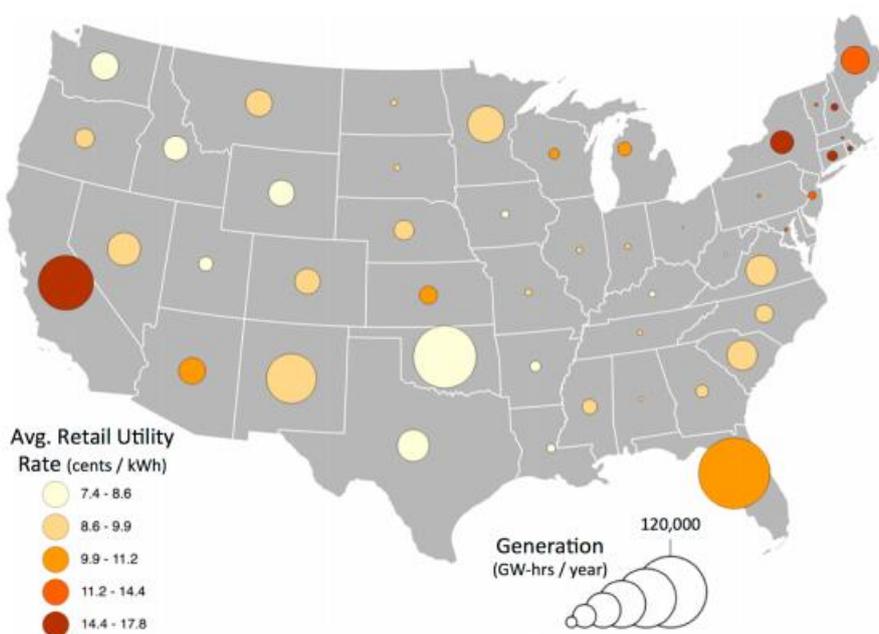


Figura 20: Generación potencial (tamaño del punto) de instalaciones de PV flotantes en cuerpos de agua factibles de los EE. UU. Precio del kWh según tarifas locales (color del punto). Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL)

¹⁵ Putting Solar Panels on Water Is a Great Idea: <https://www.scientificamerican.com/article/putting-solar-panels-on-water-is-a-great-idea-mdash-but-will-it-float/>

¹⁶ El futuro flotante de la energía solar: <https://www.energia16.com/el-futuro-flotante-de-la-energia-solar/>

4.2. BENEFICIOS ECONÓMICOS

Estos sistemas tienen mejores rendimientos eléctricos puesto que al encontrarse sobre agua la refrigeración de los paneles es mayor permitiendo suministrar mejores rendimientos que si se encontrasen en tierra. A pesar de que a priori parezcan más costosas, esto se debe principalmente al coste de las estructuras y al mayor coste el mantenimiento, a largo plazo resultan más económicas puesto que no requieren tanto mantenimiento al no sufrir tanto el polvo, ni es tan sencillo que sufran daño por parte de animales.

Por otro lado, se utiliza una zona que actualmente carece de ningún uso. Hoy en día, hay muchos países en los que el terreno es un recurso escaso para la construcción parques solares a gran escala. En este contexto, las instalaciones solares fotovoltaicas flotantes resultan ser una solución razonable. Por ejemplo, en países densamente poblados, como Japón, Corea del Sur, Singapur y Filipinas es donde actualmente más se están desarrollando estas instalaciones.

Otro beneficio importante de las fotovoltaicas flotantes también se da en zonas agrícolas, donde se utilizan las balsas de riego agrícola para instalar las placas y se evita así la ocupación de terreno para su instalación, a la vez que pueden suministrar electricidad a la bomba de regadío.

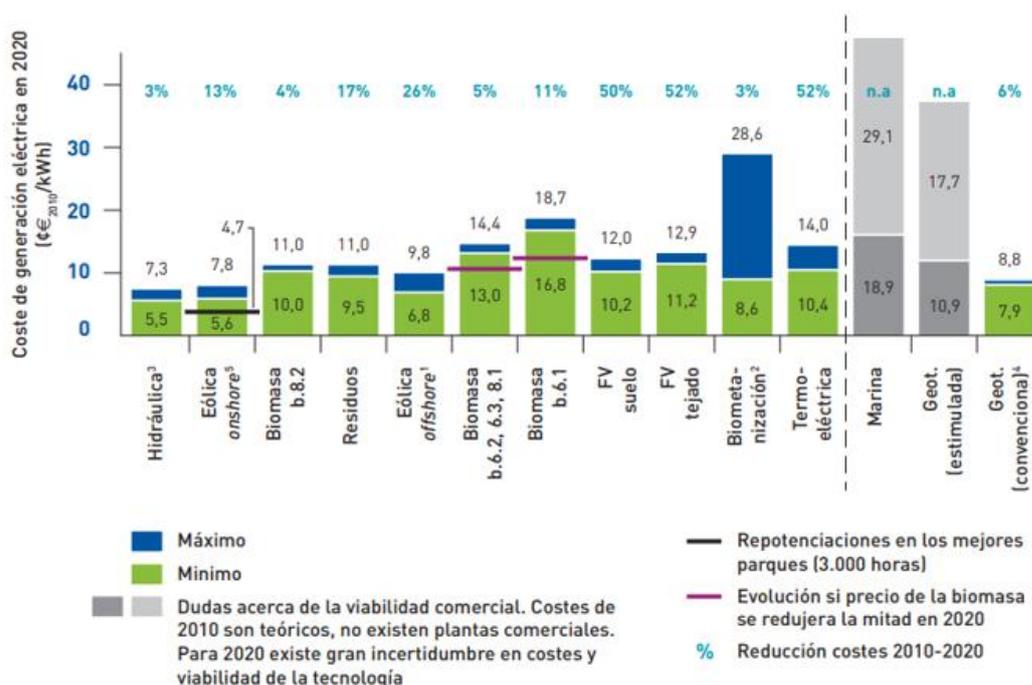


Figura 21: Evolución 2010-2020 esperada en España del coste. Fuente: Evolución tecnológica y prospectiva de los costes de las energías renovables (IDAE)

4.3. BENEFICIOS SOCIALES

Las plantas fotovoltaicas flotantes, al cubrir una superficie significativa de la masa de agua, consiguen reducir la evaporación conservando la masa de agua, un factor muy importante en zonas como el sur de España, donde es común sufrir episodios de sequía durante la época estival.

Otra diferencia importante con las plantas tradicionales, como ya se ha indicado, es la mayor seguridad de las instalaciones al encontrarse flotando en el agua.

Socialmente los países como se ha indicado en el apartado [2. CONTEXTO](#) están obligados a cumplir una serie de objetivos energéticos, por tratados vinculantes como el de Paris (2015), este tipo de proyectos son ideales para conseguir llegar al objetivo de 0 emisiones de GEI.

Como ya se ha indicado la mejora de la tecnología ha conseguido reducir los precios de los sistemas fotovoltaicos, dando a que el coste nivelado de generación para la tecnología solar fotovoltaica (LCOE – Levelized Cost of Energy) otorgue ya mejores datos que otras formas tradicionales de producción eléctrica. Por ejemplo, la compañía eléctrica Endesa elaboró un informe, donde se llegó a la conclusión de que el coste total del parque de generación con tecnología nuclear asciende a 66,39 €/MWh en su central de Asco I, mientras que la multinacional Almirall, ubicada en el municipio de Sant Celoni, genera energía eléctrica a través de su planta solar a un coste inferior a los 25 €/MWh (LCOE).¹⁷

4.4. BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES

Este tipo de proyectos flotantes como se ha indicado en el apartado anterior cubren una gran superficie proporcionando sombra al medio acuático, gracias a la reducción de temperatura la calidad del agua aumenta al haber menos algas que proliferen con el calor.¹⁸

Los sistemas fotovoltaicos flotantes no presentan un riesgo para la fauna o hábitats de la masa de agua o alrededores, todos los materiales son respetuosos con el medio ambiente y el impacto visual de la instalación no es comparable a otras energías renovables como pueden ser los aerogeneradores, la energía solar térmica o incluso la fotovoltaica terrestre.

Este tipo de tecnología está permitiendo que países en desarrollo puedan conseguir fuentes de energía económica y limpia de forma sencilla. Países como China o India están utilizando sus ríos y embalses para construir estos proyectos, están desarrollando actualmente plantas fotovoltaicas con valores superiores a los 100MW.¹⁹



Figura 22: Instalación fotovoltaica flotante en la India. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP)

¹⁷ El coste de las renovables ya es menor que el de las energías convencionales: <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-coste-de-las-renovables-ya-es-20180419>

¹⁸ Paneles solares para oxigenar el agua de riego: <https://www.lasprovincias.es/economia/paneles-solares-oxigenar-20190311002414-ntvo.html>

¹⁹ Energía solar: <https://www.bancomundial.org/es/results/2017/11/29/solar>

5. ALTERNATIVAS

Como alternativas se van a estudiar las diferentes formas de energía fotovoltaica flotante que se están explotando actualmente. Por otro lado, el sistema que se va a estudiar se localizará en un embalse que suministra agua potable a los municipios cercanos, pero hay infinidad de opciones donde situar este tipo de proyectos, tales como:

- Cuevas o minas antiguas convertidas en lagos: Como la planta China de Anhui expuesta en el punto [2.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS FLOTANTES](#).
- Tanques de regadío
- Embalses de generación hidroeléctrica
- Plantas marítimas
- Piscifactorías
- Plantas de tratamiento de aguas

5.1. ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE PARA BOMBEO DE AGUA

Hoy en día en España la totalidad de los sistemas de energía fotovoltaica flotante sirven para este uso. El consumo energético del sector de Agricultura y Pesca en España se debe primordialmente a la maquinaria agrícola y a los sistemas de riego. Representa cerca del 4% de los consumos energéticos finales. Este valor se encuentra en tendencia creciente, en gran medida, a la evolución del regadío frente al seco y a la modernización de los sistemas de riego, que requieren mayor consumo de energía que los tradicionales.²⁰

Estas instalaciones permiten realizar explotaciones agrícolas aisladas de la red eléctrica general, pudiendo llegar a ser autosuficiente energéticamente. Gracias a ello, disminuye la factura eléctrica de la explotación y aumenta la rentabilidad para el agricultor. Esto es posible gracias a que en los momentos que se necesita el funcionamiento de la bomba de agua coincide con los momentos de máxima potencia de la instalación fotovoltaica. Resumiendo, los meses de mayor necesidad de riego, coinciden con los meses de mayor radiación solar disponible.

Estos sistemas están compuestos esencialmente por la electrobomba, un gestor de bombeo y el sistema fotovoltaico. La potencia del sistema suele estar alrededor de 1,5 veces la potencia de la bomba de riego. Además, debido a la instalación de sistemas de monitorización, se consigue una mayor eficiencia en el uso del agua. También al cubrir la balsa de agua se consigue reducir hasta en un 85% la evaporación e incluso se mejora la calidad del agua.²¹

Este tipo de sistemas ofrece una gran cantidad de ventajas y rendimientos tanto eléctricos, como mecánicos bastante altos. Sin embargo, el sistema que se está planteando en este proyecto no

²⁰ Ahorro y Eficiencia Energética en Agricultura de Regadío (IDAE): https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10330_Agricultura_de_regadio_05_c325ffde.pdf

²¹ Emplear energía solar para bombear agua de riego rebaja el gasto eléctrico de las explotaciones agrícolas hasta un 85%: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/emplear-energia-solar-para-bombear-agua-de-20180301>

tiene sentido realizarlo de esta manera debido a la ya existencia de sistemas de bombeo por gravedad en las presas de ambos embalses.

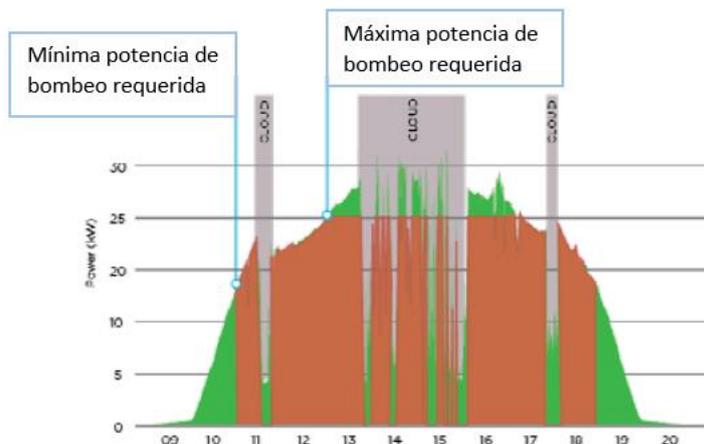


Figura 23: Relación entre potencia necesaria por la bomba (Marrón) y potencia suministrada por el PV (Verde). Fuente: Ministerio de agricultura alimentación y medioambiente

5.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A SISTEMAS HIDROELÉCTRICOS

Hoy en día la gran mayoría de proyectos de este tipo son experimentales debido principalmente a la complejidad técnica del sistema de conexión, a pesar de ellos varios proyectos están actualmente en fase de diseño o construcción. La planta europea destacable es la realizada en Portugal con 218 kWp y se encuentra ya en funcionamiento desde el año 2015.

Otra planta que utiliza este sistema es la china de Longyangxia con 1.280 MW de potencia entre fotovoltaica e hidroeléctrica. En dicha planta se ha reducido el uso del agua en gran medida sobre todo durante el mediodía que es cuando generan electricidad los módulos fotovoltaicos.



Figura 24: Planta fotovoltaica híbrida de Montalegre (Portugal) de 218 KWP. Fuente: Ciel et Terre

Esta alternativa no es viable en el embalse que se está estudiando debido a los siguientes motivos:

- El embalse de Arcos es lo suficientemente estable en su nivel de agua como para instalar la planta fotovoltaica. Por el contrario, la presa de este embalse no está preparada para albergar una instalación hidroeléctrica.
- El embalse de Bornos sí que dispone de la infraestructura hidroeléctrica necesaria para la interconexión de ambos sistemas. El punto negativo por su parte es la excesiva variación en la cantidad de agua embalsada y, por lo tanto, en la altura a la que se situará la instalación sobre el vaso del embalse.

Finamente, es importante destacar el escaso recorrido de esta tecnología, siendo las instalaciones existentes hoy en día, proyectos de experimentación y con los cuales se quieren estudiar los efectos de combinar las diferentes energías renovables.

5.3. ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN AGUAS MARÍTIMAS

Los océanos cubren un 70 % de la corteza terrestre y obviamente reciben una inmensa cantidad de radiación solar por lo que una instalación fotovoltaica sobre el mar es una alternativa para tener en cuenta. La principal desventaja de estos sistemas es la composición química del agua del mar, su gran concentración en cloruro magnésico es perjudicial para los módulos fotovoltaicos. Además, otro factor importante para tener en cuenta sería el coste adicional de diseñar sistemas de amarre y anclaje capaz de aguantar el movimiento de las olas.

El primer proyecto de este tipo se está llevando a cabo actualmente en los Países Bajos, después de 3 años de investigaciones, el año pasado comenzó el diseño y construcción de esta planta, esperando ponerla en funcionamiento a lo largo del año 2019. El proyecto está realizado por una colaboración de 6 compañías, diferentes instituciones públicas y financiado principalmente por la Dutch Enterprise Agency (RVO), con un coste total cercano a los 2 millones de euros.²²

En palabras de su director de programa Wijnand van Hooff: *“El potencial de la energía solar es enorme. En el National Solar Trendreport 2018 se estima que la energía solar puede contribuir al 75% del suministro de la energía holandesa. Existe un enorme potencial para que las granjas solares flotantes contribuyan significativamente a este objetivo, pero los desafíos también son importantes. Al combinar la experiencia holandesa en tecnología de energía solar y las competencias offshore holandesas, se puede desarrollar una aplicación solar completamente nueva.”*²³

Este proyecto puede ser la punta de lanza de una tecnología totalmente nueva y con gran futuro en zonas costeras. Destacando países del sur de Europa con gran cantidad de radiación solar a lo largo del año e infinidad de kilómetros costeros, los cuales no sufren de grandes efectos meteorológicos adversos por lo que pueden resultar localizaciones ideales.

²²Dutch consortium plans world's first “off-shore” floating PV plant for the North Sea: <https://www.pv-magazine.com/2018/02/07/dutch-consortium-plans-worlds-first-off-shore-floating-pv-plant-for-the-north-sea/>

²³ Holanda construye la primera planta solar flotante del mundo en el mar: <https://elperiodicodelaenergia.com/holanda-construye-la-primera-planta-solar-flotante-del-mundo-en-el-mar/>

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

Este tipo de sistemas son ideales para empresas de desalinización de aguas, puesto que pueden adaptar el tiempo de trabajo de la empresa a las horas de generación fotovoltaica de forma que se consigue una autonomía energética importante.



Figura 25: Diseño de la planta fotovoltaica offshore neerlandesa. Fuente: oceansofenery. Blue

Hay que destacar primero que este tipo de instalaciones son difíciles de implantar en un país como España debido a la gran importancia que tiene el turismo costero en el país. Para instalar una planta de estas características se debería realizar a una distancia suficientemente segura de la costa o en zonas de escaso valor natural.

Por otro lado, al igual que ocurre con otras alternativas, esta tecnología actualmente se encuentra en fase de desarrollo y las plantas que se encuentran en funcionamiento son proyectos de investigación.

5.4. ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN PISCIFACTORIAS

En China la empresa China's Hengtong Optic-Electric, se trata de una instalación que producirá 220 GWh anuales. Consta de un presupuesto de 260 millones de dólares y que cubre un área de 300 hectáreas. La energía generada será inyectada a la red, así se esperan unos beneficios anuales cercanos a los 34 millones de dólares y el retorno de la inversión se sitúa en 7 años.²⁴



Figura 26: Planta fotovoltaica flotante de la provincia china de Zhejiang Province. Fuente: Blue21.nl

²⁴ Chinese fishery installs immense floating solar farm for extra income: <https://inhabitat.com/immense-floating-solar-farm-at-chinese-fishery-replaces-7-4-tons-of-coal/>



En este caso los paneles fotovoltaicos están anclados al fondo de la piscifactoría ya que la profundidad no es excesiva. Además, gracias a la sombra generada por los paneles solares, se espera que el ritmo de crecimiento de la cría de peces sea mayor.

Este tipo de instalaciones resultan rentables en piscifactorías de gran tamaño donde la superficie de la instalación fotovoltaica permita garantizar un balance energético entre consumo y generación aceptable. También hay que destacar que esta instalación será enteramente de dominio privado.

5.5. ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS

La empresa Ciel & Terre ha anunciado la finalización y entrega de un sistema fotovoltaico flotante de 252 kWp en el estanque de tratamiento de aguas residuales de la central abastecedora de agua de Kelseyville, en el estado de California.

Se espera que produzca hasta 1.650 kWh en su primer año de funcionamiento, gracias a los 720 paneles solares flotantes montados juntos y que suministran energía eléctrica a la costa.

El alquiler municipal para la instalación le da al condado ganancias a partir del primer año, por lo que no se requirió una gran inversión en efectivo para pagar el sistema. Una vez que la instalación solar de Kelseyville sea exitosa, el Distrito Especial del Condado de Lake considerará instalar sistemas adicionales de energía solar flotante en todo el condado.²⁵



Figura 27: Planta fotovoltaica flotante de Kelseyville (EEUU) de 252 KWp. Fuente: Ciel et Terre

Este tipo de instalaciones requieren al igual que para otras opciones una gran extensión de terreno para que resultase rentable el proyecto. También hay que indicar que igualmente las instalaciones existentes son principalmente plantas desarrolladas para la investigación.

²⁵ Ciel & Terre Delivers First California Public Floating Solar System for Lake County Special Districts: <https://www.globenewswire.com/news-release/2018/09/18/1572423/0/en/Ciel-Terre-Delivers-First-California-Public-Floating-Solar-System-for-Lake-County-Special-Districts-Kelseyville-County-Waterworks-Dist-3.html>

5.6.ALTERNATIVA ESCOGIDA: ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A RED

La opción escogida finalmente es la conexión a red de un sistema fotovoltaico flotante, este proyecto se llevará a cabo sobre la superficie de un embalse de aguas tranquilas. Esta selección se ha llevado a cabo por los siguientes motivos:

- La instalación del sistema es más simple de implantar y también resulta más económica respecto al resto de alternativas, principalmente al situarla sobre aguas tranquilas y con una conexión a tierra firme sencilla.
- Existen instalaciones similares en otros países, gracias a las cuales se puede garantizar la viabilidad del sistema y de las estructuras en particular.
- Al no existir ninguna instalación de estas características en todo el país resulta interesante la implantación no solo con el objetivo de generar electricidad, sino también con la finalidad de estudiar este tipo de tecnología.
- La electricidad renovable generada por esta instalación permitirá al municipio de Arcos de la Frontera (Cádiz) poder conseguir convertirse en parte, independiente energéticamente gracias a esta instalación, la central solar térmica situada a escasos kilómetros y a la central hidroeléctrica que se sitúa aguas arriba de esta instalación.
- Este proyecto a diferencia del resto de alternativas planteadas se puede ampliar de forma sencilla en un futuro y tanto el mantenimiento como las modificaciones en los elementos de la instalación resultan más sencillas y considerablemente más económicas que en el resto de casos.
- El desarrollo de esta instalación en la localización indicada es ideal gracias a la excelente climatología de la zona y a las características únicas de este embalse que se desarrollarán más adelante en este documento.



Figura 28: Embalse de Arcos de la Frontera (Cádiz) donde se desarrollará la instalación

6. LOCALIZACIÓN

La planta solar fotovoltaica flotante conectada a red para la generación de energía eléctrica se encontrará situada en el embalse de Arcos de la Frontera (Cádiz) con coordenadas 36°45'56"N 5°47'22"O. Este embalse pertenece y está gestionado por la junta de Andalucía.

6.1. CLIMATOLOGÍA DE LA LOCALIZACIÓN

Es necesario definir algunas características previas de la localización con el fin de diseñar correctamente la instalación.

6.1.1. HISTÓRICA

El estudio de los parámetros climatológicos para el dimensionado de la planta, datos de la estación meteorológica de Jerez de la Frontera (Latitud: 36° 45' 2" N - Longitud: 6° 3' 21" O; Altitud (m): 27

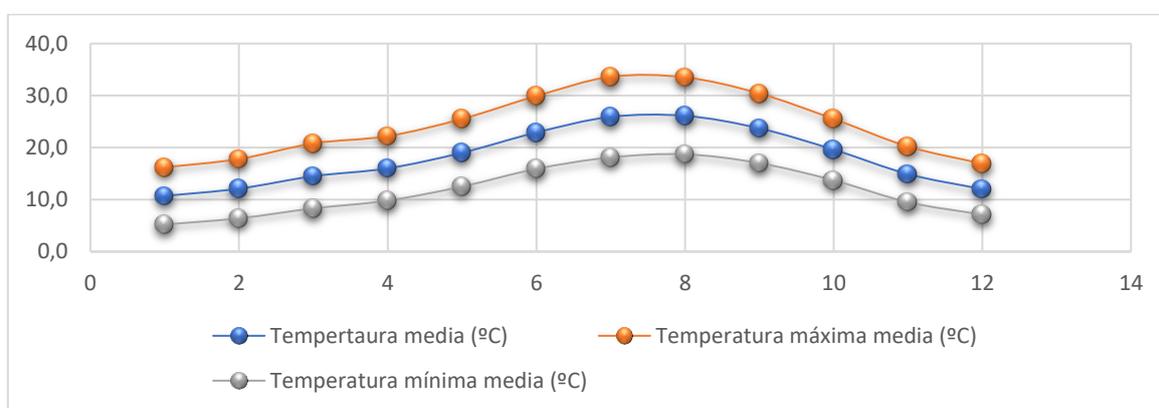


Figura 29: Temperaturas medias mensuales. Fuente: AEMET

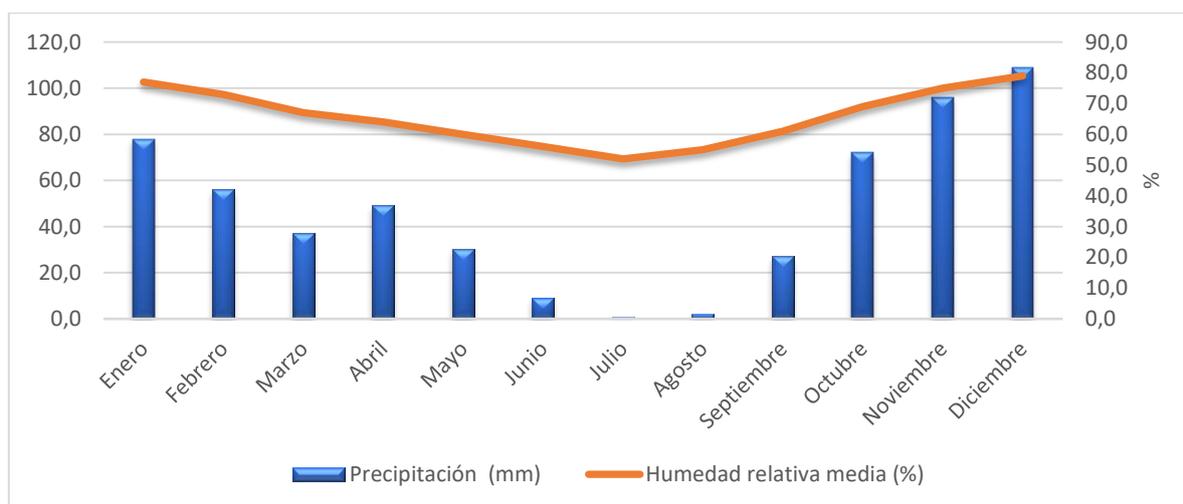


Figura 30: Precipitación y humedad relativa. Fuente: AEMET

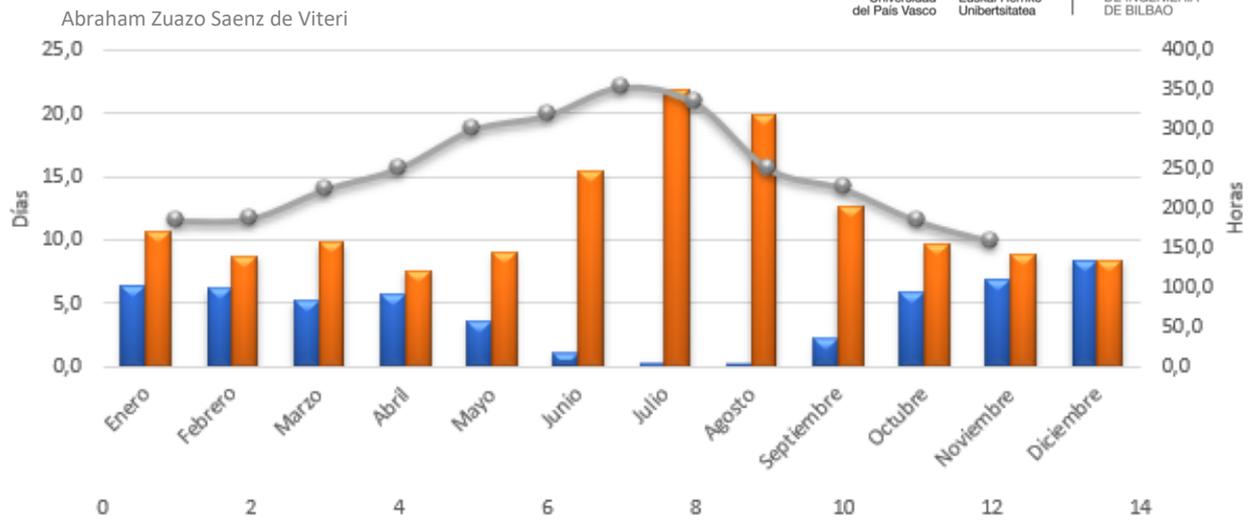


Figura 31: Cantidad de horas solares mensuales. Fuente: AEMET

6.1.2. VIENTOS

Se observa que la máxima racha de viento que se ha sufrido en la zona fue el 19 oct 2001 con 142 km/h, por ello se deberán diseñar las estructuras de amarre suficientemente resistentes para aguantar esos valores.

6.1.3. EXTREMOS CLIMATOLÓGICOS

Los valores máximos climáticos registrados en la zona son los siguientes:

Máx. núm. de días de lluvia en el mes	25	Marzo 2018
Máx. núm. de días de tormenta en el mes	8	Diciembre 2009
Prec. máx. en un día (l/m²)	112.2	7 de enero de 1947
Prec. mensual más alta (l/m²)	608.9	Diciembre 1996
Tem. máx. absoluta (°C)	45.1	1 de agosto de 2003
Tem. media de las máx. más alta (°C)	36.9	Julio 2015
Tem. media de las mín. más baja (°C)	0.8	Febrero 2012
Tem. media más alta (°C)	28.7	Agosto 2010
Tem. media más baja (°C)	8.0	Febrero 1956
Tem. mín. absoluta (°C)	-5.4	22 de diciembre de 1979

Tabla 2: Valores climatológicos extremos. Fuente: AEMET

6.2. PROPIEDADES DEL EMBALSE DE ARCOS DE LA FRONTERA

La instalación fotovoltaica se encontrará en el embalse de Arcos de la Frontera (Cádiz), perteneciente a la cuenca del Guadalete-Barbate, este embalse no es muy amplio, pero consta de unas características únicas e ideales para la construcción de este tipo de proyectos. Estas características son las siguientes:

6.2.1. SUPERFICIE

Dispone de 280 hectáreas de agua. El tamaño del embalse es suficiente para colocar una instalación de unas 18 hectáreas similar a la instalación japonesa de Yamakura Dam (Japón) de 13.7 MW.

6.2.2. PORCENTAJE DE OCUPACIÓN

El porcentaje de ocupación se mantiene estable en 92.86 %. Es el principal dato característico de este embalse pues se mantiene constante durante todo el año gracias al flujo continuo de agua proveniente del embalse de Bornos, situado pocos kilómetros aguas arriba.

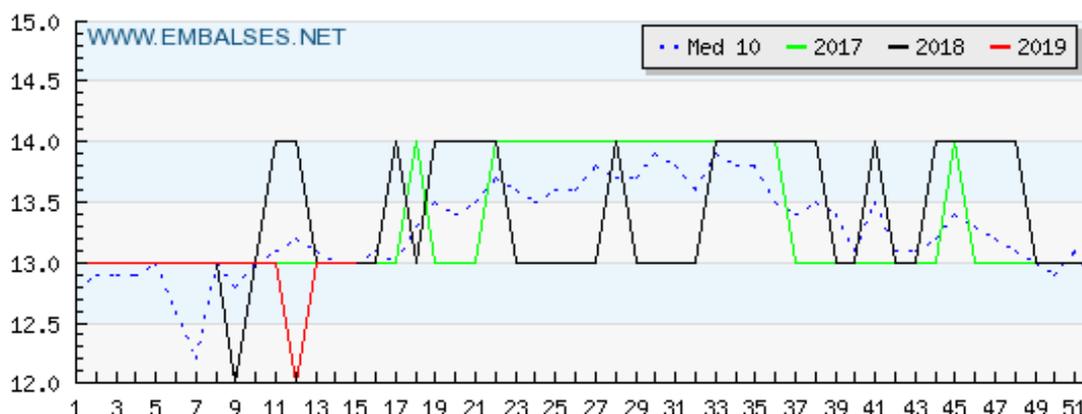


Figura 32: Variación del agua embalsada (hm3) semanalmente en el embalse Arcos (Cádiz). Fuente: embalses.net

6.2.3. PROBLEMÁTICA DEL AGUA

El embalse de Bornos conectado al de Arcos sufre grandes variaciones en la cantidad sobre todo durante la época estival. La construcción del sistema permitirá reducir la evaporación de agua del embalse de Arcos y por consiguiente ayudará a paliar levemente este problema.

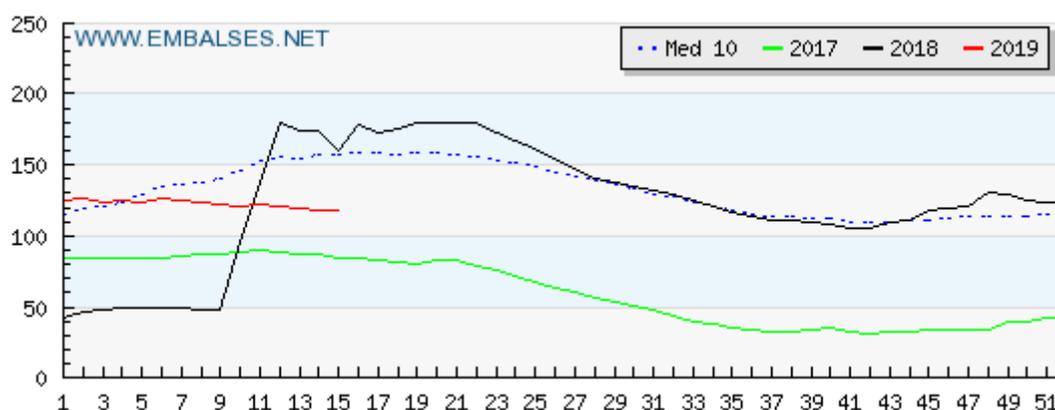


Figura 33: Variación del agua (hm3) embalsada semanalmente en el embalse de Bornos (Cádiz). Fuente: embalses.net

6.3. CONEXIONES A RED ELÉCTRICA

Las conexiones a red convencional de red eléctrica deben de estar disponibles en el entorno, con el fin de no acrecentar los gastos. Esta es otra característica importante del embalse y es que este embalse se encuentra cercano a la localidad de Arcos de la Frontera. Por otro lado, el

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

embalse superior de Bornos dispone de una pequeña central hidroeléctrica de 2436,16 kW de potencia.²⁶

Como se realizará la conexión a la red y cuál será el punto exacto de conexión se mostrará en el apartado [11. CONEXIÓN A RED.](#)



Figura 34: Principales líneas de transporte y distribución de España. Fuente: Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE)



Figura 35: Situación de la instalación respecto a las líneas principales de distribución de España. Fuente: "Mapa del sistema eléctrico ibérico" REE

26

Minicentrales hidroeléctricas (IDAE): https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_2.1.7_Minicentrales_hidroelectricas_125f6cd9.pdf

6.4. RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE

Una vez se observa que la conexión con una red de distribución es factible, se pasa a comprobar la radiación solar disponible en la zona de instalación. Con esto se puede comprobar la energía solar a la cual se tendrá acceso desde la instalación.



Figura 36: Irradiación solar global disponible con módulos montados horizontalmente. Fuente: Comisión Europea

Para conseguir captar la máxima radiación solar posible a lo largo del año se debe tratar de situar los módulos fotovoltaicos de forma perpendicular a la radiación solar, para ello existen varias opciones:

La más básica y económica sería situar el sistema fijo con unos ángulos de inclinación y un ángulo del acimut óptimos. Para nuestra localización son 32° el ángulo de incidencia y 0° el ángulo de acimut. Cómo se han calculado estos ángulos se muestra de forma más explicada en el ANEXO I: CÁLCULOS, en el apartado [1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES](#).

Con estos ángulos de posicionamiento de los módulos de captación y suponiendo unas pérdidas genéricas del 14% se consiguen los siguientes datos de captación por kWp que se instale en la localización:

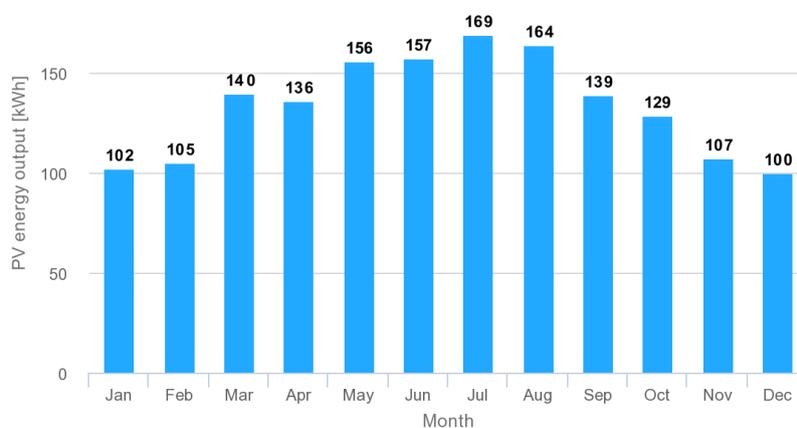


Figura 37: Energía captada mensualmente por kWp instalado. Fuente: PVGIS

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

Se pueden obtener también que la producción anual de energía se encuentra alrededor de los 1600 kWh por kWp instalado y que las pérdidas por temperatura se encuentran cercanas al 20% de la energía captada, pérdidas que se reducirán considerablemente al situar la instalación en el agua.

Otra opción de posicionamiento es a través de seguimiento solar, este sistema permite enfocar en todo momento los módulos de captación hacia el sol. Existen variedad de seguidores en el mercado fotovoltaico y se estudiará más en profundidad la rentabilidad de estos más adelante.

6.5. TERRENO Y PROFUNDIDAD DEL VASO DEL EMBALSE

Al trabajar con un sistema flotante es importante conocer la geología del lecho del embalse, con el objetivo de conocer las posibles medidas de anclaje que se pueden instalar para la sujeción de las balsas.

El vaso del embalse de Arcos se encuentra formado por materiales aluviales, se trata de superficies inestables, con relieves suaves y de origen muy reciente, aún en formación, aportados por el río Guadalete. Este espacio natural se encuentra en un área de topografía ligeramente ondulada y de escasa altitud, ideal para el sistema que se está diseñando. Las vertientes inmediatas al embalse son bastante suaves, con pendientes generalmente inferiores al 10% en todo el perímetro del vaso, salvo en el sur del embalse donde se encuentra actualmente un pequeño escarpe de unos 13 metros de desnivel con respecto a la lámina de agua.

En el año 2011 la Agencia Andaluza del Agua inició las tareas de desembalse para dejar el vaso del pantano con la menor cantidad de agua posible, al objeto de realizar tareas de mantenimiento en las compuertas de la presa. Gracias a estos trabajos se eliminaron gran parte de los lodos y los aridos que se habían acumulado con los años con lo que el vaso del embalse, quedando de la siguiente manera el embalse²⁷:



Figura 38: Imagen del lecho marino del embalse de Arcos durante su vaciado en el año 2011. Fuente: entornoajerez.com

²⁷Entorno a Jerez: <http://www.entornoajerez.com/2011/02/el-lago-de-arcos-se-queda-sin-agua-o.html>



Figura 39: Imagen de las orillas del embalse de Arcos durante su vaciado. Fuente: entornoajerez.com

Se ha comprobado que la pendiente del vaso no es considerable en ninguna de sus orillas a excepción del lateral sur, zona donde se encuentra una urbanización y consta con pequeñas playas por lo que interesará situar la instalación alejada de esta zona. Para completar esta información se muestran imágenes aéreas, donde comprobar la orografía mostrando los límites del embalse y los puntos de altitud, así como una imagen anterior a la construcción del pantano donde se puede observar con claridad las curvas de nivel del vaso.



Figura 40: Ortofoto actual del embalse. Fuente: Instituto Geográfico Nacional (IGN)

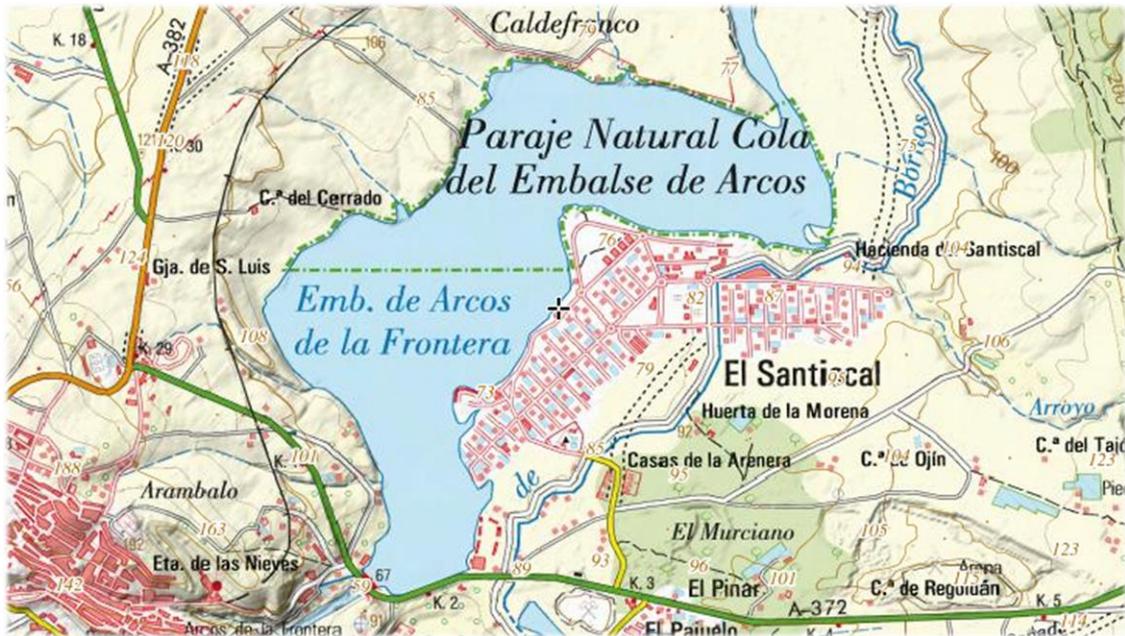


Figura 41: Callejero actual del embalse. Fuente: IGN

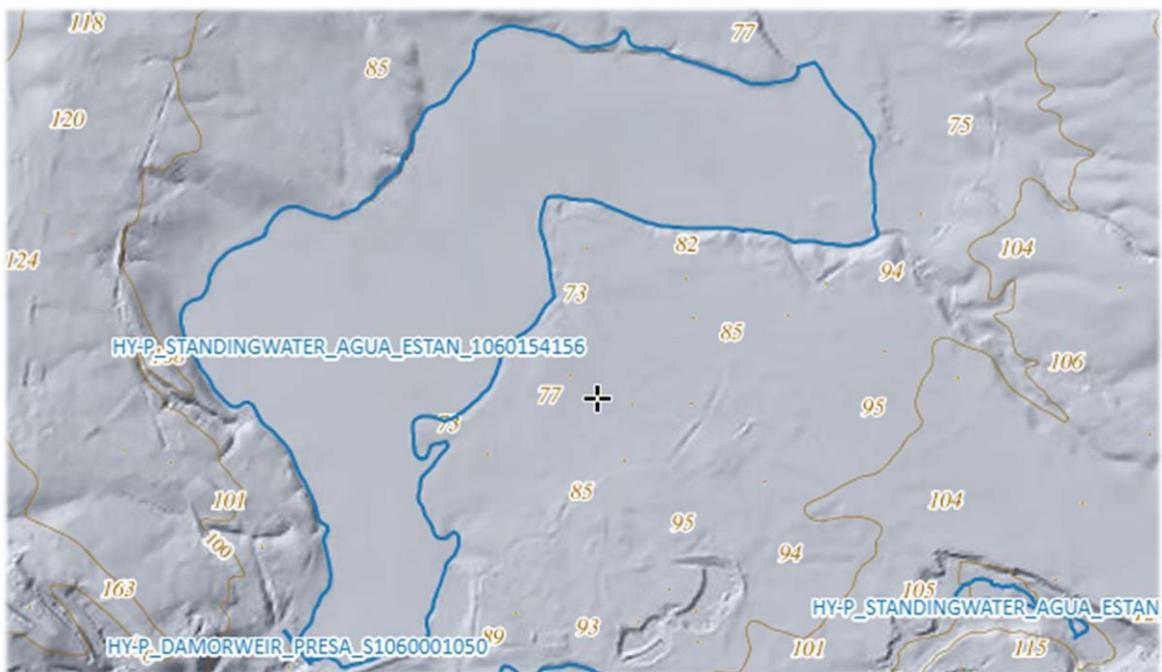


Figura 42: Mapa relieve MDT del embalse. Fuente: IGN

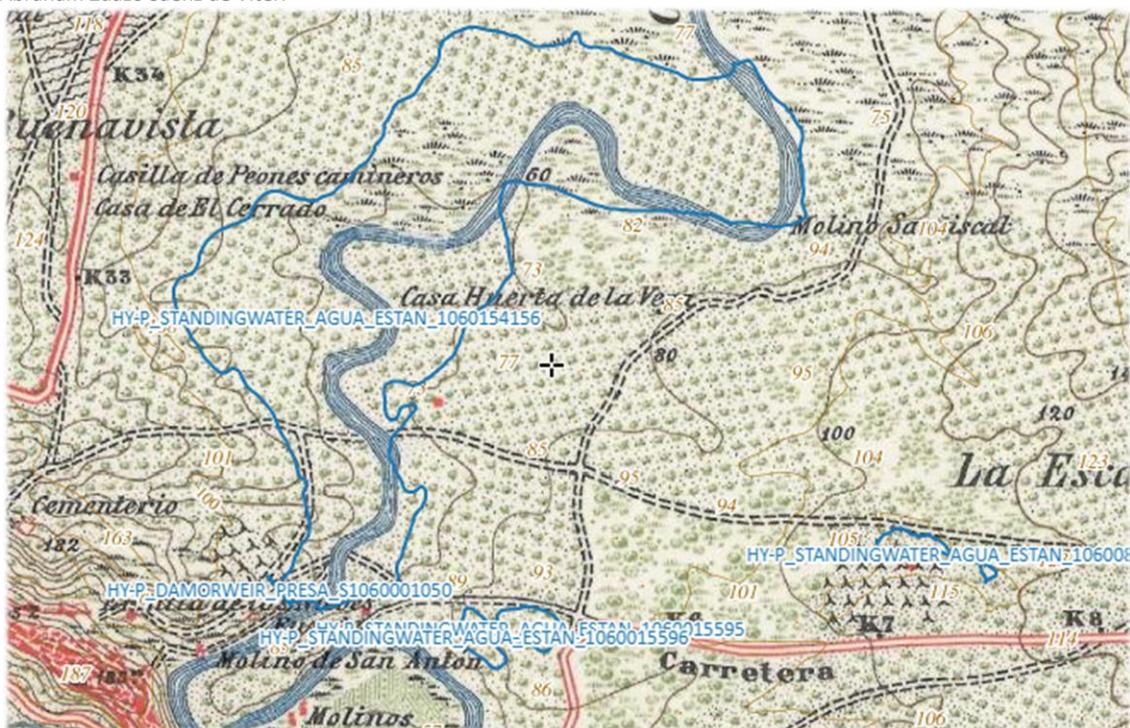


Figura 43: Mapa topográfico alemán anterior a la construcción del embalse. Fuente: IGN

Una vez estudiadas las características del embalse se procede a situar el sistema fotovoltaico en el embalse, al no disponer todavía del tamaño exacto del sistema se intentará abarcar más espacio del necesario teóricamente. Para esta primera medición se calcularán unas 20 hectáreas de ocupación, intentando situar la instalación en la orilla oeste del pantano, zona en la cual no está permitido el baño.



Figura 44: Estimación de área para una instalación circular (23.85hectáreas)

Se estima la ocupación del sistema total (módulos fotovoltaicos + sistemas auxiliares), en un máximo de 20 hectáreas. El tamaño y la posición exacta de la planta fotovoltaica se fijarán más adelante.



Figura 45: Posición exacta de la línea de distribución eléctrica y situación teórica de la instalación fotovoltaica

7. PREDIMENSIONAMINETO

Antes de la realización del sistema se va a proceder a la realización de un pre-dimensionamiento con el objetivo de conocer las posibilidades que ofrece una instalación de estas características en esta zona.

Para este primer dimensionamiento del proyecto se utilizará el programa PVsyst y se trata de un dimensionamiento únicamente informativo, sin ningún valor técnico. Para conocer la magnitud del proyecto es necesario introducir primeramente los datos climatológicos de la localización, para ello se utilizan los datos proporcionados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) y la página web PVGIS (Comisión Europea).

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Espana Región: Europa

Coordenadas Geográficas

Decimal Deg. min. sec.

Latitud: [°] (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: Metros sobre el nivel del mar

Huso horario: Corresponde a una diferencia media

Hora Legal - Hora Solar = 1h 23m

Figura 46: Introducción la localización de Arcos de la Frontera en el PVsyst

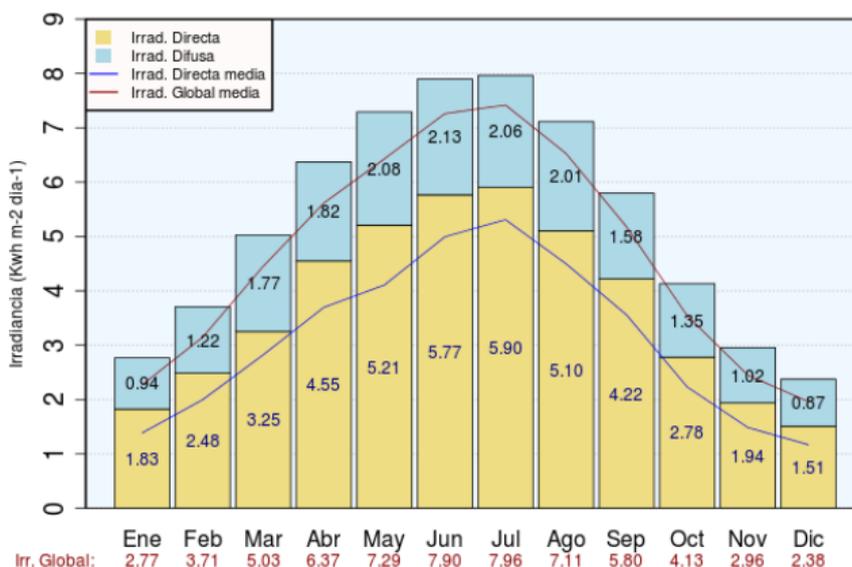


Figura 47: Irradiación global y difusa en Arcos de la Frontera. Fuente: AEMET

Sitio **Arcos de la Frontera (Spain)**

Origen de datos:

	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del Viento	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .día	kWh/m ² .día	°C	m/s	[-]	%
Enero	2.77	0.94	10.7	4.40	2.300	72.2
Febrero	3.71	1.22	12.1	3.90	2.600	70.1
Marzo	5.03	1.77	14.5	3.90	2.400	66.4
Abril	6.37	1.82	16.0	3.70	2.900	65.2
Mayo	7.29	2.08	19.0	3.50	3.100	58.0
Junio	7.90	2.13	22.9	3.60	3.100	57.5
Julio	7.96	2.06	25.9	3.50	3.100	54.5
Agosto	7.11	2.01	26.1	3.20	2.900	58.0
Septiembre	5.80	1.58	23.7	3.10	3.000	66.2
Octubre	4.13	1.35	19.6	3.30	2.700	72.0
Noviembre	2.96	1.02	14.9	3.80	2.300	69.7
Diciembre	2.38	0.87	12.0	4.20	2.200	71.0
Año	5.29	1.57	18.1	3.7	2.717	65.1

Figura 48: Datos meteorológicos en PVSyst

Input Data	Parameters	Results
Arcos de la Frontera Plano: inclinación 32°, acimut -5°	Area: <input type="text" value="200000"/> m ² Module Cost: <input type="text" value="0.70"/> EUR/Wp Technology: <input type="text" value="Monocrystalline"/>	Nominal power: 32000 kW Annual Yield: 60701 MWh/yr <hr/> Investment: 57917738 EUR Energy cost: 0.06 EUR/kWh

Figura 49: Resultados del pre-dimensionamiento

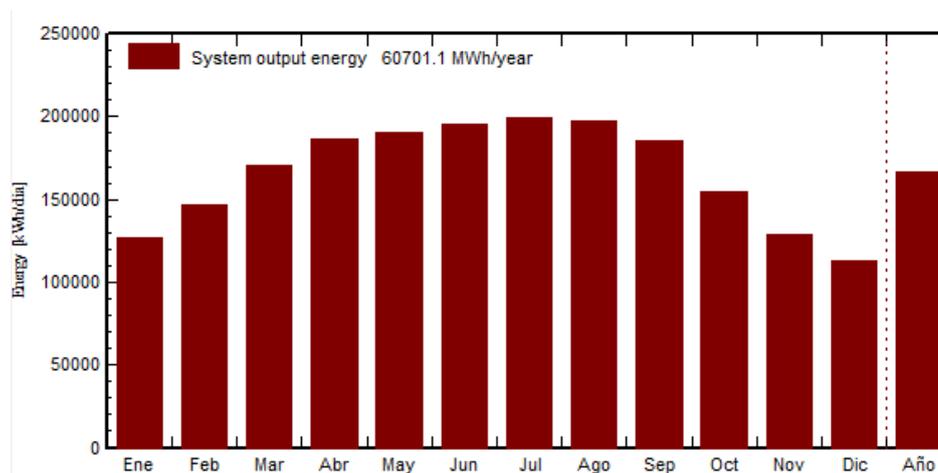


Figura 50: Energía generada según el pre-dimensionamiento

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

Suponiendo que la utilización fuese de 20 hectáreas de módulos fotovoltaicos el programa realiza una simulación de una instalación con 32 MW de potencia máxima y un coste del kWh en torno a los 6 céntimos de euro.

En cuanto a los costes del sistema el programa proyecta lo siguiente:

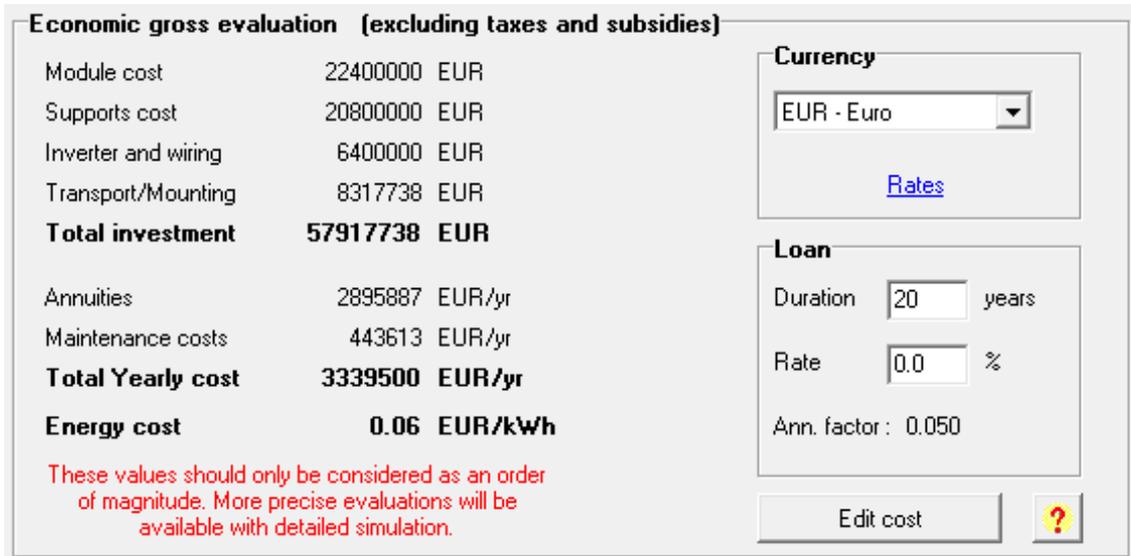


Figura 51: Resumen de costes del proyecto realizado en el predimensionamiento

Se puede observar que el precio total de la instalación rondaría los 60 millones de euros. Este predimensionamiento es ficticio y muestra lo viables que pueden llegar a ser las instalaciones fotovoltaicas en esta zona. A estos datos habría que sumar la inversión necesaria para las estructuras y el aumento del rendimiento debido a la reducción de las pérdidas por temperatura.

Por otro lado, la relación de potencia precio/potencia instalada se sitúa en 1,809 €/Wp (2.05 \$/Wp), valor similar a otros proyectos similares en otras partes del mundo.

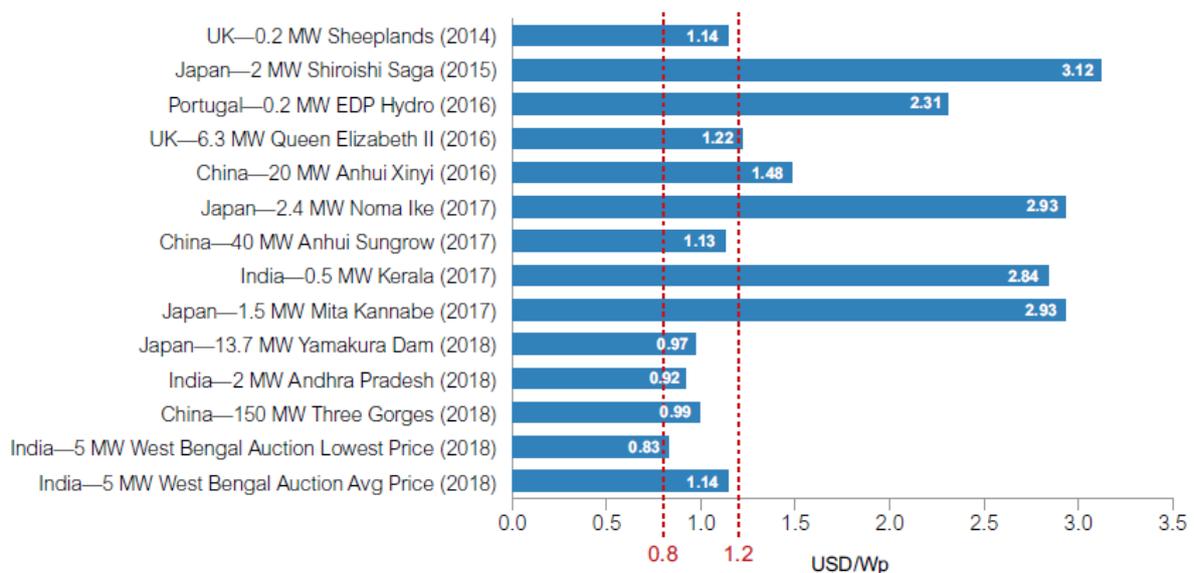


Figura 52: Costes de instalación de plantas solares fotovoltaicas flotantes. Fuente: "Where sun meets water" (ESMAP)

8. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN

Una vez estudiado la localización de la planta y las características generales del sistema, se procede al diseño de la planta de generación. En este apartado se deben diseñar el sistema de captación, cuántos módulos fotovoltaicos y de qué potencia, el inversor y los sistemas auxiliares, tales como los sistemas de seguridad o los de monitorización.

8.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Son la principal parte del proyecto, como ya se ha indicado con anterioridad se optará por módulos fotovoltaicos formados por silicio monocristalino. Se opta por este tipo de cristales debido a su mayor rendimiento, de esta manera se consigue aprovechar al máximo la radiación solar. El conjunto de placas fotovoltaicas se puede conectar de diferentes formas, por ejemplo:

- Inversor centralizado: La totalidad del campo fotovoltaico está conectada a un inversor.
 - Esta configuración la más económica, pero todos los módulos deben tener las mismas características; la misma posición angular, misma dirección e igual potencia, debido a que la corriente y el voltaje producido por cada cadena de módulos deben ser igual.
 - Las principales desventajas son que una avería del inversor provoca la detención completa del campo fotovoltaico, es difícil localizar la avería de un solo módulo y la tensión de una cadena de módulos es a menudo alta, lo que lo convierte en una opción peligrosa.
- Cadenas de módulos, cada uno conectado a un inversor:
 - Todos los módulos de la misma cadena deben ser del iguales tipo. Por otro lado, de una cadena a otra, el tipo y la posición de los módulos pueden ser diferentes.
 - La influencia de la sombra es menos importante que en la configuración de inversor centralizado.
 - El fallo de un inversor no para la instalación y la ruptura de un solo módulo fotovoltaico es más fácil de localizar. A pesar de ello, el voltaje de una sola cadena de módulos sigue siendo peligroso.
- Inversor por módulo: En esta configuración, cada módulo del PV está conectado a un inversor.
 - En este sistema todos los módulos pueden ser de diversos tipos y colocados diferentemente, puesto que son independientes.
 - La ruptura de un inversor provoca la parada de sólo un módulo, por lo tanto, poca pérdida de producción.
 - El alto costo es la principal desventaja de esta solución.

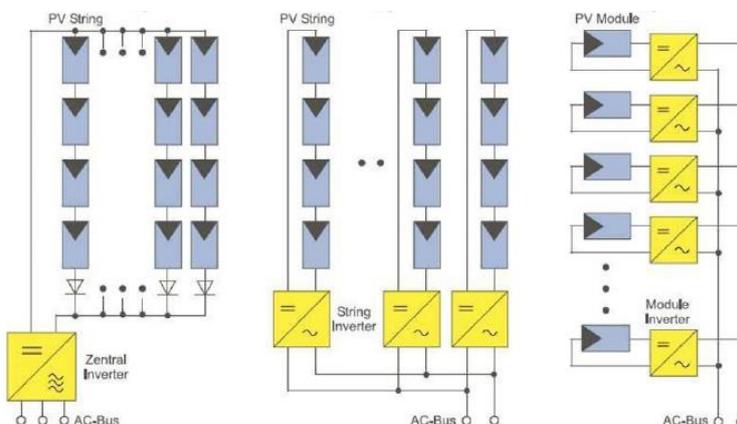


Figura 53: Principal configuraciones posibles de los campos de PV. Fuente: Universidad de Savoie (Francia)

La solución escogida será una combinación de las dos primeras opciones, disponiendo paneles en serie y en paralelo como se observará más adelante en el apartado [9. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN](#).

Estos paneles se deben situar con una inclinación y orientación concretas con el objetivo de maximizar la captación de radiación solar. Estos valores serán de orientación Sur y una inclinación de 32° , como se ha calculado en el apartado [1. ORIENTACIÓN Y INCLINACIÓN DE LOS PANELES](#) del apartado de cálculos. También se realiza una simulación con el programa PVSystem, introduciendo los datos meteorológicos obtenidos anteriormente. En un primer estudio se trabajará con un plano inclinando fijo, sin incluir ningún tipo de seguimiento de momento.

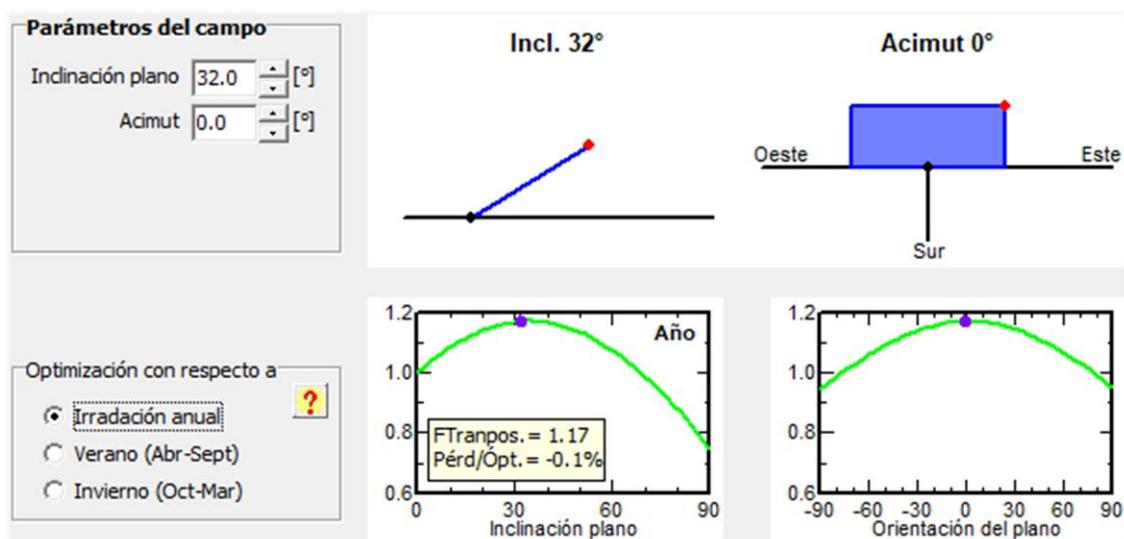


Figura 54: Plano de captación. PVSystem

Una vez hemos fijado la inclinación y orientación de los módulos se procede a la elección del tipo de módulos fotovoltaicos. Dentro de la amplia oferta del mercado se ha optado por el módulo fotovoltaico con siguientes características principales:

Potencia nominal	P_{max}	310 Wp
Eficiencia del módulo	η_m	15,98 %
Voltaje a potencia máxima	V_{mpp}	38,32 V
Intensidad a potencia máxima	I_{mpp}	8,09 A
Voltaje en circuito abierto	V_{oc}	45,01V
Intensidad en corto circuito	I_{sc}	8,66 A
Coefficiente de temperatura a P_{max}	γ	-0.41 %/°C
Coefficiente de temperatura a V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	-0.32 %/°C
Coefficiente de temperatura a I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	+0.05 %/°C
Dimensiones	1956mm/992mm/45mm	
Peso	22.5 kg	

Tabla 3: Características principales del tipo de módulo fotovoltaico escogido

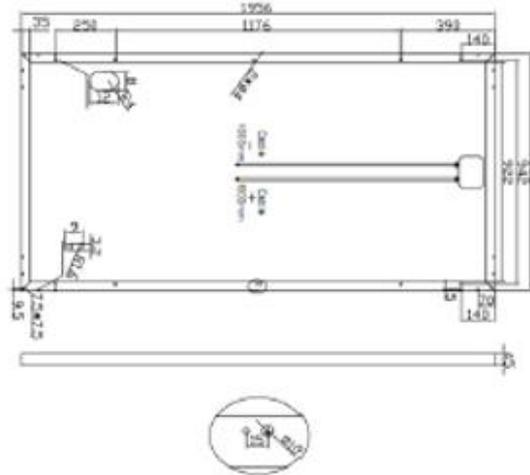


Figura 55: Imagen y dimensiones del módulo fotovoltaico escogido

Se introducen los datos proporcionados por el fabricante, en el programa de simulación que se utilizará como soporte para la realización del proyecto.

Potencia nominal Wp Tol. +/- % Tecnología

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia:	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	<input type="text" value="8.660"/>	A	Circuito abierto Voc	<input type="text" value="45.01"/>	V
Punto Potencia Máximo:	Imp	<input type="text" value="8.090"/>	A	Vmpp	<input type="text" value="38.32"/>	V
Coeficiente de temperatura	milsc	<input type="text" value="4.3"/>	mA/°C	Núm. células	72 en serie	
	o milsc	<input type="text" value="0.050"/>	%/°C			

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento	GOper	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TOper	<input type="text" value="45"/>	°C
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	<input type="text" value="288.2"/>	W	Coef. temperatura	<input type="text" value="-0.39"/>	%/°C
	Corriente Imp	<input type="text" value="8.24"/>	A	Voltaje Vmpp	<input type="text" value="35.0"/>	V
	Corriente de cortocircuito Isc	<input type="text" value="8.75"/>	A	Circuito abierto Voc	<input type="text" value="42.3"/>	V
Eficiencia	/ Sup. células	<input type="text" value="16.68"/>	%	/ Sup. módulo	<input type="text" value="14.85"/>	%

Resumen del modelo

Parámetros principales

R paral.	500 ohm
Rparal(G=0)	2000 ohm
R serie modelo	0.21 ohm
R serie máx.	0.25 ohm
R serie aparente	0.41 ohm

Parámetros modelo

Gamma	0.944
IoRef	0.05 nA
muVoc	-136 mV/°C

Figura 56: Definición del tipo de módulo fotovoltaico escogido

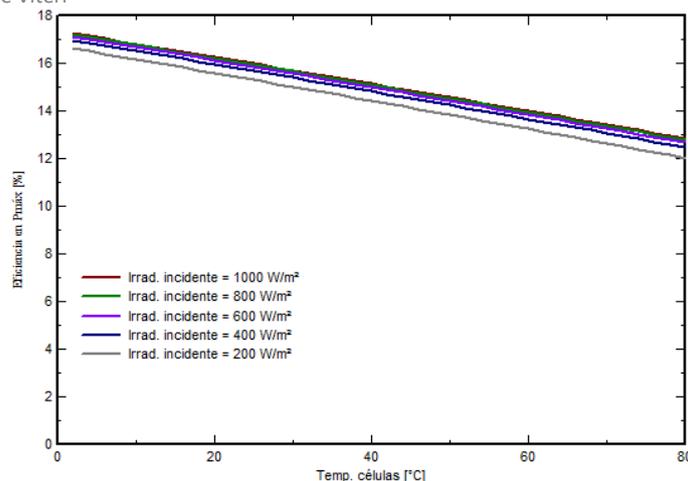


Figura 57: Evolución del rendimiento del tipo de módulo fotovoltaico escogido según aumenta la temperatura

Se puede observar que un aumento de la temperatura la eficiencia del módulo fotovoltaico disminuye, gracias al ser un sistema flotante la refrigeración aumentará y el rendimiento del sistema se incrementará con ello.

8.2. INVERSOR

Al igual que con el sistema PV, en el caso del inversor existen multitud de opciones disponibles en cuanto a tipo, modelos y potencias de trabajo, por ello antes de escoger uno u otro se ha de realizar un pequeño estudio de las características de los diferentes modelos con el fin de escoger el inversor ideal.

El inversor tiene la función de convertir la CC generada por los módulos fotovoltaicos en CA que coincida en tensión y frecuencia con la de la red de suministro a la que se conectará.

En función de la tensión de trabajo, existen inversores para grandes instalaciones fotovoltaicas, que se colocan en el suelo o en soportes. Su salida AC suele ser trifásica y el voltaje DC de entrada es hasta algunos cientos voltios. Por el contrario, existen micro inversores que están conectados a uno o hasta unos pocos módulos PV, la desventaja principal es la escasa tensión de trabajo y que la salida AC es monofásica. Debido a esta baja entrada de voltaje DC, estos inversores son interesantes debido a su seguridad y pueden ser utilizados por pequeños, medianos o incluso grandes campos fotovoltaicos.



Figura 58: Inversores de una gran planta, de una instalación mediana y un micro inversor. Fuente: SMA Solar Technology

Todos comparten la característica de que tratan de buscar el punto de funcionamiento que otorgue un máximo de energía al sistema. Existen dos tipos de reguladores de carga solares: los reguladores PWM y los reguladores MPPT.

- Un regulador PWM (Modulación por anchura de pulsos) se pueden utilizar para sistemas aislados, los paneles solares funcionan a la misma tensión que las baterías. Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia, sino en el impuesto por el sistema de almacenamiento, produciendo una pérdida de potencia de hasta un 30%.
- Un regulador MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia) solar dispone de un convertidor de tensión y un diodo de protección que le permiten:
 - Trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en el sistema de distribución.
 - El MPPT adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.

Al poder trabajar a tensiones más elevadas en el campo fotovoltaico, se reducen las pérdidas energéticas ocasionadas con bajas tensiones, por ello son especialmente indicados para potencias fotovoltaicas elevadas, dónde se busque generar el máximo de energía en todo momento.

Para la selección del inversor, se ha de tener en cuenta la siguiente recomendación:

$$1 < \frac{\text{Potencia Total Instalada}}{\text{Potencia Nominal del Inversor}} < 1,15$$

Una vez estudiados los tipos de inversores se opta por un inversor MPPT de gran potencia, el tipo de inversor seleccionado dispone de los siguientes datos:

Lado entrada (Campo FV CC)		Lado salida (Red CA)	
Voltaje MPP mínimo	460 V	<input type="radio"/> Monofásico	Frecuencia
Voltaje mín. para Pnom	460 V	<input checked="" type="radio"/> Trifásico	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
Corriente de entrada máxima	226.1 A	<input type="radio"/> Bifásico	<input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
Voltaje MPP nominal	460 V	Voltaje de Red	400 V
Voltaje MPP máximo	820 V	Potencia nominal CA	100 kVA
Voltaje FV máx. absoluto	950 V	Potencia máxima CA	100 kVA
Umbral de la potencia	520 W	Corriente CA nominal	145 A <input checked="" type="checkbox"/>
Especificación contractual, sin significado físico verdadero.	<input type="checkbox"/> ? Obligatorio	Corriente CA máxima	153 A <input type="checkbox"/>
Potencia nominal FV	104 kW	Eficiencia	
Potencia máxima FV	150 kW <input checked="" type="checkbox"/>	Eficiencia máxima	97.20 % <input type="checkbox"/> ?
Corriente máxima FV	341 A <input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Eficiencia definida para 3 voltajes	

Figura 59: Características del inversor escogido

Tras los inversores se situará el centro de transformación, que será el encargado de transformar la energía eléctrica para inyectarla a la red. Este centro de transformación, junto con todo el

equipamiento que incluye, donde hay que destacar el transformador, será explicado con detalle en el punto [9.2. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN](#).

8.3. ESTRUCTURAS DE FLOTACIÓN

En este punto se va a explicar que estructuras se escogen y las características de estas, en puntos posteriores se explicará cómo se integran estas estructuras con el resto del sistema eléctrico.

Las estructuras escogidas son el modelo StanFloat el cual consta de las siguientes características técnicas:

- Componentes flotantes: Polietileno de densidad media con protección UV.
- Componentes estructurales: Composite pultrusionado (FRP).
- Conexiones: Juntas elastómeras.
- Anclaje de la instalación: Fondeo a través de bloques de hormigón.

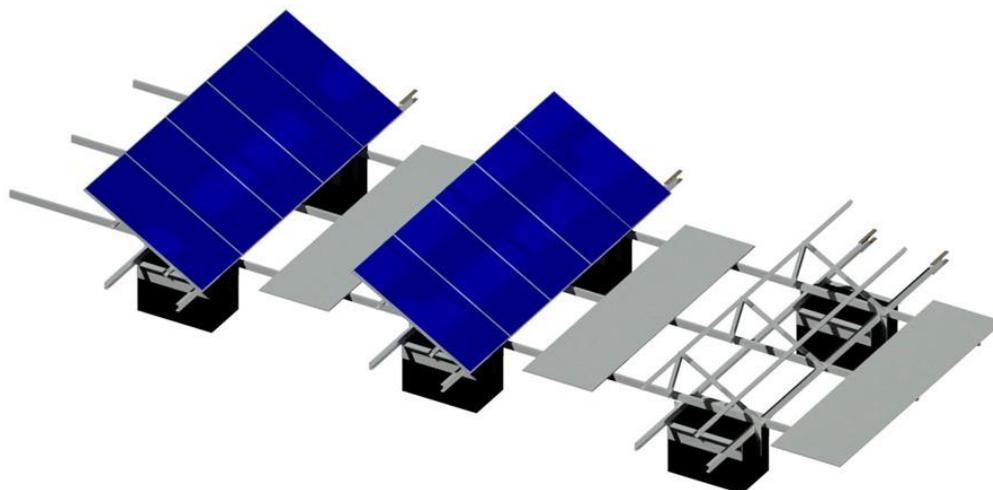


Figura 60: Estructura flotante para módulos fotovoltaicos. Fuente: Stansol

Esta tecnología ofrece ventajas respecto a otras opciones, tales como:

- Se permite situar los módulos fotovoltaicos con la inclinación óptima, permitiendo que las variaciones en esta no sean mayores que 5°. Estas variaciones se dan principalmente a los vientos que generan oleaje en el embalse, produciendo variaciones en el ángulo de inclinación de los paneles y descendiendo el rendimiento del sistema.
- Esta tecnología permite una fácil instalación sencilla, permitiendo anclar mediante bloques de hormigón el sistema al fondo y conectarlo a tierra a través de una estructura en forma de puente de acero, que a la vez sirve como fijación de la instalación.

También es importante destacar el tamaño de esta instalación, siendo de 11,5 metros de largo por 5,1 metros de ancho, con capacidad para albergar 15 módulos fotovoltaicos en total.

9. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se va a explicar cómo se van a situar las conexiones entre los diferentes módulos fotovoltaicos y cuántos de ellos se necesitarán.

Cada inversor de 100kW se conectará a 28 cadenas de paneles en paralelo con 15 módulos fotovoltaicos cada una en serie, los cuales son los que se aceptan por estructura flotante. Estos números están explicados de forma más detallada en el ANEXO I: CÁLCULOS, en el punto [2. NÚMERO DE PANELES](#), entran dentro de los máximos aceptados para realizar un acoplamiento correcto entre el campo fotovoltaico y el inversor.

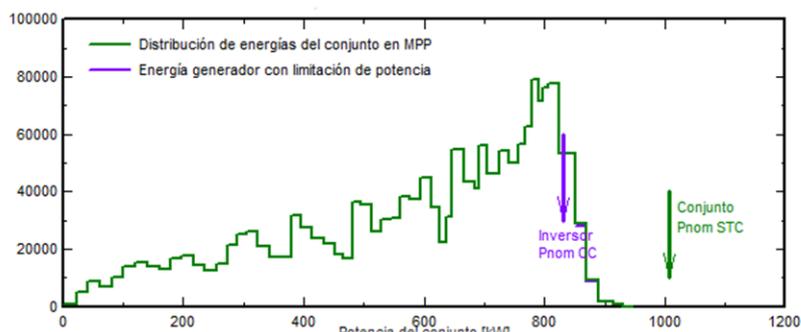


Figura 61: Dimensionamiento de potencia proporcionado por el PVSyst

Se puede observar que según este dimensionamiento el inversor seleccionado no se encuentra ni subdimensionado, ni excesivamente sobredimensionado ofreciendo según el programa de simulación una pérdida por sobrecarga de tan solo un 0,3%.

Para conseguir una potencia cercana a 1 MW se necesitarán 8 inversores, los cuales trabajarán con 125,86 kW cada uno. Al igual que en el caso de los paneles, los cálculos están explicados con más detalle en el punto [3. NÚMERO DE INVERSORES](#).

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente: Filter All PV modules

Munchen Energieprod. 310 Wp 32V Si-mono MSMD310AS-39 Manufacturer Abrir

Dimensionamiento de voltajes: **32.9 V**
Voc (-10°C) **49.7 V**

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponibles actualmente: Output voltage 400 V Tr 50Hz 50 Hz 60 Hz

Fronius International 100 kW 460 - 820 V LF Tr 50/60 Hz AGILO 100.0-3 Outdoor Since 2013 Abrir

Núm. de inversores: 8 Voltaje de funcionam.: **460-820 V** Potencia global inv.: **800 kWac**
Voltaje máx. de entrada: **950 V**

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 15 entre 14 y 19

Núm. de cader: 224

Perdida sobrecarga **0.3 %** Pérd. sobrecarg ?

Relación Pnom: **1.30**

Núm. módulos: **3360** Superficie: **6520 m²**

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C): 494 V
Vmpp (20°C): 578 V
Voc (-10°C): 746 V

Irradiancia plano: **1000 W/m²**

Impp (STC): 1846 A
Isc (STC): 1940 A
Isc (en STC): 1940 A

Máx. en bases STC
Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: **951 kW**

Potencia nom. Conjunto (ST1042 kWp)

Figura 62: Inserción de los datos en el PVSyst

Por lo que cada subconjunto dispondrá de las siguientes características:

Potencia Nominal: 1042 kWp
Potencia Máxima FV: 1005 kWdc
Potencia nominal CA: 800 kWac

Módulos: 3360
Superficie de módulos: 6520 m²
Inversores: 8

Una vez conocemos la cantidad de módulos fotovoltaicos que se van a utilizar se procede a calcular la distancia entre estos. Esta medida es importante pues un mal diseño de la instalación puede generar sombras innecesarias entre los diferentes módulos o en caso contrario ocupar excesivo espacio desaprovechando terreno útil y por ello energía.

La distancia calculada en el apartado [4. DISTANCIA ENTE PANELES](#) del ANEXO I: CÁLCULOS corresponde a la separación mínima necesaria en la instalación, pero en este proyecto esta separación nos vendrá dada por el tamaño de la estructura de flotación, siendo la distancia entre filas de placas de 3,26 metros, distancia mayor a la necesaria según lo estudiado.

Se procede a simular el sistema utilizando el programa “Helio Scope”. Gracias a esta simulación se comprueba que las pérdidas por sombreado son escasas y la separación entre paneles es la correcta.

En dicho programa, también se puede simular los inversores utilizados, consiguiendo de esta forma calcular los metros de cableado necesario y las pérdidas que se producen por el transporte de la electricidad.

Por ello por cada uno de los 8 inversores, se necesitará una superficie de agua de unos 1.500 m², se situarán por cada inversor un total de 28 estructuras StanFloat con 15 módulos cada una, las estructuras se conectarán en paralelo y las conexiones dentro de cada una se dará en serie.



Figura 63: Simulación de la instalación en el entorno del pantano de los Arcos con el programa Helio Scope

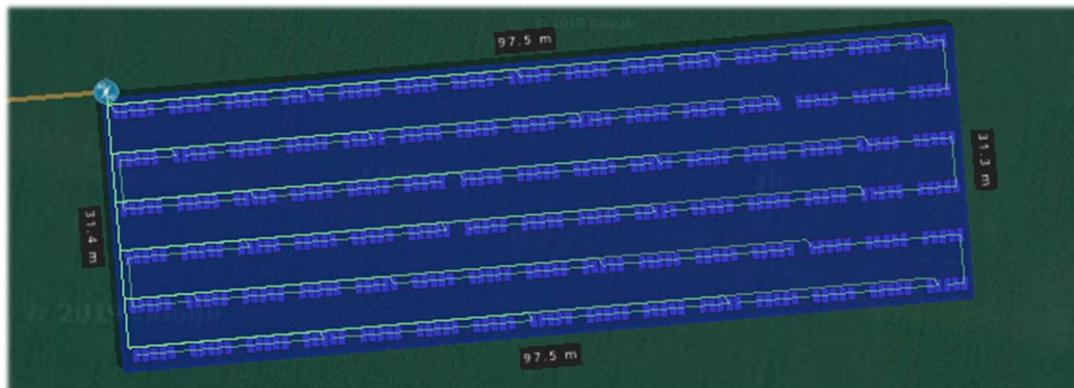


Figura 64: Simulación de una de las islas del sistema con el programa Helio Scope



Figura 65: Simulación eléctrica del sistema completo

Por ello por cada sistema placas conectadas a un inversor se ocupa una superficie de agua cercana a los 1.500 m².

En la simulación de las pérdidas por sombras se tiene en cuenta los datos meteorológicos provenientes de una instalación de Meteonorm que se encuentra a 4,1 km de distancia, un valor más que aceptable.

En total se utilizarán 224 soportes flotantes conectados entre sí, a través de juntas elastómeras que permiten el movimiento individual entre ellos. En la cara norte del sistema se conectará el sistema a tierra a través de una pasarela metálica, por la cual como ya se ha indicado irá el cableado saliente de los inversores.

Con esta configuración se disponen de los siguientes valores:

- Potencia nominal: 1,041.6kWp
- Energía: 2,07 GWh
- Pérdidas por sombras: 0,9%

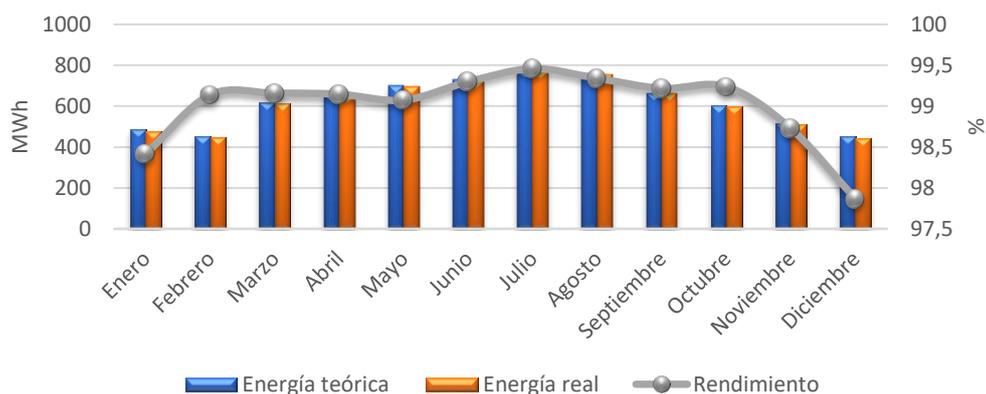


Figura 66: Energías mensuales de la instalación y rendimiento

9.1.SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Es un punto importante dentro del sistema puesto que con él se puede observar las variaciones de generación a lo largo del tiempo, pudiendo de esta forma cuantificar las pérdidas reales del sistema o descubrir fallos en el sistema de forma rápida y sencilla evitando de esta forma daños en los elementos o en la red eléctrica. Por ello deberá controlar por lo menos las siguientes variables:

- Voltaje y corriente en corriente continua a la entrada de cada inversor.
- Voltaje de cada fase a la salida del inversor.
- Radiación solar incidente en los módulos.
- Temperaturas tanto del entorno, como de la superficie de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia activa y reactiva que llega al centro de transformación.
- Vientos que sufre la instalación para evitar daños en caso de valores extremos.

Para ello se conectarán los elementos a los contadores en la parte de corriente alterna. Por otro lado, en el lado de corriente continua, los equipos se situarán en un cuadro DC, el recogerá la energía generada por los módulos en serie con los que se componen cada string, cada uno llegará al cuadro con 2 cables, uno positivo y otro negativo.

Este cuadro de Corriente Continua debe facilitar los siguientes datos:

- Datos precisos en tiempo real sobre energía, intensidad, potencia y tensión.
- Energía producida.
- Notificación de alarmas de sobrecargas.
- Notificación de alarmas en caso de pérdidas de tensión y disparos por sobrecargas.
- Notificaciones automatizadas e inmediatas por correo electrónico.

Para el sistema de monitorización se utilizará un programa SCADA, que recogerá los datos tanto del cuadro de CC, como de los diferentes medidores que se especifican en el punto [9.3.3 CONTADORES](#) y los mostrará de forma gráfica en el ordenador. Los elementos auxiliares que se deben conectar a este sistema de monitorización son:

- 1 sensor de radiación solar.
- 1 sensor de temperatura ambiente.

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

- 1 sensor de temperatura de los módulos.
- 1 sensor de vientos.
- 1 caja de sensores.
- 1 caja de datalogger, para guardar los datos provenientes de los sensores.

Las conexiones entre los diferentes elementos de monitorización se realizarán con el mismo cableado que la parte correspondiente a la corriente continua. Esta parte del sistema sirve tan solo como informativa, esto quiere decir que la información realmente importante será la medida por los contadores y enviada a Red Eléctrica Española (REE) la encargada de tasar la energía producida por el sistema.

9.2.CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Una vez cuantificado y diseñado la parte generadora, se procede a trabajar en el lado de corriente alterna. En este tramo se deben introducir los elementos de monitorización y los contadores eléctricos, el transformador de potencia. Este centro de transformación vendrá delimitado por la normativa de la empresa distribuidora de electricidad conveniente, en este caso ENDESA.

9.2.1. TRANSFORMADOR

Desde ENDESA solo permiten un máximo de dos transformadores por Centro de Transformación por lo que se tratará de trabajar con un único transformador con el objetivo a de simplificar el sistema, a riesgo de dejar el sistema sin funcionamiento en caso de fallo de este único transformador.

Para la selección del transformador se debe tener en cuenta la potencia de trabajo de la instalación, la cual viene dada por la suma de las potencias de los diferentes inversores.

$$S_n = 100 * 8 = 800 \text{ kVA}$$

Por otro lado, según las empresas suministradoras, para conectar una instalación de estas características a la red de distribución se debe cumplir que la potencia generada sea siempre menor que la potencia nominal del transformador. Situando entonces el rango de trabajo del transformador en los 1.000kVA. Teniendo por ello el transformador escogido las siguientes características:

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

Potencia (kVA)		25	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	
Pérdidas nominales (W)	En vacío	88	145	260	375	530	750	1030	1150	1400	1750	2200	2700	3200	
	Debidas a la carga (75°C)	700	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500	
Pérdidas máx para el cálculo de la supf. de ventilación, (W)		945	1492	2406	3259	4520	6397	9006	11440	14259	18277	23012	28407	35619	
Rendimiento	Cos $\varphi=1$	A plena carga	96,94	97,57	98,03	98,33	98,51	98,68	98,82	98,82	98,82	98,79	98,81	98,83	98,83
		A 1/2 de plena carga	97,94	98,35	98,62	98,81	98,94	99,06	99,16	99,19	99,20	99,19	99,20	99,21	99,22
	Cos $\varphi=0,8$	A plena carga	96,21	96,98	97,55	97,92	98,15	98,36	98,53	98,53	98,53	98,50	98,52	98,54	98,54
		A 1/2 de plena carga	97,44	97,94	98,29	98,52	98,68	98,83	98,96	98,99	99,00	98,99	99,00	99,02	99,03
Caída de tensión, a plena carga	Cos $\varphi=1$	2,84	2,26	1,81	1,54	1,37	1,22	1,11	1,22	1,22	1,25	1,24	1,22	1,23	
	Cos $\varphi=0,8$	3,96	3,77	3,57	3,43	3,33	3,25	3,17	4,47	4,47	4,49	4,48	4,47	4,47	
Potencia acústica máx dB(A)		48	50	54	57	60	63	65	66	68	69	71	73	76	
Grupo de conexión		Yzn11					Dyn11								
Tensión de cortocircuito (%)		4					6								

Tabla 4: Características técnicas del transformador

Importante hay que destacar que, al situarse el centro de transformación en un entorno cercano al agua, debe estar convenientemente defendido contra la entrada de agua. Y según norma el edificio debe disponer de unos cimientos como mínimo de 0,3 m por debajo del nivel inferior del C.T.

TENSIÓN MAS ELEVADA PARA EL MATERIAL	Nº de trafos	DIMENSIONES			
		Longitud (m)	Profundidad (m)	Altura (m)	Superficie (m ²)
≤ 24 kV	1	5,00	3,00	2,65	15,00
	2	6,00	3,50	2,65	21,00
>24 kV y ≤ 36 kV	1	5,00	3,00	2,80	15,00
	2	6,50	4,00	2,80	26,00

Tabla 5: Dimensiones del centro de transformación según norma. Fuente: ENDESA

Tanto las características eléctricas del centro de transformación, como las conexiones a tierra que se deben llevar a cabo están expresadas con profundidad en el ANEXO I: CÁLCULOS, en los apartados [6. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN](#) y [7. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN](#) respectivamente.

Las protecciones de este elemento también estarán expresadas con mayor detalle en el apartado posterior [9.3.2 PROTECCIONES](#).

9.2.2. LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN

La entrada al CT de las líneas de alimentación se realizará mediante cables subterráneos unipolares aislados con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), tomando como referencia la norma informativa DND001 Cables aislados para redes aéreas y subterráneas de Media Tensión hasta 30 kV, con las siguientes características:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	12/20 ó 18/30 kV
Naturaleza del conductor	Aluminio
Sección del conductor	150, 240 ó 400 mm ²

Tabla 6: Características de los conductores

9.2.3. CELDAS DE DISTRIBUCIÓN

Las celdas de distribución secundaria corresponderán al tipo de celdas bajo envolvente metálica referenciadas en la norma informativa GSM001 MV RMU with Switch- Disconnecter para celdas con corte y aislamiento en SF6. Habrá dos celdas diferentes:

- De línea: provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. Asimismo, dispondrá de pasatapas y de detectores de tensión que sirvan para comprobar la correspondencia entre fases y la presencia de tensión
- De transformador: provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y dos seccionadores de puesta a tierra con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra, bases para los fusibles limitadores, pasatapas y detectores de tensión para comprobar la presencia de tensión.

9.2.4. CABLES Y TERMINALES DE MT

Al igual que para las líneas de alimentación, se utilizarán cables unipolares aislados con aislamiento de polietileno reticulado tomando como referencia la norma informativa DND001 Cables aislados para redes aéreas y subterráneas de Media Tensión hasta 30 kV.

9.2.5. PUENTES DE BAJA TENSIÓN

La unión entre las bornas BT del transformador y el cuadro de BT se efectuará por medio de cables aislados unipolares de aluminio del tipo XZ1, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) de 0,6/1kV y cubierta de poliolefina que tomarán como referencia la norma informativa CNL001 Cables Unipolares para Redes Subterráneas de Distribución BT de tensión asignada 0,6/1 kV.

9.2.6. CUADROS DE BAJA TENSIÓN

El CT irá dotado de un cuadro modular de distribución de baja tensión, cuya función es la de recibir el circuito principal de BT procedente del transformador y distribuirlo en 8 circuitos individuales en dirección a los inversores.

Los cuadros de BT tomarán como referencia lo indicado en la norma informativa FNL002 Cuadro BT para CT 4/8 salidas CBTG con alimentación de grupo. Se podrán instalar igualmente cuadros de BT con interruptores automáticos tetrapolares de intensidad y poder de corte adecuados en lugar de fusibles, para la protección de cada salida de BT.

9.2.7. ALUMBRADO

Para el alumbrado del CT y de la instalación en general, se instalarán los dos puntos de luz en el propio edificio prefabricado, varios puntos más en la pasarela de acceso a la instalación y un par más cercanos a los inversores. Todos ellos dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación y que su sustitución pueda realizarse sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

Para ejecución del circuito de alumbrado y servicios auxiliares se utilizarán conductores del tipo HO5V-K de cobre de 2,5 mm² de sección, clase 5 y aislamiento termoplástico, alojados en el interior de tubos aislantes.

Los interruptores del alumbrado estarán situados en la proximidad de las puertas de acceso con un piloto que indique su presencia.

9.3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

9.3.1. CABLEADO

El cableado se debe dimensionar en función de la intensidad de corriente que transporte. Para ello se calculará separando en diferentes tramos de cableado:

- 1º Tramo: El cual irá por el sistema de captación, donde la corriente es continua.
- 2º Tramo: Consiste en el transporte eléctrico hasta el transformador, donde la corriente es alterna.
- 3º Tramo: Un único cable, parte desde el transformador hasta la conexión con la red.

Todo el cableado irá conectado a las estructuras flotantes y se evacuará a tierra a través de la pasarela de acceso al sistema, que se encontrará en la zona norte del sistema. Todos los cálculos realizados para este apartado están, expuestos en el ANEXO I: CÁLCULOS, en el apartado [5. CABLEADO](#).

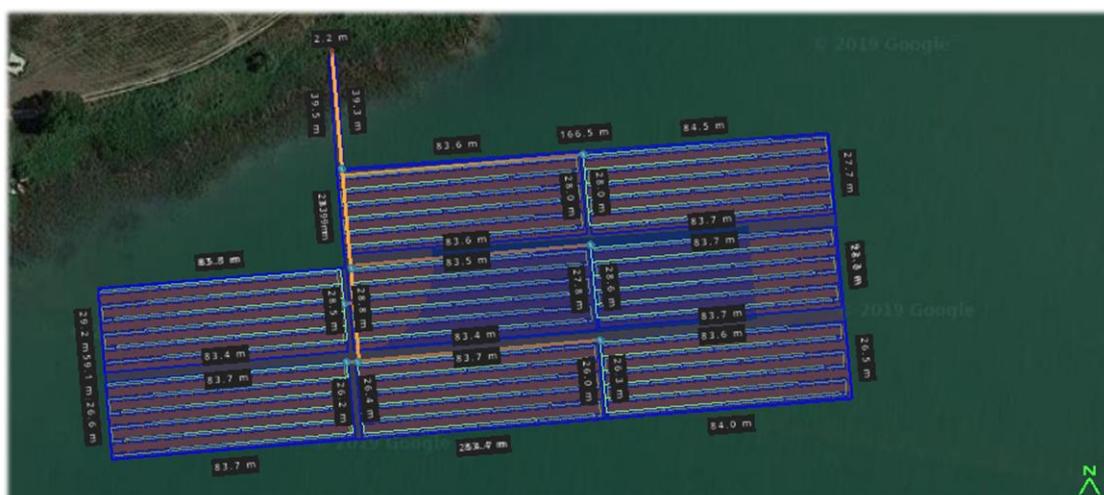


Figura 67: Diseño final del sistema junto con la pasarela de acceso, en naranja cableado de CA

9.3.1.1. CABLEADO CORRIENTE CONTINUA

En primer lugar, se procederá a dimensionar el cableado de corriente continua, es decir, el que abarca desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada de los inversores. Cabe señalar que, en nuestro caso, no disponemos de caja de conexiones CC, los Strings entran directamente a los inversores, lo que simplifica bastante el dimensionado.

El cableado en corriente continua será igual en cada una de las 224 estructuras flotantes, debido a la inversión importante que se debe realizar en este aspecto se trabajará con cableado de aluminio el cual es más económico y se evitan de esta manera robos en la instalación.

El cable escogido por lo tanto deberá disponer de las siguientes características:

- Sección: 6 mm²
- Características eléctricas: BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 (1,8) kV.
- Norma de referencia: EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502
- Características térmicas: Temperatura máxima del conductor: 120°C
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 segundos)
- Resistencia al agua: Resistencia de agua: AD8 sumergida.
- Vida útil: 30 años UNE-EN 60216-2
- Condiciones instalación: Al aire, Enterrado
- Grado de protección: IP 67
- Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

El precio de este elemento se encuentra entorno a los 1,20 €/m.

Es importante destacar que la conexión de las placas solares se llevará a cabo de forma que se pueda ahorrar la máxima cantidad de cable posible. Además, con la configuración de conexiones a pesar de ser más complicada la instalación, las conexiones se encuentran más elevadas y por tanto alejadas del medio acuático lo que aumenta la seguridad.

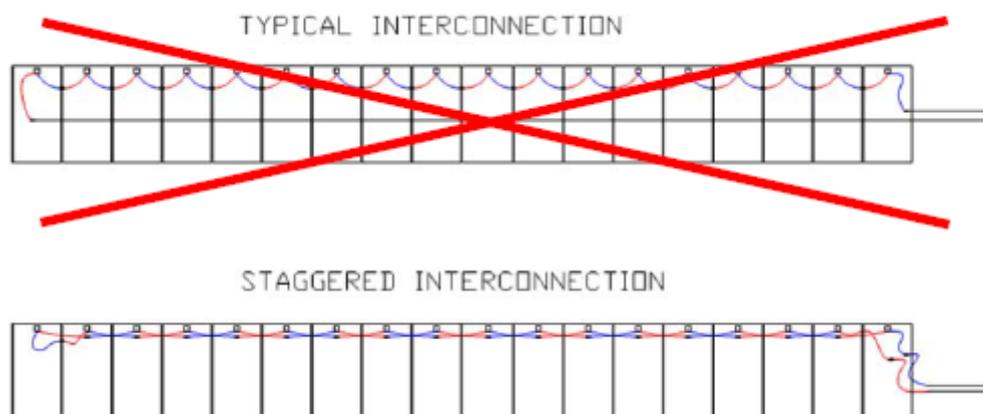


Figura 68: Interconexión de los módulos

El positivo de la serie entra al positivo del primer módulo y el negativo del primer módulo se conecta al positivo del tercer módulo y así consecutivamente hasta llevar el último negativo y reunir los 15 módulos en serie. Esto es posible gracias a la configuración vertical del sistema.

9.3.1.2. CABLEADO CORRIENTE ALTERNA

Para el cableado en CA tan solo se calcula la etapa del segundo tramo, desde los inversores hasta el transformador situado en tierra. Las distancias son mayores que en el tramo de corriente continua y además este cableado debe transportar mayores intensidades, por ello la sección del cable será de 95 mm². El cable escogido deberá de disponer de las siguientes características:

- Sección: 95 mm²
- Características eléctricas: BAJA TENSIÓN 0,6/1kV
- Características térmicas: Temperatura máxima del conductor: 90°C.
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 segundos)
- Resistencia al agua: Presencia de agua: AD5 Chorros de agua.
- Vida útil: 30 años UNE-EN 60216-2
- Condiciones instalación: Al aire, enterrado o entubado
- Grado de protección: IP65

El precio de este elemento se encuentra entorno a los 10,90 €/m.

9.3.2. PROTECCIONES

Las protecciones se deben implementar para evitar daños importantes tanto en la instalación, como en el entorno en el caso de darse algún tipo de anomalía como pueden ser los cortocircuitos o las sobretensiones.

Es importante destacar que el daño de un módulo fotovoltaico o incluso de un ramal entero no son pérdidas importantes en comparación con la caída de un inversor o incluso del transformador, los cuales son los elementos más sensibles e importantes de la instalación.

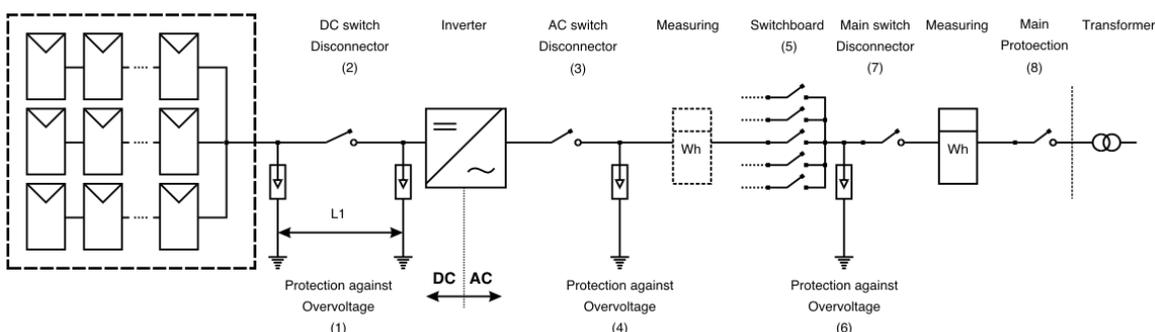


Figura 69: Diagrama de protecciones básico. Fuente: PVShop.eu

Los cálculos necesarios para la realización de esta parte del proyecto se muestran en el ANEXO I: CÁLCULOS, en el apartado [8. PROTECCIONES](#). Por ello las principales protecciones se deben diseñar contra los siguientes efectos eléctricos:

- Cortocircuito: es la conexión de dos puntos de un circuito entre los que hay una diferencia de potencial. Estas averías se tienen que eliminar en un tiempo mínimo y

dependiendo del elemento los criterios técnicos pueden ser más limitantes. Para poder considerar que una instalación cuenta con una correcta protección contra cortocircuitos es preciso que se cumplan las siguientes condiciones:

- El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima en su punto de instalación.
- El tiempo de corte de la corriente de corto, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.
- La energía de paso es menor que la energía máxima admisible del cable.
- Sobrecarga: se trata de una intensidad superior a la nominal y puede producir un cortocircuito.
- Contacto indirecto: contacto de personas con las masas de la instalación y que puntualmente se encuentran con tensión por alguna falla.
- Sobretensiones: tensiones superiores al valor máximo admisible. En un parque fotovoltaico, las sobretensiones se atribuyen la mayor parte de las veces a descargas atmosféricas.

9.3.3. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra general es un elemento necesario en todas las instalaciones eléctricas, permite proteger a las personas y a los equipos de contactos eléctricos no deseados. Todas las partes metálicas del sistema que no forman parte de los circuitos eléctricos deben estar conectadas a tierra, consiguiendo evacuar la tensión en un indeseado contacto entre el sistema eléctrico y la masa. Todos los datos ofrecidos a continuación están expresados de forma más detallada en el apartado [7. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN](#), en el ANEXO I: CÁLCULOS

En este caso es necesario conectar a tierra los siguientes elementos de la instalación:

- Tierras para las partes metálicas de BT: Se conecta la estructura soporte de los módulos, las masas del inversor y de los cuadros de protección.
- Tierras de MT: Se conectan a ella todas las partes metálicas del centro de transformación.
- Neutro del transformador.

Por ello, en el lado de CC y BT se dispondrá de un cable de cobre aislado de $1 \times 35 \text{ mm}^2$ que unirá todos los módulos fotovoltaicos y los inversores, recorriendo toda la instalación. Este cable descenderá por los anclajes de la instalación hasta el lecho del embalse, de esta manera tendremos un anillo de tierras que cubrirá toda la instalación. Las picas se enterrarán un mínimo de 1 m en la tierra del vaso del embalse.

En el segundo punto todas las tierras irán ancladas en tierra firme alrededor del centro de transformación. Se utilizarán 4 picas en disposición rectangular unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3 m. Con esta configuración el conductor será de 12 m.

Para finalizar el neutro del transformador irá conectado a la tierra de servicio que estará formada por 6 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm

de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3 m. De esta manera la longitud de conductor será de 15 m.

Por seguridad en el generador fotovoltaico se instalará un comparador que se debe conectar a la misma tierra de referencia que las estructuras de los paneles. Ante la detección de un fallo de aislamiento, el circuito de control debe cumplir las siguientes funciones:

- Debe generar una señal de alarma tanto visual como acústica, de esta forma el personal de mantenimiento será avisado del fallo.
- Debe cortocircuitar los polos positivo y negativo para forzar una tensión nula en el generador fotovoltaico.

9.3.4. CONTADORES

Los equipos de medida son un elemento esencial en la instalación, gracias a ellos se puede cuantificar la energía producida y con ello el rendimiento real de la instalación. Otras utilidades de estos equipos son conocer el funcionamiento exacto de la instalación, cuantificar la mejora del rendimiento de los módulos fotovoltaicos al situarse sobre el agua, permitiendo mejorar la instalación en el futuro en función de los resultados que se obtengan.

En el entorno de CA se instalará un armario de contadores para medir la potencia global exportada a la red, medida a través de los transformadores. El equipo de medida dispondrá de un contador principal y un contador secundario, con discriminador tarifario homologado incorporado y vía de comunicación.

Para la medida de las diferentes variables se instalará un armario de medida para 13,2 kV normalizado por la empresa ENDESA. Y debe ser capaz de contener:

- Embarrado (3 fases y neutro).
- 3 transformadores de intensidad.
- Regleta de verificación.
- Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 o mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.

9.3.4.1. TELEMEDIDA

Se añadirá un sistema de telemetria en tiempo real con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico, se enviarán medidas en tiempo real a los centros de control de ENDESA DISTRIBUCIÓN, este sistema será independiente del principal anteriormente definido que trabajará con REE. Este sistema se ubicará en el punto de conexión con la red de ENDESA DISTRIBUCIÓN. En este sistema se medirán las siguientes variables:

- Potencia activa y reactiva de la instalación fotovoltaica cuantificada por medidores bidireccionales.
- Tensión de la instalación fotovoltaica.

9.3.5. SEGURIDAD

Al encontrarnos en una instalación flotante el vallado tan solo será necesario en la parte de acceso a la instalación, a través del puente metálico que une la planta con tierra. Esto quiere decir que, a diferencia de instalaciones en tierra, donde es necesario vallar todo el perímetro, en este caso con escasos metros de valla se proporciona suficiente seguridad.

Por otro lado, sí que será necesario un sistema de videovigilancia. Este sistema consistirá en un conjunto de cámaras térmicas con análisis de video que se conectará a un centro de control. Éstas cubrirán todo el perímetro de la planta para tener control sobre las posibles intrusiones.



Figura 70: Cámaras térmicas a instalar en la instalación. Fuente: ALAVA INGENIEROS

Al ser un entorno llano y con alta visibilidad las cámaras térmicas permiten reducir el mínimo de cámaras necesarias para cubrir un perímetro o área extensa. Por ejemplo, con tan solo cuatro sensores podría cubrirse un perímetro de 100.000 metros cuadrados²⁸. Para cubrir una distancia similar con cámaras de luz visible convencionales harían falta bastantes más unidades. Por lo que con escasas unidades se puede garantizar la seguridad de la instalación a un precio muy económico.

²⁸ Sistemas de vigilancia y detección, más eficaces con cámaras térmicas: <http://www.seguritecna.es/seguridad-privada/videovigilancia-cctv/sistemas-de-vigilancia-y-deteccion-mas-eficaces-con-cameras-termicas>

10. RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se presente el diagrama unifilar de la instalación, en él se representan los elementos anteriormente definidos. En este diagrama se pueden observar de forma simplificada el sistema eléctrico completo.

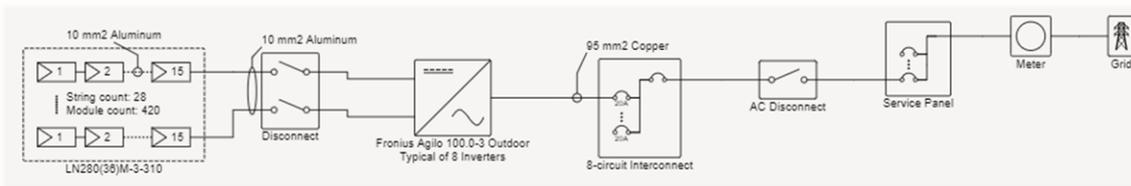


Figura 71: Diagrama unifilar de la instalación

Se presentan los elementos de la instalación:

Module Specifications		Inverter Specifications	
STC Rating	310 W	Max AC Power Rating	100 kW
Vmp	38,32 V	Max Input Voltage	950 V
Imp	8,09 A	Min Input Voltage	460 V
Voc	45,01 V		
Isc	8,66 A		

Tabla 7: Elementos de la instalación

Y por último, el cableado escogido mostrando tanto la cantidad de cadenas tanto en CC, como en CA. En este caso basandonos en los diseños realizados anteriormente se calculan los metros de cableado necesario, siendo este un valor que con toda probabilidad variará a la hora de realizar la instalación.

Wire Schedule		
Tier	Wire	Length
AC Branch	8x 95 mm ²	3585m
String	224x 10 mm ²	23706m

Tabla 8: Cableado utilizado

11. CONEXIÓN A RED

El punto de la red de distribución y transporte de energía más cercano a la instalación se encuentra a 500 metros de la instalación, se trata de una línea de alta tensión, de 66 kV de funcionamiento, la cual viene desde la central hidroeléctrica del embalse de Bornos.



Figura 72: Detalle de la red de transporte eléctrico del entorno del pantano. Línea negra red a 66 kV, línea roja red a 400 kV.
Fuente: Junta de Andalucía

El trazado de la línea de se realizará íntegramente por caminos comunales y se hará de forma subterránea, con los conductores enterrados directamente en el terreno, desde el Centro de Transformación hasta el punto de conexión. En el punto de conexión existirá una pequeña subestación eléctrica, la cual elevará la tensión hasta los 66 kV necesarios.

Para evitar que la cubierta del cable sufra daños en su tendido, se colocará un lecho de arena y se cubrirán los cables correctamente para evitar que se pudiera rasgar la cubierta.

Sobre la arena se instalará una placa metálica que sirva de cubre cable para protección mecánica y próxima a la superficie, se colocará una cinta de señalización que avise de la presencia de un cable eléctrico de alta tensión.

La longitud total de conductor que se debe soterrar será cercana a 1 kilómetro en total.

La intensidad de trabajo de este conductor rondará un máximo de 50 A y la tensión de trabajo los 24 kV.

En la siguiente imagen se puede observar el trazado que se seguirá. En ella se pueden observar los siguientes elementos:

- Línea de alta tensión a 66 kV: Amarillo
- Apoyos eléctricos: Rojo
- Localización del Centro de Transformación de la instalación: Verde
- Línea de conexión soterrada: Azul
- Subestación elevadora: Naranja



Figura 73: Conexión entre la red de distribución y la instalación

El conductor escogido para este tramo dispondrá de las siguientes características:

- Material: Aluminio
- Tensión nominal: 12/20 kV
- Sección: 95 mm²
- Potencia máxima soportada: 1.500 kVA
- Intensidad máxima soportada por el conductor bajo tubo: 200 A
- Intensidad máxima soportada por el conductor directamente enterrado: 215 A

De esta manera se garantiza tanto que la caída de tensión dada en este conductor, como las tensiones térmicas soportadas son valores suficientemente conservativos.

12. OBRA CIVIL

La obra civil necesaria para ejecutar la instalación de este proyecto se puede resumir en dos grupos:

Instalación eléctrica en tierra: Principalmente serán movimientos de tierras necesarios para ubicar las cimentaciones del Centro de Transformación y de las canalizaciones del conductor de conexión a red.

Lanzamiento de las estructuras flotantes: Se trata de la principal dificultad del proyecto, debido a la cantidad de módulos fotovoltaicos a instalar. El proceso de montaje de los módulos fotovoltaicos en las estructuras flotantes se realiza en tierra, garantizando el correcto aislamiento de todas las conexiones entre los 15 módulos que componen cada string.

A continuación, se realiza una playa en la orilla cercana a la localización de la instalación. Esta zona deberá disponer de un acceso sencillo para el transporte de las estructuras y suficiente espacio para que los operarios puedan trabajar con seguridad.



Figura 74: Localización de la playa de lanzamiento.

La playa dimensionada tiene las siguientes medidas: Longitud desde el camino 20 metros, anchura necesaria 25 metros. El terreno que se limpiará en esta parte de la obra civil servirá para instalar tanto la pasarela de acceso a la instalación, junto con el escaso vallado necesario y también en este punto se situarán tanto el Centro de Transformación, como el comienzo del tramo soterrado de conexión a la red.



Figura 75: Ejemplo de lanzamiento de una instalación fotovoltaica flotante. Fuente: Isofloating

Las conexiones eléctricas entre las estructuras se realizarán una vez ya situados todos los módulos fotovoltaicos en el agua, estando ya conectados mecánicamente entre ellos.

13. PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN Y PÉRDIDAS

Una vez diseñado el sistema eléctrico se procede a definir la energía producida, así como, las pérdidas que se esperan y características destacables de la planta. Se tratará de indicar las características donde se esperan mejoras debido al encontrarse en un medio acuático, estas variaciones son difíciles de cuantificar debido a los escasos datos que se dispone al tratarse de una tecnología relativamente nueva.

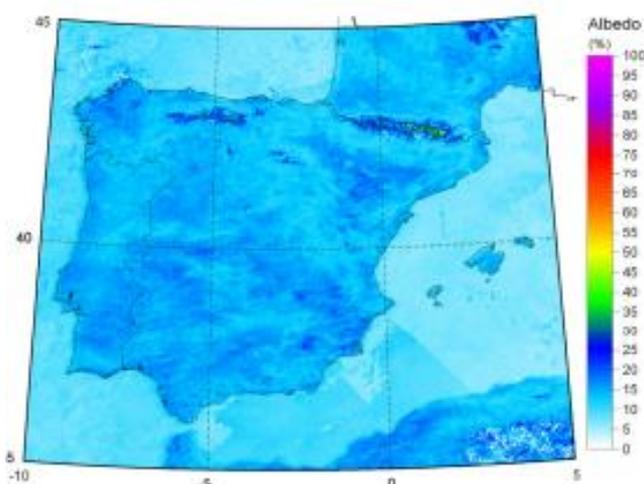


Figura 76: Valores de albedo en España. Fuente: Universidad de Jaén (UJAN)

Albedo: Este valor indica la relación de cantidad de radiación solar reflejada por una superficie. En el caso de una instalación fotovoltaica es importante definir este valor para conocer la cantidad de energía que proviene del reflejo con el terreno.

El albedo característico para aguas profundas se sitúa en un 15% de radiación solar reflejada, un valor menor al que se podría obtener en instalaciones situadas en tierra. Por este motivo, el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales no se suele plantear para instalaciones flotantes.

Por otro lado, la principal característica de estos sistemas es la caída del rendimiento debido al aumento de la temperatura de los módulos fotovoltaicos.

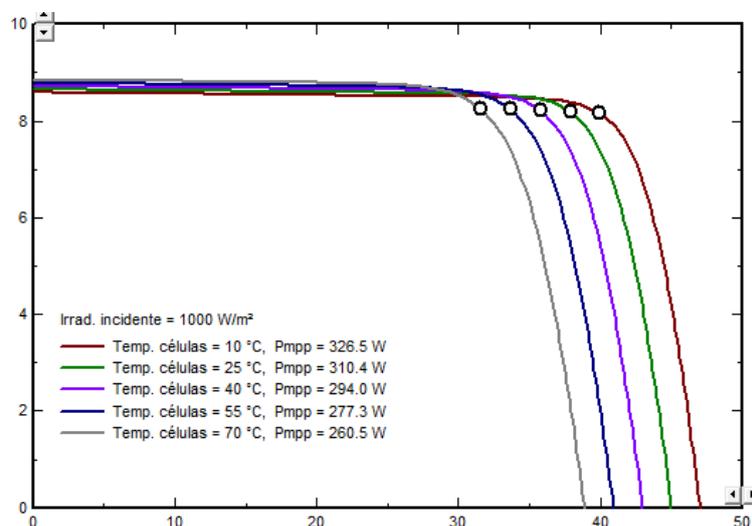


Figura 77: Variación de la potencia con el aumento de la temperatura. Fuente: PVSyst

Al tratarse de un sistema flotante se consigue una mayor refrigeración de los paneles pudiendo gracias a ello reducir las pérdidas por el aumento de la temperatura. Esta refrigeración se debe principalmente a dos motivos:

- Ambiente: Al encontrarse rodeado de agua la temperatura ambiente es menor debido al calor específico del agua el cual es mayor que el de la tierra seca, esto quiere decir que el agua tardará más en calentarse que el suelo seco. La transmisión de calor más efectiva del agua permite también que se eviten temperaturas muy altas en el ambiente del sistema.
- Condensación: El principal factor por el cual la temperatura de funcionamiento se reduce es la condensación de vapor de agua en los módulos fotovoltaicos. La radiación solar que incide sobre la superficie del agua hace que se evapore, consiguiendo que este vapor se condense en la parte trasera de las placas. Esta condensación de agua hace que gran parte del calor que llega a las placas sea evacuado hacia el embalse por conducción.

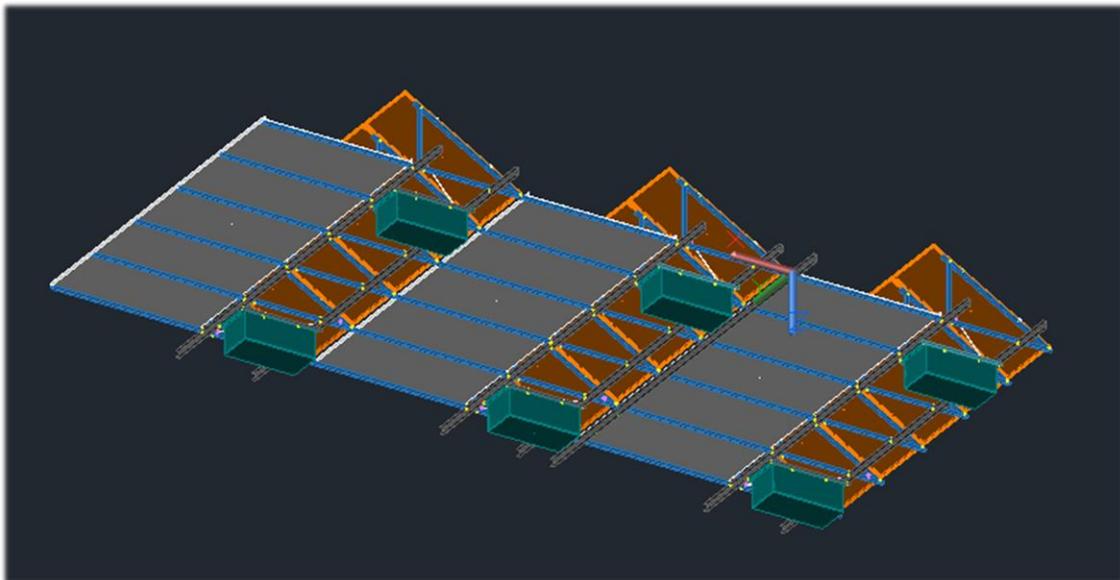


Figura 78: Estructura StanFloat, en naranja superficie de los módulos donde se condensará el vapor de agua

Una vez estudiadas las características especiales de los sistemas flotantes se procedería a indicárselas en el programa de simulación, pero al ser una tecnología demasiado novedosa no se pueden introducir de forma sencilla en este. Según estudios de plantas fotovoltaicas flotantes ya en funcionamiento las mejoras por descenso de las pérdidas por temperatura se pueden cuantificar en valores de entre un 8 % y un 15 % del total de la instalación. En este momento las pérdidas por temperatura de este proyecto el programa PVSyst las calcula en un 12.6 %, valor que en el peor de los casos descendería hasta un 4.6%, una mejora más que notable para una instalación de este tipo.²⁹

²⁹ Influencia de la Temperatura en el Generador fotovoltaico. (Proyecto Fin Carrera. Manuel Martín Sánchez)
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3771/fichero/Desarrollo%252FInfluencia+T+en+GV.pdf>

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

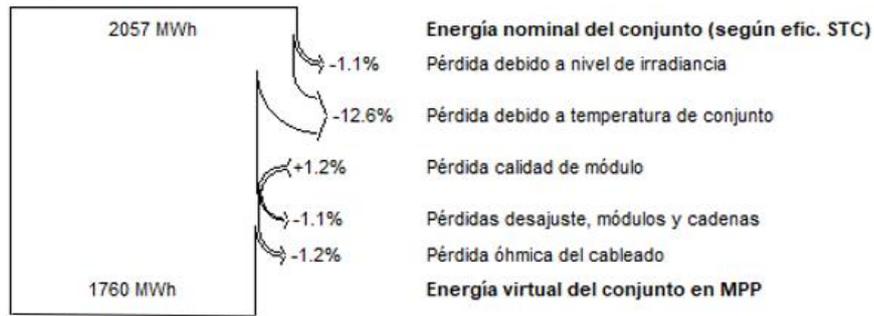


Figura 79: Pérdidas por temperatura.

Según estos valores, la energía producida a lo largo del año muestra un valor promedio de 4.945,32 kWh/ día, como se ha calculado en el apartado [9. PREVISIONES DE PRODUCCIÓN](#) siendo la evolución a lo largo del año la siguiente:

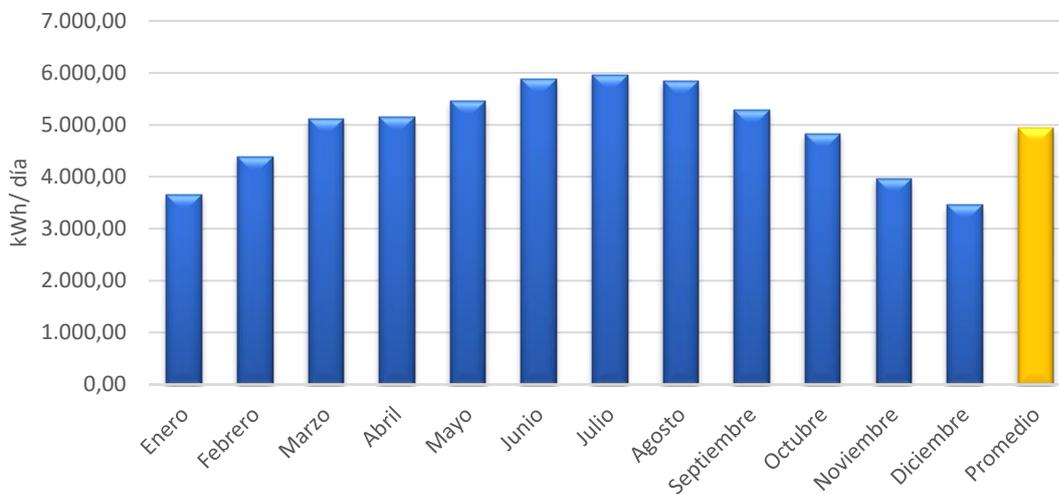


Figura 80: Energía producida mensualmente a lo largo del año

Por otro lado, el programa de simulación PVSyst ofrece unos valores similares y cuantifica la energía total inyectada a la red en 1.651 MWh anuales.

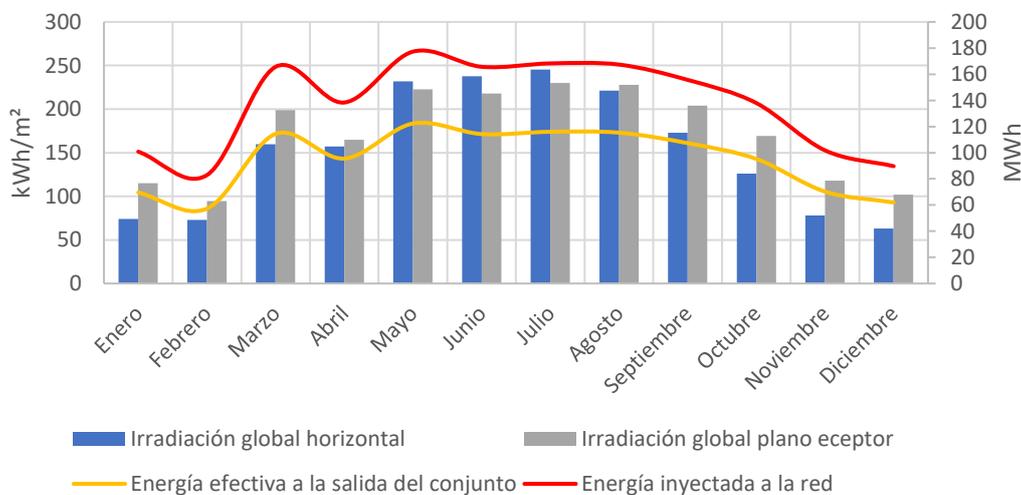


Figura 81: Energía producida mensualmente según PVSyst

14. IMPACTO AMBIENTAL

En esta sección del trabajo, se evaluarán los posibles impactos ambientales asociados a la instalación en términos de paisaje, vegetación y fauna. Es importante destacar que el embalse no se encuentra en un espacio de especial protección, que pudiera requerir acciones extraordinarias para hacer viable el proyecto.

Al ser un espacio público se deberá contar con la aprobación tanto del ayuntamiento de la localidad de Arcos de la Frontera, como de la Junta de Andalucía.

14.1. ASPECTOS GENERALES

La instalación no ocupa una extensión importante de agua, esto minimiza los efectos ambientales tanto los favorables como los desfavorables.

El principal efecto desfavorable es el impacto visual y la prohibición de acercarse a la instalación. El primero es escaso, debido al pequeño tamaño de la instalación en comparación con el embalse y al color oscuro de los módulos fotovoltaicos. El segundo queda anulado debido a la cercanía a la orilla norte del embalse, zona en la cual está prohibido el baño.

Por otro lado, no existen especies vegetales de especial protección en el entorno que se puedan ver afectadas por la puesta en marcha de la instalación o los anclajes de hormigón que se situarán en el lecho, por lo que no supondrá un riesgo en este sentido.

Finalmente, las características especiales de la instalación, hace que sea beneficioso para mantener la calidad del agua embalsada, evitando la aparición de organismos dentro del agua que puedan dañar el medio acuático. También servirá como protección contra la radiación solar evitando, aunque en este caso tan solo de forma testimonial, la evaporación de agua.



Figura 82: Aspecto final de la instalación en el embalse

14.2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

Una de las grandes ventajas de este proyecto, y de cualquier proyecto de energía renovable, es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, por tratarse de tecnologías de cero emisiones durante su funcionamiento.

Se puede estimar la reducción de la emisión de estas sustancias, que contribuyen al cambio climático como resultado de la realización de este proyecto. Para ello, basta con conocer el factor de emisión del mix eléctrico nacional o la emisión de cada una de las sustancias antes citadas por kWh producido en España.

COMERCIALIZADORA	FACTOR DE EMISIÓN 2018 (kg CO ₂ /kWh)
GAS NATURAL S.A.	0,41
IBERDROLA S.A. U	0,27
ENDESA ENERGIA, S. A	0,38
EDP ENERGÍA S.A.U.	0,23
VIESGO ENERGÍA, S. L	0,21

Tabla 9 Factores de emisión de las principales distribuidoras eléctricas de España. Fuente: Ministerio para la transición ecológica

La energía total generada en 30 años rondará los 12,64 GWh, suponiendo una degradación del 1% anual de la instalación. Por lo tanto, las toneladas de CO₂ que se conseguirán evitar emitir a la atmósfera serán:

$$\text{Reducción de CO}_2 = \text{Factor de emisión} * \text{Energía producida} \approx 4.800 \text{ toneladas de CO}_2$$

15. DESCRIPCIÓN DE TAREAS. DIAGRAMA DE GANTT

El presente proyecto se realizará en cinco fases:

- 1) **Fase de diseño:** En esta primera parte del proyecto se han realizado los cálculos de ingeniería que garantizan la viabilidad del proyecto. Esta parte del proyecto ha sido y ha sido realizada en gran medida en el presente documento, tan solo quedaría por realizar una comprobación del entorno del embalse, donde se llevará a cabo la obra civil y mediciones geológicas del vaso del embalse para garantizar que el equipo de amarre será suficiente.
- 2) **Fase de iniciación:** En esta segunda fase se realizarán los trabajos necesarios para realizar el montaje de la instalación. Primeramente, se pedirán los permisos necesarios para el desarrollo de la instalación, una vez conseguidos dichos permisos se comenzará el montaje de la playa de lanzamiento y el traslado de los materiales necesarios en la obra civil. Una vez construida la playa de lanzamiento se procederá a transportar y almacenar en la zona el resto de los equipos eléctricos de la instalación.
- 3) **Fase de montaje:** Se montarán los módulos fotovoltaicos en las estructuras flotantes en tierra y se irán poniendo en su localización final una a una. Cuando se tenga el campo de módulos fotovoltaicos ya en el agua se tensarán los amarres y se colocará la pasarela de acceso. A continuación, se construirá el centro de transformación en la playa utilizada en el lanzamiento de las estructuras y se realizarán las conexiones eléctricas necesarias.
- 4) **Fase puesta en marcha:** Una vez montada y conectada la instalación, se procederá a la puesta en marcha de la planta realizando las pruebas eléctricas y mecánicas oportunas. Se garantizará el correcto funcionamiento de la instalación y se procederá a conectarla a red y darla de alta a través de la empresa distribuidora, en este caso ENDESA.
- 5) **Fase final:** Una vez entre en funcionamiento la instalación se realizará un mes de estudio en profundidad a diario, de las características eléctricas del sistema y se comprobarán con las teóricas esperadas. Durante este mes también se realizarán las labores de mantenimiento oportunas que se hayan podido descuidar durante la fase de montaje. Una vez termine esta fase de estudio en profundidad, se realizará un seguimiento semanal de la planta indicando las variaciones que surjan respecto a la fase de diseño y garantizando el correcto funcionamiento de la instalación.

A continuación, se adjunta el diagrama de Gantt en el cual se pueden observar cada una de las cuatro primeras fases por separado. La fase final no se incluye en el diagrama al realizarse de forma periódica a lo largo de la vida útil de la instalación.

16. PRESUPUESTO

16.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este Estudio es analizar la rentabilidad económica y financiera de las inversiones a realizar en el conjunto de las obras comprendidas en este proyecto, explicando los principales gastos en el desarrollo y la instalación del sistema fotovoltaico, todos estos datos serán indicativos pues pueden variar a la hora de la realización y puesta en marcha.

Las obras están encaminadas al desarrollo y mantenimiento de la zona, optimizando el aprovechamiento de los recursos acuáticos disponibles en un marco de ingeniería sostenible.

Para obtener una valoración prudente de los efectos del sistema y en una amplia perspectiva, la evaluación realizada consiste en analizar la dimensión económica del proyecto al completo a través de una valoración de rentabilidad financiera de la inversión.

Este estudio es, por lo tanto, de una importancia fundamental, ya que nos va a permitir obtener la información necesaria para poder decidir si es conveniente o no llevar a cabo el proyecto, o por el contrario se deberá modificar algún apartado o simplemente concluir con que no es económicamente viable.

Se debe tener en cuenta que este estudio presenta una serie de limitaciones debido a la incertidumbre, por no conocer con exactitud cuál va a ser la evolución de los precios de la energía, de la mano de obra, de los materiales que han de renovarse en el futuro, etc.

Las cantidades de material son también candidatas para sufrir una variación a lo largo del desarrollo del proyecto. Por lo que se recomienda adquirirlos en exceso con el fin de evitar escasez en caso de necesidad, hay que indicar que el valor que más puede variar es el del cableado debido a las posibles variaciones de la localización final exacta. Esto último se debe principalmente a la necesidad de encontrar la mejor localización posible y por ello de realizar un estudio en detalle de la zona donde se situarán los bloques de hormigón de las sujeciones.

16.2. VIDA ÚTIL

Se toma como vida útil de la instalación 35 años. En este aspecto desde los fabricantes existen diferentes garantías de durabilidad de los materiales, mientras que las empresas encargadas de las estructuras flotantes garantizan un correcto funcionamiento en más de 35 años, otras como las encargadas de los módulos fotovoltaicos tan solo la garantizan durante 20-25 años.

16.3. INVERSIÓN INICIAL REQUERIDA

Esta inversión inicial está calculada en función de los precios ofertados por fabricantes del sector y también en función de los costes de otros proyectos similares al que se está realizando. Algunos de estos costes son:

- Costes de los materiales
- Coste del montaje
- Coste de los amarres al vaso del embalse

- Coste del cableado
- Coste de los sistemas de monitorización
- Coste de la conexión a Red

La inversión inicial será el desembolso que se produce en el momento inicial (año 0) y que es la cantidad que el inversor paga en el año inicial para conseguir la puesta a punto del proyecto.

A continuación, se muestra un desglose general, en este desglose también se mostrará el coste del kWp, teniendo en cuenta que la potencia nominal final de la instalación es de 1.040 kWp.

Concepto	Cantidad	Precio Unidad	Coste Total	Coste total por Wp (€/Wp)
Módulos fotovoltaicos	3.360	113 €	379.008 €	0,3639
Inversores	8	12.860 €	102.880 €	0,0988
Total de la plataforma	224	1.095 €	245.280 €	0,2355
Plataforma flotante	224	420 €	94.080 €	0,0903
Estructuras de los módulos	3.360	45 €	151.200 €	0,1452
Sistema de amarre y anclado	-	-	7.350 €	0,0071
Uniones elásticas	210	20 €	4.200 €	0,0040
Anclajes de hormigón	42	75 €	3.150 €	0,0030
Protecciones y monitorización	-	-	10.920 €	0,0105
Transformador	1	2.520 €	2.520 €	0,0024
Protecciones	-	1.900 €	1.900 €	0,0018
Monitorización	-	500 €	500 €	0,0005
Contadores	4	1.500 €	6.000 €	0,0058
Cableado	-	-	162.440 €	0,1560
Cableado CC	24.000	2 €	48.240 €	0,0463
Cableado CA	3.600	26 €	93.600 €	0,0899
Cableado Conexión a Red	1.500	45 €	67.500 €	0,0648
		TOTAL	954.778 €	0,9166

Tabla 10: Desglose de costes de los materiales

Lo que es la instalación en sí, requerirá una inversión de 954.778 €, sin embargo, se han de tener en cuenta una serie de variables que incrementarán la inversión inicial requerida.

Los valores que se han de tener en cuenta son:

- Coste de la mano de obra, para el montaje y puesta en marcha de la instalación.
- Coste de ingeniería para los estudios necesarios y el desarrollo de la instalación.
- Contingencia del 5% del presupuesto
- Impuestos:

- Se debe de tener en cuenta el pago del Impuesto Sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), este impuesto consiste en un impuesto indirecto que toma un valor de 3,39% del coste total de la obra.
- Se ha de considerar también el coste de obtención de la licencia de obra, el coste en este concepto se estima en un 2,57 % del presupuesto inicial de la obra.

Concepto	Cantidad	Precio Unidad	Coste Total	Coste total por Wp
Ingeniería	5000	60	300.000 €	0,3456
Montaje y puesta en marcha	8000	24	192.000 €	0,4147
Transporte	-	-	80.000 €	0,0960
Materiales	-	-	954.778 €	0,9166
Subtotal			1.526.778€	1,4658

Tabla 11: Desglose de coste incluyendo horas de trabajo

Concepto	Coste Total	Coste total por Wp
Subtotal	1.526.778 €	1,4658
Contingencia	76.339 €	0,0733
ICIO	51.758 €	0,0497
Licencia de Obra	39.238 €	0,0377
Total	1.694.113 €	1,6265

Tabla 12: Desglose final de costes

Se observa que la inversión inicial supera los dos millones de euros con un precio de 1,6265 € el Wp instalado, un valor por encima de lo normal para instalaciones fotovoltaicas tradicionales que se encuentran actualmente en torno a los 1,4 €/Wp como se puede observar en la Figura 9: Progresión de los valores del CAPEX (gastos en capital) en solar fotovoltaica. Fuente: "Informe Anual UNEF 2017" (UNEF) Se puede comparar este valor con el de instalaciones ya en funcionamiento y se observa que se encuentra en los valores medios de este tipo de instalaciones.

AÑO	PROYECTO	PROVINCIA	CAPEX (EUR)	POTENCIA PICO (KWP)	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH/AÑO)	GRADO DE COBERTURA (%)	LCOE (€/KWH)	€/WP	AHORRO ECONÓMICO (EURO/AÑO)
2012	Edificio EREN	León	28300	4,2	5725	5,8%	4,94	6,74	1082
2013	Edificio Casa Del Barco	Valladolid	33576	15,6	13300	22,6%	2,52	2,15	4518
2014	Colegio Padre Muriel	Cádiz	13930	10	16105	70,0%	0,86	1,39	1990
2015	Ayuntamiento de Hinojales	Huelva	9056	4,32	4320	51,6%	2,10	2,10	740
2016	Ayuntamiento de Campofrío	Huelva	10900	5,28	5250	9,7%	2,08	2,06	850
2017	Ayuntamiento de Berrocal	Huelva	6840	3,36	3360	65,2%	2,04	2,04	630

Tabla 13: Datos de instalaciones fotovoltaicas ya instaladas. Fuente: EnerAgen

16.4. COSTES DE OPERACIÓN

Los costes de operación de la instalación se pueden resumir en tres categorías:

- **Costes de operación y mantenimiento:** Incluye todos los costes derivados del mantenimiento periódico de los paneles y equipos auxiliares. Los propios operarios serán responsables de llevar a cabo estas operaciones de limpieza y revisión. Esta partida asciende a unos 6.000 €/ MWp.
- **Costes en seguros:** se contrata un seguro para este tipo de instalaciones para cubrir perjuicios por robo o accidentes que asciende a unos 5.000 € para la instalación en cuestión.
- **Costes de seguridad:** Se opta por instalar un sistema de alarmas de seguridad y videovigilancia para garantizar la seguridad de los equipos. Este sistema ha sido explicado en el punto [9.3.5 SEGURIDAD](#) El coste de este sistema será algo mayor al habitual por tratarse de una infraestructura de alto valor añadido, esta partida ascenderá a 2.000 € anuales.

Concepto	Coste
O&M	6.144 €
Seguro	5.000 €
Seguridad	2.000 €
Total	13.144 €

Tabla 14: Costes operativos

16.5. INGRESOS DE OPERACIÓN

Los ingresos derivados de la operación de la instalación objeto de este proyecto se producirán debido a la venta de energía a la red, por ello el punto de mayor importancia es el precio del kWh de venta. La instalación tendrá una producción anual de energía en torno a los 1.652 MWh.

En el marco energético actual una instalación generadora fotovoltaica se ve obligada a competir con el resto de las tecnologías de generación. El motivo es que de acuerdo con el Real Decreto 413/2014, aun existiendo unas retribuciones reguladas para las tecnologías de generación de origen renovable el precio de venta de la energía generada por fuentes de origen renovable no queda fijado por la legislación.

Estas retribuciones hacen variar considerablemente este precio de venta, pero para este caso de estudio no se tendrán en cuenta debido a los siguientes motivos:

- Primeramente, las expresiones que permiten obtener los beneficios exactos presentan una complejidad elevada debido a que necesitan ciertos datos que no pueden ser conocidas en la etapa de diseño, un ejemplo de ello puede ser la fecha de inicio de operación de la instalación. No obstante, la inclusión de dichas retribuciones requeriría un análisis económico con un detalle elevado.

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

- En segundo lugar, hay que tener en cuenta la variabilidad del marco regulatorio del sector de las energías renovables, las retribuciones de que disponen actualmente podrían variar en años futuros o incluso desaparecer. En el caso de que desapareciesen o disminuyese su valor, el haberlas incluido supondría haber obtenido unos indicadores económicos del proyecto excesivamente optimistas.

Por lo tanto, el precio de venta de la energía seguirá la siguiente expresión:

$$p_{venta}(\text{€/kWh}) = p_{med} - peaje_{acceso} - coste_{representación}$$

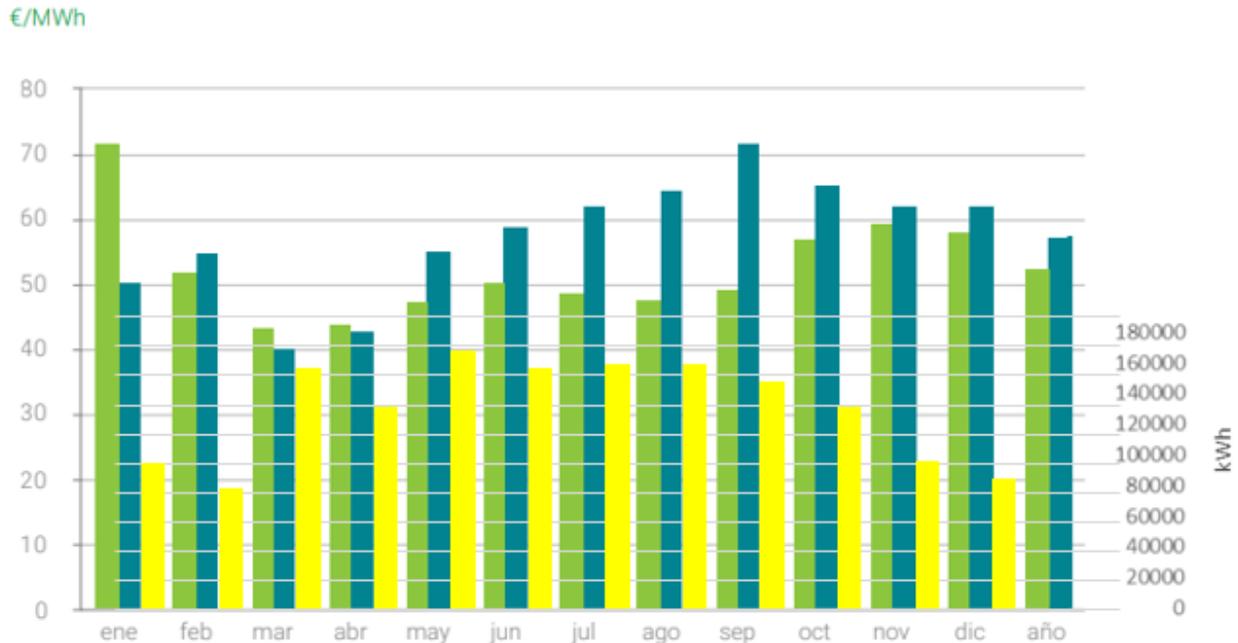


Figura 83: Energía inyectada a la red mensualmente de la instalación (Amarillo). Precio megavatio España 2017 (Verde), Precio megavatio España 2018 (Azul). Fuente: OMIE

Las transacciones de energía en el mercado eléctrico son resultado de tasaciones diarias entre compradores y vendedores. Por este motivo, el productor particular de energía, como es el caso de la instalación en cuestión ha de recurrir a un representante en el mercado eléctrico. La función de este agente es gestionar la venta de energía generada por la instalación. Por las actividades que realiza, el representante recibe unos ingresos que se dan en general en €/kWh. Para este análisis se considerará un valor medio de 80 c€/MWh³⁰.

Otro coste que se debe tener en cuenta el peaje de acceso a la generación, este valor es de 50 c€/kWh³¹. Este dato es debido al hecho de que el utilizar las instalaciones de la red eléctrica como medio para transportar la energía eléctrica que se vende lleva asociado un desgaste de dichas instalaciones.

³⁰ Gesternova Energía: <https://gesternova.com/quien-es-quien-en-el-sistema-electrico-espanol-ii/>

³¹ Los peajes de acceso y cargos :<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>

Por último, aplicando la expresión antes mostrada y teniendo en cuenta el precio de venta de energía mensual promedio de 2018, se conseguirán los siguientes beneficios:

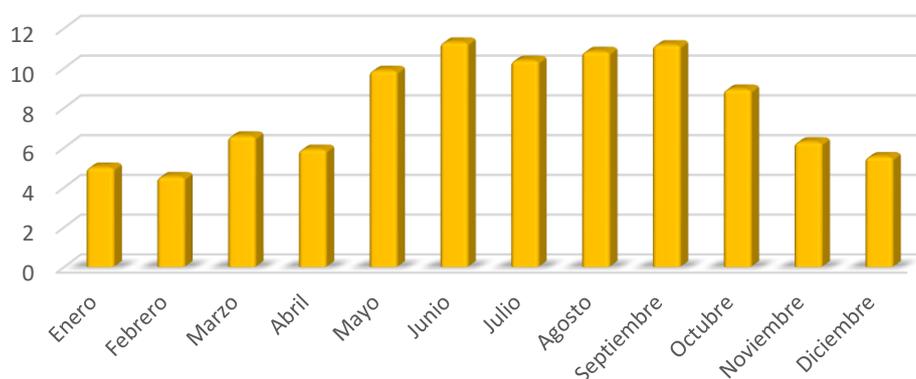


Figura 84: Beneficios obtenidos mensualmente de la venta de energía en miles de euros.

Se puede observar que los meses de mayores beneficios son los meses de verano debido al aumento de la producción y al aumento del precio del kWh, principalmente por la caída de producción eléctrica de las centrales hidroeléctricas y eólicas.

Para finalizar, los ingresos anuales por la venta de energía se sitúan en torno a los 97.000 €.

16.6. INDICADORES FINANCIEROS

Una vez calculados los ingresos y costes del proyecto, se procede a calcular las variables VAN (Valor Actualizado Neto) y TIR (Tasa Interna de Rentabilidad), variables en las que se basará la viabilidad económica del proyecto.

16.6.1. VALOR ACTUALIZADO NETO

El Valor Actual Neto (VAN) se define como la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja que se esperan del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial realizada.

Cuando obtenemos un VAN positivo, el proyecto puede considerarse rentable, dado que cabría esperar beneficio. Cuanto mayor sea el valor del VAN, mejor. Se debe tener en cuenta que un valor positivo del VAN no quiere decir que la inversión sea interesante, simplemente significa que los ingresos superarán a los gastos en los años medidos y, por lo tanto, recuperaremos la inversión. Se debe por tanto valorar junto con el VAN el riesgo que tiene el proyecto y la incertidumbre que puede existir a futuro.

El VAN se obtendrá por diferencia del pago de la inversión y los flujos de beneficios, cuya formulación corresponde a la siguiente expresión:

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

Siendo:

I_0 : Inversión inicial

f: Flujo neto de cada periodo

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

k: Tipo de interés exigido

n: Numero de periodos, en este caso 25 años

Los ingresos se calculará una pérdida de producción de un 1% anual debido al envejecimiento de la instalación, pero por otro lado se tiene en cuenta que a lo largo de los años el precio de la electricidad no ha dejado de subir, esta subida ha sido cercana al 5% anual. Por ello siendo conservadores se calcula un aumento de los ingresos de un 2% anual.

Por lo que el balance económico será:

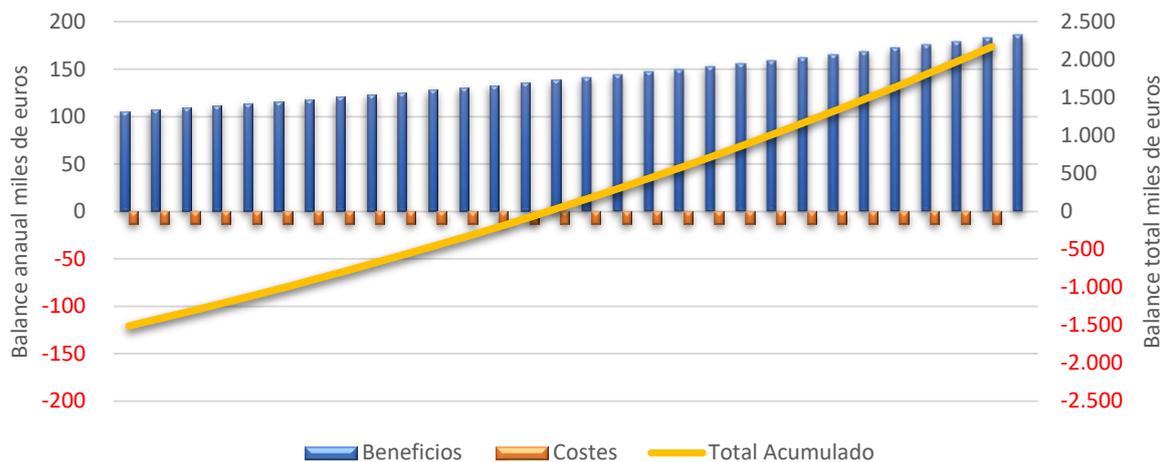


Figura 85: Balance económico a 30 años.

Por lo tanto, el payback se sitúa en 15 años y los beneficios finales se sitúan en **1.340.000 €** a los 25 años y **2.170.000 €** a los 30 años.

El VAN por su parte:

Años	VAN (miles de €)		
	2%	4%	10%
5	-1.241	-1.267	-1.331
10	-783	-874	-1.079
15	-319	-514	-905
20	149	-183	-784
25	622	119	-700
30	1.099	396	-642

Tabla 15: Valores del VAN en miles de euros en función de los años de funcionamiento y del tipo de interés exigido

16.6.2. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD

La tasa interna de rentabilidad el tipo de interés que igualaría el VAN a un valor de 0. Es otro marcador económico que nos da una idea de la rentabilidad del proyecto. Para que el proyecto pudiera interesar económicamente, el TIR obtenido debería ser mayor al tipo de interés nominal que dan los Bonos del Estado, pues cabe esperar que éstos sean los activos con más seguridad de los mercados financieros.

Abraham Zuazo Saenz de Viteri

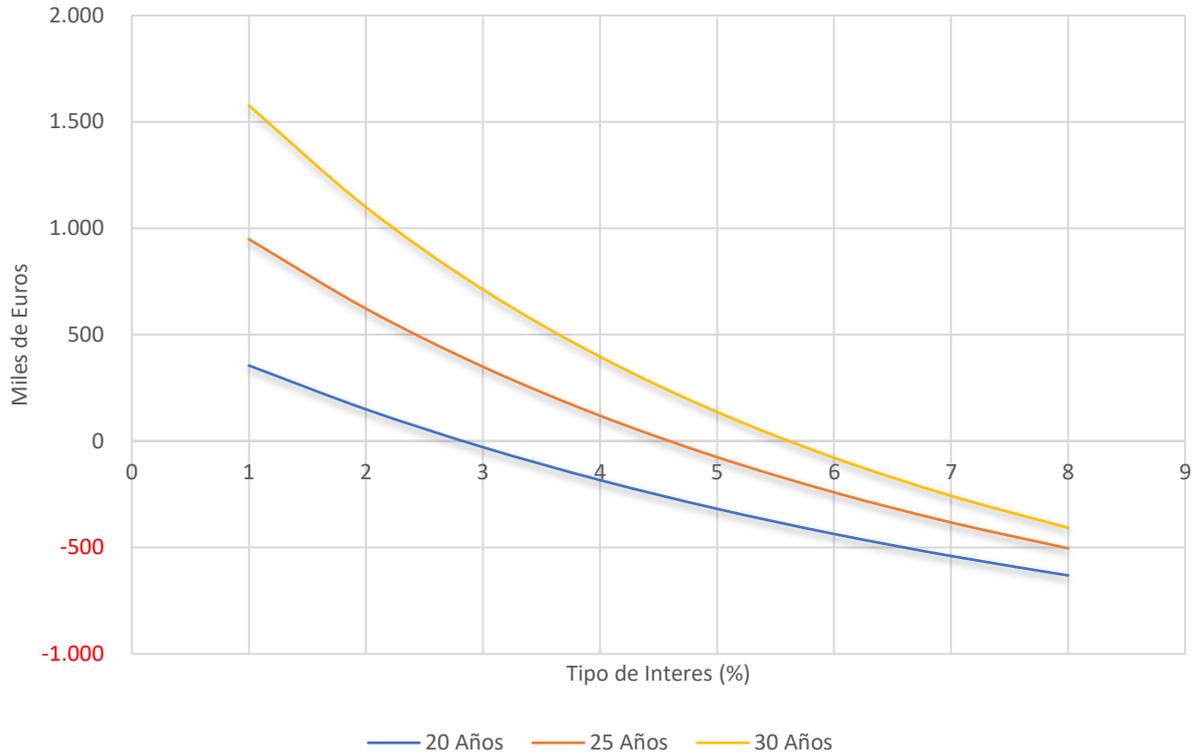


Figura 86: Variación del valor de VAN en función del tipo de interés

Por lo que el TIR será:

Años	TIR
20	2,83%
25	4,59%
30	5,61%

Tabla 16: Valores del TIR en función de los años de funcionamiento

Anteriormente para el cálculo del VAN se ha trabajado con un tipo de interés del 4%. Dicho valor se ha escogido teniendo en cuenta el tipo de interés que ofrecen las “Obligaciones del Estado”, que son títulos de deuda a muy largo plazo, en este caso se podría asemejar a un proyecto como el que se está analizado, con una vida útil de entre 25 y 30 años. Por ello, como mínimo se esperaría un TIR superior al 4%, dado que habría que tener en cuenta también las variables del riesgo que vienen implícitas en proyectos de estas características.

17. CONCLUSIONES

Este trabajo se inicia con el objetivo de diseñar un sistema fotovoltaico flotante capaz de generar energía eléctrica para suministrar a la red de manera efectiva. Como novedad, se ha propuesto situar la instalación fotovoltaica sobre una superficie de estructuras flotantes que permitan ubicar el conjunto de módulos fotovoltaicos sobre el pantano de los Arcos. Partiendo de datos ofrecidos por empresas del sector se ha trabajado con la mejora de rendimiento ofrecido por la mayor refrigeración del sistema.

A continuación, se hará un resumen de los principales parámetros de diseño de dicha instalación:

- Se utilizarán flotadores especiales para plantas fotovoltaicas provistas por fabricantes especializados. Estos flotadores constarán de estructuras de metal ligeras que situarán al panel con una inclinación de 32º y orientación sur.
- El sistema de amarre se realizará mediante pesos de hormigón situados en el vaso del embalse y a través de uniones en la orilla situada en la zona norte de la instalación, donde además se situará la pasarela de acceso a la instalación.
- La potencia instalada de la instalación es de 1.041.600 Wp, lo que supone que la instalación estará compuesta de 3.360 paneles de 310 Wp cada uno.
- Se utilizarán 8 inversores con potencias nominales de 100 kW.
- La superficie de agua del embalse cubierta por la instalación será de 1,2 hectáreas.
- La producción en 30 años rondará los 12,64 GWh.
- La inversión inicial total del proyecto ascenderá a 1.694.113 €.

De manera general se pueden extraer las siguientes conclusiones del proyecto:

- **Amortización del proyecto en 15 años. Viabilidad económica del proyecto:** A pesar del largo periodo de payback que se calcula, se espera que de forma general este dato disminuya debido a haber tomado siempre el peor escenario posible en cuanto a generación y venta de energía. Por otro lado, la viabilidad del proyecto ha quedado demostrado tanto a 25 años que es la vida útil garantizada del sistema como a 30 años dato con el cual se suele trabajar en este tipo de instalaciones.

Al tratarse de un sistema conectado a red el cálculo de producción se ha hecho de forma conservativa pues no importa que en el proyecto real existan excedentes respecto a lo calculado, de todas formas, se deberá comprobar la evolución del sistema a lo largo del tiempo con el fin de garantizar la viabilidad de este tipo de proyectos.

- **Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero:** Como se indicó al comienzo del proyecto los beneficios medioambientales son junto con los económicos los más destacables es de esperar que este tipo de sistemas se fomenten en un futuro debido a la emergencia climática actual. Como ya se ha indicado anteriormente este proyecto permite conseguir una reducción de emisiones de CO₂ que rondarán 4.800 tCO₂ a lo largo de la vida de este.
- **Innovación tecnológica:** Esta instalación sería la primera instalación de generación eléctrica fotovoltaica flotante del estado y pasaría a ser la mayor planta europea de

estas características. Por ello, esta instalación no solo serviría a nivel empresarial, sino que también a nivel científico pues permitiría demostrar la alta efectividad de estos sistemas pudiendo servir como pionera en el mundo de las energías renovables.

- **Posibilidad de mejora en un futuro:** Esta instalación se podrá mejorar en un futuro a través de diferentes modificaciones, estas pueden ser:
 - Seguidores solares: Se podrán añadir seguidores solares de uno o dos ejes a los módulos fotovoltaicos mejorando el rendimiento de la instalación debido al aumento de radiación captada.
 - Paneles Bifaciales: Una tecnología aún en desarrollo que puede ser implantada en el momento de sustituir los módulos actuales.
 - Optimizadores: Incluir optimizadores en los paneles fotovoltaicos de forma que se pueda maximizar en todo momento la energía captada por el sistema. Al igual que en el caso de los sistemas bifaciales son tecnologías con escaso recorrido por lo que su implantación en años futuros puede ser interesante.
- **Situación actual de la energía fotovoltaica:** A lo largo del proyecto se ha hecho hincapié en que este tipo de sistemas dependen en gran medida de la legislación estatal que los rige. En este aspecto hoy en día esta instalación, como se puede observar, es rentable a pesar de competir en desventaja contra otras formas de generación eléctrica, punto que es previsible que varíe en los próximos años.

Actualmente las energías fotovoltaicas siguen sin ser la forma de generación eléctrica más económica, siendo los aerogeneradores por lo general la más rentable, aunque año tras año se consiguen mejoras importantes que hacen previsible que a lo largo de los años posteriores esta instalación evolucione de forma considerable, tanto en el ámbito tecnológico como en el económico.

Para finalizar indicar que como alternativas en esta instalación pueden existir las siguientes:

- Conectar la instalación al polígono industrial de los Arcos de la Frontera, permitiendo reducir las tasas de conexión a la red y consiguiendo autoabastecer eléctricamente en parte a las empresas allí situadas.
- Reducir el tamaño de la instalación y situarla junto a los locales comerciales de la orilla sur del embalse, permitiendo el autoconsumo de estos.
- Situar la instalación junto a la presa del embalse de Arcos y conectarla a la instalación eléctrica de esta. Se aumentará el coste de la instalación de transporte de la energía hasta la red eléctrica, pero permitirá aislar de la red toda la instalación de la presa.
- Colocar la instalación junto a la presa del embalse de Bornos, de esta manera se puede conectar la planta a la central hidroeléctrica del embalse, consiguiendo un ahorro importante en la conexión a la red y simplificando la instalación eléctrica. Como punto negativo es importante destacar que el sistema de anclaje y flotación deberá ser más complejo debido a las importantes variaciones de nivel de agua que sufre este embalse.

Como se puede observar muchas de las alternativas más sencillas son variaciones hacia el autoconsumo eléctrico, pues una vez más las variaciones en la legislación de estas

instalaciones permite actualmente combinar de forma sencilla y rentable el autoconsumo y la generación a red.

18. FUENTES DE INFORMACIÓN

Para la realización de este proyecto la información obtenida ha sido obtenida principalmente de informes oficiales ofrecidos por las instituciones y organismos. Así como, de fragmentos de documentos de estudios similares y datos ofrecidos por empresas del sector.

Algunos de los informes con los que se ha trabajado son:

- “Where sun meets water” Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP):
http://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/ESMAP_FloatingSolar_Web_FINAL.PDF
- “Informe Anual UNEF 2018” Unión Española Fotovoltaica (UNEF):
<https://unef.es/descargas/download-category/informes-unef/>
- “La Energía Solar Fotovoltaica en España: Desarrollo Actual y Potencial” Unión Española Fotovoltaica (UNEF):
https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2017/10/unef-deloitte-analisis-economico.pdf
- “Global Market Outlook for Solar Power” Solar Power Europe:
<http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>
- “Grid Intelligent Solar” Solar Power Europe:
http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/12/4018_SPE_Grid_Intelligent_Solar_report_05_hr.pdf
- “Energía del sol 2017” Red Eléctrica de España (REE):
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias-renovables/informe-2017>
- “Informe anual sostenibilidad 2018” Red Eléctrica de España (REE):
<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/informe-sostenibilidad-2018-ree.pdf>
- “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2017” Red Eléctrica de España (REE):
https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2017.pdf
- “Renewable Energy and Jobs; Annual Review 2018” Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA):
https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2018.pdf
- “Floating PV Plants” NRG Island:
<http://www.nrgisland.com/2019-datas/NRG%20ISLAND%20-%20Brochure%20ENG.pdf>
- “Energía solar” ABB España:
https://library.e.abb.com/public/e5c9a44dae034dcb83cef3a96527160e/Revista%20ABB%202-2015_72dpi.pdf

Otra de las fuentes principales de información han sido las empresas del sector, estas son:

- Isofloating: <https://www.isifloating.com/>
- Ciel Et Terre: <https://www.ciel-et-terre.net/>
- Stansol Energy: <http://www.stansolgroup.com/>
- Endesa Distribución: <https://www.endesadistribucion.es/es/index.html>

A nivel normativo y legislativo se ha obtenido información de las siguientes fuentes:

- Ministerio de Industria, Energía y Turismo
- Ministerio de Fomento
- Ministerio de ciencia y tecnología
- Junta de Andalucía
- Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables (CEMAER)
- Sevillana Endesa
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

La información meteorológica y las características generales de la localización se han obtenido de:

- Agencia estatal de meteorología (AEMET)
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)
- Ministerio de medioambiente
- Agencia andaluza de la energía
- Instituto de estadística y cartografía de Andalucía
- Instituto geográfico nacional

El sistema se ha dimensionado de forma manual buscando siempre la optimización de este, esto ha sido posible siguiendo los siguientes documentos:

- “Conexión a red de sistemas fotovoltaicos” H. Boileau Universidad de Savoie, FR
- “Sistemas fotovoltaicos, Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica” Miguel Alonso Abella
- “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” IDAE

Para completar los cálculos realizados manualmente se han utilizado los siguientes programas:

- PVSyst 6.8.0
- Advance Steel 2020
- SIScet 8.0
- E3 Series
- Helio Scope

Para finalizar otras fuentes de información no oficiales han sido:

- Ingelibre: <https://ingelibreblog.wordpress.com/>
- DiarioRenovables: <https://www.diariorenovables.com/>
- China Energy Conservation and Environmental Protection Group (CECEP): <http://www.cecep.cn/>
- Kyocera TCL Solar LLC: <https://global.kyocera.com/>
- Pager Power: Urban and Renewables: <https://www.pagerpower.com/>
- PVEurope: <https://www.pveurope.eu/>
- Ferrovial: <https://www.ferrovial.com/es/>
- Sun Fields Europe: <https://www.sfe-solar.com/>
- Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE): <https://www.entsoe.eu/>

ANEXO I: CÁLCULOS

1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Para conseguir la mejor captación de luz y sacar el máximo rendimiento de los paneles solares es importante que se encuentren bien orientados y con el grado de inclinación más adecuado a la temporada de uso de la instalación fotovoltaica.

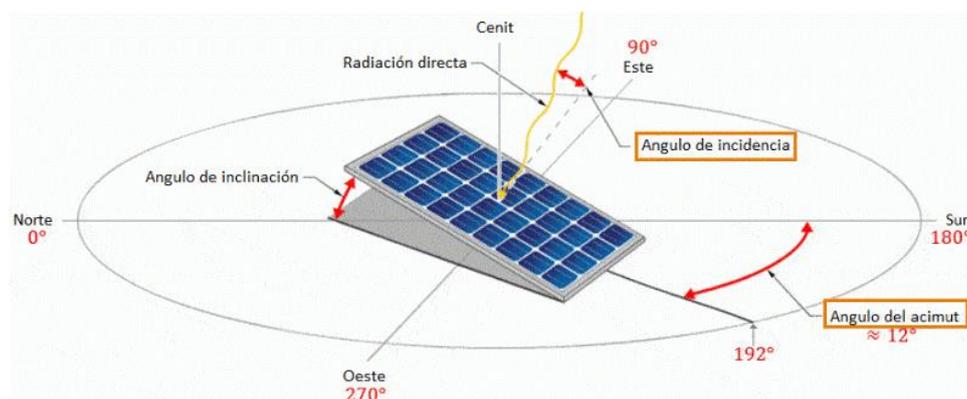


Figura 87: Esquema explicativo de los ángulos de posicionamiento. Fuente: Sun Fields Europe

En el caso de un sistema como en el que se está trabajando la orientación óptima será al sur, al encontrarnos en el hemisferio norte. Importante hay que indicar que esta orientación es posible debido a la ausencia de sombras exteriores a la instalación, en el caso de encontrarse sombras de objetos ajenos a la instalación es posible que este valor se deba variar.

Por otro lado, se debe cuantificar también la inclinación de los paneles, se debe tener en cuenta que el objetivo de las instalaciones conectadas a red no es obtener una generación homogénea a lo largo del año, como ocurre en las instalaciones aisladas, sino generar la mayor cantidad de energía posible. La localización escogida se encuentra en una latitud de 36° , por lo que la inclinación de los paneles se debe situar en torno a este valor.

Existen varios métodos para calcular esta inclinación óptima:

- Método en función del periodo de tiempo y el uso: Existen expresiones que permiten calcular la inclinación óptima dependiendo del uso.

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación necesaria	Inclinación óptima
Conectadas a red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de Agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Aisladas de consumo constante	Anual	Periodo de menor radiación (invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Tabla 17: Valores de inclinación genéricos

Siendo: ϕ : Latitud de la localización, sin signo y en grados.

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptimo, también en grados.

- Criterios Técnicos: Dependiendo de la climatología de la zona, a veces no se puede aplicar criterios de máxima captación. En lugares con nevadas frecuentes se requiere inclinaciones cercanas a los 90º para evitar acumulaciones sobre la superficie del módulo. En zonas desérticas, para evitar la acumulación de arena la inclinación mínima debe ser de 45º y en regiones lluviosas tropicales la inclinación mínima es de 30º.
- Método de la inclinación óptima anual: La siguiente fórmula expresa la inclinación óptima anual para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un captador solar estático. Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \phi = 4,7 + 0,75 * 36 = 31,7 \approx 32^\circ$$

2. NÚMERO DE PANELES

Es importante dimensionar correctamente el campo de captación (GFV) en función del inversor escogido con el objetivo de trabajar en las de zonas de máxima potencia de ambos y conseguir de esta minimizar las pérdidas en el acoplamiento.

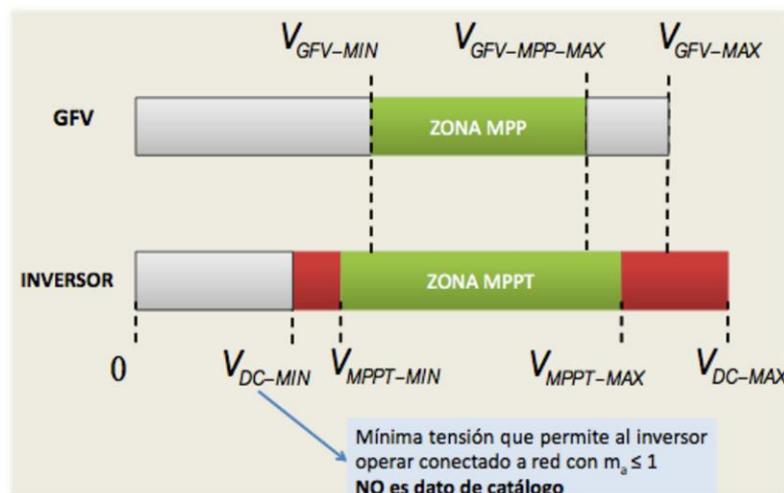


Figura 88: Correcto acoplamiento entre el campo fotovoltaico y los inversores.

Se comenzará definiendo el número máximo de paneles en serie por inversor que se admiten, se comprueba a través de los datos ofrecidos por los fabricantes los valores máximo y mínimo de funcionamiento:

$$\frac{V_{MPPT-MIN}}{V_{MOD-MPP}} \leq N_s \leq \frac{V_{DC-MAX}}{V_{MOD-OC}}$$

$$V_{MOD-MPP}(G_{STC}, T_{MAX}) = V_{MOD-MPP-STC} + \beta_V \cdot (T_{MAX} - 25^\circ C)$$

$$V_{MOD-OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{MOD-OC-STC} + \beta_V \cdot (T_{MIN} - 25^\circ C)$$

$$T_{MAX} = T_{AMB-MAX} + G_{MAX} \cdot \frac{NOTC - 20^{\circ}C}{0,8}$$

Los datos se tomarán de manera conservadora:

$$T_{AMB-MAX} = 45^{\circ}C; \quad T_{MIN} = -5^{\circ}C; \quad G_{MAX} = 1 \frac{kW}{m^2}$$

Por ello:

$$T_{MAX} = 45 + 1 \cdot \frac{45 - 20}{0,8} = 76,25^{\circ}C$$

$$V_{MOD-MPP} = 37,98 + 0,32 \cdot (76,25 - 25) = 54,38 V$$

$$V_{MOD-OC} = 45,01 + 0,32 \cdot (-5 - 25) = 35,41 V$$

$$\frac{V_{MPPT-MIN}}{V_{MOD-MPP}} = \frac{460 V}{54,38 V} = 8,46$$

$$\frac{V_{DC-MAX}}{V_{MOD-OC}} = \frac{820 V}{35,41 V} = 23,15$$

$$9 \leq N_s \leq 23 \text{ módulos en serie}$$

Por otro lado, en paralelo comprobamos cuál es el valor máximo aceptable.

$$N_p \leq \frac{I_{DC-MAX}}{I_{MOD-SC}}, \text{ siendo:}$$

$$I_{MOD-SC}(G_{STC}, T_{MAX}) = I_{MOD-SC-STC} + \alpha_I \cdot (T_{MAX} - 25^{\circ}C)$$

$$I_{MOD-SC} = 8,66 + 0,05 \cdot (76,25 - 25) = 11,2225 A$$

$$\frac{I_{DC-MAX}}{I_{MOD-SC}} = \frac{341 A}{11,2225 A} = 30,37 \approx 30 \text{ cadenas en paralelo como máximo}$$

Por ello se opta por tomar el valor de 14 paneles en serie, con esta configuración se consigue una potencia máxima en torno a 1,25 veces la potencia nominal del inversor, como se puede observar a continuación.

$$P = 1,25 \cdot 100 = 125 kW$$

Cadenas Paralelo	Paneles Serie	Total	Potencia (kW)
28	12	336	104,16
28	13	364	112,84
28	14	392	121,52
28	15	420	130,2

28	16	448	138,88
28	17	476	147,56
28	18	504	156,24
28	19	532	164,92
28	20	560	173,6

Tabla 18: Configuraciones y potencias de la planta

3. NÚMERO DE INVERSORES

El número de inversores para tratar de obtener una potencia cercana al megavatio será:

$$N = \frac{1.000.000 \text{ vatios}}{310 \text{ vatios módulo} * 28 \text{ cadenas en paralelo} * 14 \text{ módulos en serie}} = 8.21 \approx 8 \text{ inversores}$$

Con esta configuración se consigue una potencia algo superior al megavatio, por otro lado, estos 8 inversores a continuación se conectarán al transformador de potencia para ser volcada la energía a la red.

Por otro lado, el número total de paneles necesarios será:

$$N = N_{\text{serie}} * N_{\text{paralelo}} * \text{Inversores} = 14 * 28 * 8 = 3.360 \text{ paneles fotovoltaicos}$$

Por ello la superficie de paneles necesaria será de:

$$\begin{aligned} \text{Superficie} &= N_{\text{paneles}} * \text{Largo} * \text{Alto} = 3.360 * 1,956 * 0,992 \\ &\approx 6.520 \text{ m}^2 \text{ de paneles fotovoltaicos} \end{aligned}$$

Y una potencia nominal de:

$$W_p = \text{Paneles} * \text{Potencia} = 3.360 * 310 = 1.041 \text{ kW}_p$$

4. DISTANCIA ENTRE PANELES

Se procede a calcular la distancia mínima que debe existir entre las diferentes filas de paneles, con el objetivo de maximizar en todo momento la radiación solar captada por el sistema.

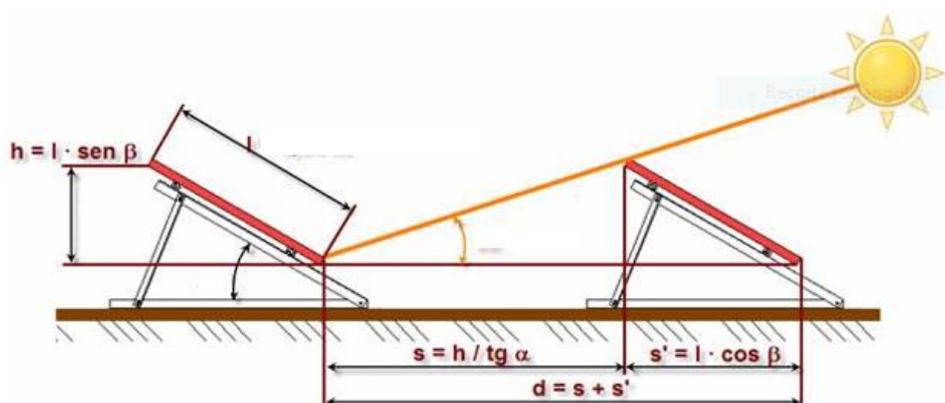


Figura 89: Esquema para calcular la distancia entre los módulos.

Para ello los módulos no deben darse sombras entre sí, al menos durante 4 horas en el día más desfavorable del año, el solsticio de invierno.

La altura h depende de la inclinación de los módulos, en el caso de estudio 32º y la altura de los paneles de la estructura, al ser un sistema flotante no se aconseja situar los módulos uno sobre otro por lo que se sitúan de forma contigua y verticalmente consiguiendo así la máxima potencia necesitando la mínima superficie.

$$s = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = \frac{1,0365}{\tan(61 - 36,75)} = 2,3 \text{ metros}$$

$$h = 1,956 * \text{sen}(32) = 1,0365 \text{ metros}$$

$$s' = 1,956 * \text{cos}(32) = 1,658 \text{ metros}$$

$$d = s + s' = 2,3 + 1,658 = 3,958 \text{ metros}$$

Con estos valores se puede realizar una estimación del tamaño real de la instalación y de las pérdidas debidas al sombreado proveniente de las placas cercanas.

El tamaño de la instalación vendrá dado por el tamaño de cada una de las estructuras de flotación.

$$\text{Area ocupada} = \frac{\text{Paneles totales}}{\text{Paneles estructura}} * \text{Area estructura} = \frac{3.360}{15} * 11,5 * 5,1 = 13.137,6 \text{ m}^2$$

Por ello, la superficie de la instalación incluyendo los elementos auxiliares de transformación y control, junto con la pasarela de conexión a tierra rondará los 13.300 m².

5. CABLEADO

A continuación, se dimensiona el cableado de la instalación, en todos los valores se tomarán de forma conservativa. Para ello generalmente se ha de fijarse en tres apartados diferentes:

- **Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.**

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

- **Criterio de la caída de tensión.**

La resistencia propia del cable condiciona que a mayor intensidad se transporte más potencia se pierde en el cable o mayor caída de tensión se da. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud, en el caso de estudio no debería ser influyente.

- **Criterio de la intensidad de cortocircuito**

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, debido a un cortocircuito o una sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250°C para cables con aislamientos termoestables. Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión, como en la que se está trabajando, sobre todo en el lado de alterna.

Las conexiones estarán aisladas con mezclas adecuadas de compuestos poliméricos y correctamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el agua, además deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a los que se puedan someter.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 19: Cableado normalizado

Material	γ ₂₀	γ ₇₀	γ ₉₀
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Tabla 20: Conductividad de cables eléctricos

Se realizarán los cálculos para la sección de cable de corriente continua, el conductor con el que se trabajará será cobre. Para hallar la sección mínima aceptable se aplicará el criterio de caída de tensión máxima aceptable.

$$S = \frac{2 * I_{MPP} * L}{\Delta V * \sigma * V_{MPP}} = \frac{2 * 8,09 * 15}{0,05 * 28 * 38,32} = 4,524 \text{ mm}^2$$

- L : Longitud del cable máxima entre los módulos y los inversores.
- I_{MPP} : Intensidad de máxima potencia del módulo.
- σ : Conductividad del aluminio a 90º C, se escoge el valor más conservador, para un conductor con un diámetro mayor o igual 1 mm
- ΔV : Caída de tensión máxima admisible
- V_{MPP} : Voltaje de máxima potencia del módulo.

El valor de cable inmediatamente superior normalizado disponible es de 6 mm².

Se comprueba que esta sección de cable puede admitir la intensidad máxima marcada por la norma para instalaciones de este tipo.

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla 21: Intensidades máximas admisibles en CC

$$I_{MAX} = 1,25 * I_{SC} = 1,25 * 8,66 = 10,825 \text{ A}$$

Se puede observar que la intensidad máxima a la que se puede llegar a trabajar es suficientemente menor que los máximos aceptados.

Para el caso de corriente alterna también se tiene una expresión para calcular la sección mínima según el criterio de caída de tensión admisible.

$$S = \frac{\sqrt{3} * I_{RMS} * L * \cos \varphi}{\Delta V * \sigma * V_{\phi\phi}} = \frac{\sqrt{3} * 145 * 350 * 0,8}{0,05 * 44 * 400} = 79,91 \text{ mm}^2$$

- L : Longitud del cable máxima entre los inversores y el transformador.
- I_{RMS} : Intensidad nominal de salida del inversor en el lado CA.
- σ : Conductividad del cobre a máxima temperatura
- ΔV : Caída de tensión máxima admisible

- $V_{\phi\phi}$: Tensión entre fases

En este caso la sección escogida es de 95 mm².

6. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Para dimensionar correctamente el centro de transformación se han de llevar a cabo algunos cálculos básicos que se expondrán a continuación. Todos estos cálculos estarán definidos en el pliego de condiciones presentado por la empresa suministradora ENDESA.

6.1. VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El transformador al estar en funcionamiento genera una alta cantidad de calor, que ha de ser evacuado por ello se garantizará la renovación del aire utilizando preferentemente un sistema de circulación de aire mediante ventilación natural.

El flujo de aire se establecerá por la diferencia de temperaturas del aire en la entrada y en la salida. El proceso de renovación tiene lugar alrededor de los radiadores del transformador, se establece una corriente de aire ascendente, provocando la entrada de aire más frío por las rejillas inferiores y la salida del aire caliente por las rejillas situadas en la parte más alta del CT.

6.1.1. VENTILACIÓN NATURAL

Para el cálculo de la sección de las rejillas de ventilación se utiliza la siguiente expresión, depende de la potencia calorífica evacuada por circulación natural de aire, desde un recinto interior caliente al exterior a través de dos huecos de igual sección cerrados mediante rejillas:

$$S = \frac{P}{0,24 * \lambda * \sqrt{H(t_i - t_e)^2}} = 1,7 \text{ m}^2$$

Siendo:

- P: Potencia calorífica evacuada (kW)
- λ : Coeficiente de forma de las rejillas de ventilación (se toma 0.4)
- S: Superficie del hueco de entrada de aire (m²)
- H: Distancia vertical entre los centros geométricos de los huecos de entrada y salida de aire (m)
- T_i : Temperatura en el interior del recinto (° C)
- T_e : Temperatura media en el exterior (° C)

Por otro lado, la potencia será:

$$P = W_{Fe} + W_{Cu}$$

Aplicando la expresión teniendo en cuenta unas pérdidas totales máximas en torno a 12.43 kW, considerando un salto térmico de 15 ° C y una altura entre rejillas H de 1.75 m. se requiere una sección mínima de 1.7 m² para la correcta ventilación del local.

6.1.2. VENTILACIÓN FORZOSA

En el pliego de condiciones presentado por ENDESA presenta también esta posibilidad para aquellos casos en los que no sea posible evacuar el calor generado en el interior del CT mediante un sistema de ventilación natural se instalará un sistema de ventilación forzada.

Para definir las características del sistema de ventilación se determinará previamente el punto de diseño del ventilador: caudal de aire a evacuar y pérdidas de carga de la instalación de ventilación. El caudal de diseño del ventilador se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$Q = \frac{P}{C_e * (t_i - t_e)}$$

Siendo:

- Q: Caudal de diseño del ventilador extractor (m³/s)
- P: Potencia calorífica a evacuar (kW). Pérdidas del transformador.
- Ce: Calor específico volumétrico del aire a la temperatura ti (kJ/m³.°C)
- Ti: Temperatura en el interior del recinto (°C)
- Te: Temperatura media en el exterior (°C)

6.2. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN

En un sistema trifásico, la intensidad primaria I_p viene determinada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{1.000}{\sqrt{3} * 15.4} = 37,49 A$$

Siendo:

- S: Potencia del transformador
- U: Tensión compuesta primaria
- I_p : Intensidad primaria en Amperios.

Potencia del transformador (kVA)	Tensión nominal primario (kV)							
	6	10	11	13,2	15	20	25	30
50	4,8	2,9	2,6	2,2	1,9	1,4	1,2	1,0
100	9,6	5,8	5,2	4,4	3,8	2,9	2,3	1,9
160	15,4	9,2	8,4	7	6,2	4,6	3,7	3,1
250	24,1	14,4	13,1	10,9	9,6	7,2	5,8	4,8
400	38,5	23,1	21	17,5	15,4	11,5	9,2	7,7
630	60,6	36,4	33,1	27,6	24,2	18,2	14,5	12,1
1000	--	57,7	52,5	43,7	38,5	28,9	23,1	19,2

Tabla 22: Intensidades nominales del primario.

6.3. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN

En un sistema trifásico la intensidad secundaria I_s viene determinada por la expresión:

$$I_S = \frac{S - W_{Fe} - W_{Cu}}{\sqrt{3} * U} = \frac{1.000 - 12,43}{\sqrt{3} * 0,4} = 1.425,4 \text{ A}$$

Siendo:

- S: Potencia del transformador en kVA.
- W_{Fe} : Perdidas en el hierro (kW)
- W_{Cu} = Perdidas en los arrollamientos (kW)
- U = Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios; 0.4kV.
- I_S = Intensidad secundaria en Amperios.

Tensión nominal del secundario (kV)	Potencia del transformador (kVA)	Intensidad nominal del secundario (A)
B1 – 0,23	50	94 (*)
	100	188 (*)
	160	301 (*)
	250	471 (*)
	400	753 (*)
	630	1.186 (*)
B2 – 0,40	50	72
	100	144
	160	231
	250	361
	400	578
	630	910
	1000	1.443

Tabla 23: Intensidades nominales del secundario.

6.4. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para la realización del cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de alta tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = 13,12 \text{ kA}$$

Siendo:

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito de la red en MVA.
- U: Tensión primaria en kV.
- I_{ccp} : Intensidad de cortocircuito primaria en kA.
- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de baja:

$$I_{ccs} = \frac{S}{\sqrt{3} * \frac{U_{cc}}{100} * U_s} = 5,77 \text{ kA}$$

Siendo:

- S: Potencia del transformador en kVA.
- U_{cc} : Tensión porcentual de cortocircuito del transformador.
- U_s : Tensión secundaria en carga en voltios.
- I_{ccs} : Intensidad de cortocircuito secundaria en kA.

6.5. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

La intensidad nominal del embarrado y la paramenta de MT será, en general, de 400 A, tomando como referencia la norma informativa GSM001 MV RMU with Switch- Disconnecter.

Intensidad asignada de costa duración 1 s. (límite térmico) (kA)	Valor de cresta de la intensidad de cortocircuito admisible asignada (límite dinámico) (kA)
16	40
20 (*)	50 (*)

Tabla 24: Intensidades de cortocircuito admisibles

Por tanto, hay que asegurar que el límite térmico es superior al valor eficaz máximo que puede alcanzar la intensidad de cortocircuito en el lado de Alta Tensión.

6.5.1. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE

Para la intensidad nominal de 400 A, el embarrado es cilíndrico de tubo de cobre macizo de diámetro de 16 mm que equivale a una sección de 201mm². Por lo tanto, la densidad de corriente es:

$$d = \frac{400}{201} = 1,99 \text{ A/mm}^2$$

Según normativa DIN se tiene que, para el caso de estudio, la intensidad máxima admisible en régimen permanente para un diámetro de 16 mm es de 464 A, lo cual corresponde a la densidad máxima de 2,31 A/mm² superior a la calculada.

6.5.2. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA

En un cortocircuito bifásico de 40 kA, entre dos fases contiguas, sobre los tramos horizontales se produce un esfuerzo de:

$$F = 2,04 * 10^{-8} * \frac{I_{cc}^2 * L}{d} = 181,8 \text{ kg}$$

Siendo:

- F: Fuerza resultante en kg.
- I_{cc} : intensidad cresta de cortocircuito
- d: Separación entre fases
- L: longitud tramos embarrado

El módulo resistente de la barra de 1,6 cm es:

$$W = \frac{\pi * d^3}{32} = 402 \text{ mm}^3$$

Por otro lado, la fatiga máxima viene dada por:

$$r_{max} = \frac{F/2 * 60}{W} = 13,57 \text{ kg/mm}^2$$

Siendo para el cobre semiduro la fatiga de rotura de 28 kg/mm^2 , se observa que no hay peligro de rotura en principio.

6.5.3. CÁLCULO POR SOLICITACIÓN TÉRMICA

La sobreintensidad máxima admisible durante 1 segundo se determina según la siguiente expresión:

$$I = S * \alpha * \sqrt{\frac{\delta}{t}} = 32.002 \text{ A}$$

Siendo:

- S: Sección de cobre en mm²
- α : 13 para el cobre.
- t: tiempo de duración del cortocircuito en segundos.
- I: Intensidad eficaz en Amperios.
- δ : 150° para conductores en cortocircuito

6.6. DIMENSIONES DEL POZO APAGAFUEGOS

El pozo apagafuegos debe ser capaz de recoger el aceite que funciona como refrigerador en caso de un vaciado total.

Potencia del transformador [kVA]	Volumen mínimo del foso [l]
1000	1000

Tabla 25: Dimensiones mínimas del pozo apagafuegos

7. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

El Reglamento de Alta Tensión indica que, para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno. Para los cálculos que se detallarán a continuación se tomarán valores de resistividad aportados de instalaciones similares.

En el caso de que se requiera realizar la medición de la resistividad del terreno, desde la distribuidora eléctrica se aconseja utilizar el método de Wenner.

Naturaleza del terreno	Resistividad ($\Omega \cdot m$)
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000

Tabla 26: Resistividad del suelo. Fuente: ENDESA

Para el centro de transformación, se define una resistividad de 150 $\Omega \cdot m$.



Figura 90: Zona donde se situará el centro de transformación.

7.1. DETERMINACIÓN DE LA INTENSIDAD DE DEFECTO A TIERRA Y DEL TIEMPO MÁXIMO DE ELIMINACIÓN DEL DEFECTO

7.1.1. INTENSIDAD DE DEFECTO

La intensidad de defecto a tierra viene definida por la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{c * U}{\sqrt{3} * \sqrt{R_t^2 + X_{LTH}^2}}$$

Donde:

- I_d : Intensidad máxima de defecto a tierra del CT.
- c : factor de tensión indicado en la norma UNE-EN 60909-0, de valor 1,1.
- R_t : Resistencia de la puesta a tierra de protección del CT.
- X_{LTH} : Impedancia equivalente.
- U : Tensión de servicio de la red MT

El valor de la intensidad de defecto a tierra máxima se obtiene cuando R_t es nulo:

$$I_{d_MAX} = \frac{c * U}{\sqrt{3} * X_{LTH}}$$

Este valor está limitado por la compañía en un máximo de 500 A.

7.1.2. TIEMPO DE ELIMINACIÓN DEL DEFECTO

Las líneas de MT con las que trabajan los CT eliminan los defectos a tierra mediante la apertura del interruptor que actúa gracias a la señal proveniente de un relé que controla la intensidad de defecto. Según los datos de la red proporcionados por la compañía suministradora ENDESA, el tiempo máximo de eliminación del defecto es de 0,2 s.

7.2. DISEÑO PREELIMINAR DE LA PUESTA A TIERRA. SELECCIÓN DEL ELECTRODO

La resistencia de tierra del electrodo depende de varias variables como pueden ser; su forma, dimensiones y resistividad del suelo.

Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Pica vertical	$R_t = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R_t = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra	$R_t = \frac{\rho}{4r} \cdot \frac{\rho}{L}$

Tabla 27: Resistividad de electrodos habituales. Fuente: ENDESA

Siendo:

- R_t : Resistencia de tierra del electrodo en Ω .
- ρ : Resistividad del terreno de $\Omega.m$.

- L: Longitud en metros de la pica o del conductor, y en malla la longitud total de los conductores enterrados.
- r: radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

En este caso se optarán por picas situadas en posición vertical, con una longitud de 2 m. Por lo que la resistividad del electrodo será:

$$R_t = \frac{\rho}{L} = \frac{150}{2} = 75 \Omega$$

7.3. PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN

Corresponde a la tierra que se conectarán las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, carcasas de los transformadores y la propia estructura metálica del edificio.

- Identificación: código 40-30/5/42 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos:
 - $K_r = 0.1 \Omega / (\Omega.m)$
 - $K_p = 0.0231 V / (\Omega.m.A)$

7.4. PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR

Este sistema se denomina tierra de servicio y se conectarán el neutro del transformador, como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida. Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección.

- Identificación: código 5/62 del método de cálculo de tierras de UNESA
- Parámetros característicos:
 - $K_r = 0,073 \Omega / (\Omega.m)$
 - $K_p = 0,012 V / (\Omega.m.A)$

7.5. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA, TENSIONES DE PASO Y TENSIÓN DE CONTACTO

A continuación, se calculan los valores de la resistencia de puesta a tierra (R_t'), intensidad de defecto (I_E) y tensión de defecto (V_d') del electrodo, por medio de las siguientes expresiones:

- Resistencia de puesta a tierra del electrodo seleccionado:

$$R_t' = K_r * \rho = 15 \Omega$$

K_r : Valor unitario de la resistencia de puesta a tierra ($\Omega / \Omega .m$)

- Intensidad de defecto:

$$I_E = \frac{V * U_{smax}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_t'^2 + X_{LTH}^2}} = 391,44 A$$

Donde: $U_{smax} = 20.000 V$

- Tensión de defecto:

$$U_d' = R_t' * I_E = 5871,7 V$$

- Tensión de paso máxima:

$$U_p' = K_p * \rho * I_E = 1.356,34 V$$

K_p : Valor unitario que representa la máxima tensión de paso unitaria en la instalación ($V / \Omega \text{ m.A}$)

- Tensión de contacto máxima:

$$U_c' = K_c * \rho * I_E$$

K_c : Valor unitario que representa la máxima tensión de contacto unitaria en la instalación ($V / \Omega \text{ m.A}$)

No es necesario repetir los cálculos con la tierra de servicio puesto que es inferior al valor antes calculado.

$$R_t' = K_r * \rho = 0,073 * 150 = 11 \Omega$$

7.6. VALORES DE TENSIÓN MÁXIMOS ADMITIDOS

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada (U_d), por lo que deberá ser como mínimo de 6000 Voltios. De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Alta Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro.

Se observa que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

De acuerdo con lo establecido en la ITC-RAT-13, la tensión máxima admisible por el cuerpo humano depende de la duración de la corriente de falta, según se refleja en la siguiente tabla:

Duración de la corriente de falta $t = (s)$	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca} (V)$	Tensión de paso aplicada admisible. $U_{pa} (V)$
0,05	735	7350
0,10	633	6330
0,20	528	5280
0,30	420	4200
0,40	310	3100
0,50	204	2040
1,00	107	1070
2,00	90	900
5,00	81	810
10,00	80	800
> 10,00	50	500

Tabla 28: Máximas tensiones de contacto y paso admisibles. Fuente: ENDESA

7.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL EXTERIOR DEL CT

Es importante evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior del centro de transformación. Las puertas, vallas y rejillas de ventilación metálicas que den al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico con ninguna de las masas conductoras que puedan quedar sometidas a tensión. Con estas medidas de seguridad, no es necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que éstas serán prácticamente nulas.

En el improbable caso de darse una tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, indicado en la siguiente expresión:

$$U_p' = K_p * \rho * I_E = 1.356,34 V$$

7.8. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL INTERIOR DEL CT

El suelo del centro de transformación estará formado por una malla que se conectará a la tierra de protección. De esta manera se consigue que la persona que acceda a un elemento que pueda quedar en tensión, al estar sobre una superficie equipotencial desaparece el riesgo de problemas con la tensión de contacto y de paso. Todas las varillas metálicas de la armadura del hormigón de la estructura deben encontrarse en contacto, consiguiendo un mismo equipotencial, el contacto se realizará mediante soldadura.

De esta forma, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que como se ha visto el valor será prácticamente nulo.

No obstante, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, de valor:

$$U_d' = R_t' * I_E = 5871,7 V$$

7.9. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA DE NEUTRO

Para garantizar la actuación de las protecciones de generación y los inversores, por ello se adopta un valor máximo de la resistencia de puesta a tierra de neutro de 37 Ω .

Por lo tanto, se puede calcular el valor unitario máximo de la resistencia de puesta a tierra del neutro de BT como:

$$K_r' = \frac{R_t}{\rho} = \frac{37}{150} = 0,246 \Omega/(\Omega \cdot m)$$

7.10. SEPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA GENERAL, DE NEUTRO Y DE LAS MASAS DE UTILIZACIÓN DEL EDIFICIO

La separación mínima entre los sistemas de puesta a tierra general y de neutro requerida para garantizar que ante posibles defectos a tierra no se transfieran tensiones peligrosas se calcula mediante la expresión:

$$D > \frac{\rho * I_E}{2 * \pi * U_i} = \frac{150 * 391,44}{2 * \pi * 1.000} = 9,35 m$$

Siendo:

- D: Distancia entre circuitos de puesta a tierra (m).
- ρ : Resistividad media del terreno ($\Omega \cdot m$).
- I_E : Intensidad de defecto (A).
- U_i : Tensión inducida sobre el electrodo de puesta a tierra de neutro (V). Se toma según la empresa distribuidora $U_i = 1.000 \text{ V}$.

8. PROTECCIONES

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones: Según esta norma, todo dispositivo de protección debe cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z; \quad I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Siendo:

- I_b : Corriente de empleo o de utilización.
- I_z : Corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- I_n : Corriente asignada del dispositivo de protección.
- I_2 : Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección.

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque $I_2 = 1,45 \times I_n$, por lo que solo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que $I_2 = 1,6 \times I_n$, por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

8.1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

Las primeras protecciones del sistema se sitúan entre los módulos fotovoltaicos y los inversores. Las protecciones en el caso de CC presentan más problemas que en CA, esto se debe a que en la corriente alterna siempre se pasa por el cero de corriente en cada semiperíodo, con lo que se consigue un apagado espontáneo del arco eléctrico. En la corriente continua esto no sucede y se debe disminuir la corriente hasta anularla. Además, es necesario que la interrupción sea gradual, pues hacerlo de forma brusca daría lugar a sobretensiones elevadas.

8.1.1. MÓDULOS A CAJA DE CONEXIONES

Se instalarán diodos en cada uno de los módulos fotovoltaicos. Cada módulo poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa. De esta manera se consiguen dos objetivos:

- Impedir que los módulos pasen a trabajar en algún momento como carga. Esto se puede dar cuando uno de los módulos sufre una sombra y puede absorber energía del conjunto.

- Soportar corrientes inversas y conseguir una desconexión sencilla y rápida de los paneles, facilitando las labores del personal de mantenimiento.

Se seleccionarán fusibles de intensidad nominal igual a 15 A. y una tensión nominal mayor de la tensión de circuito abierto del campo:

$$8,09 \leq I_n \leq 67 \Rightarrow I_n = 15 A$$

$$I_2 = 1,6 * I_N = 24 A \Rightarrow 24 \leq 1,45 * 67 \Rightarrow 24 \leq 97,15$$

Por lo tanto, se utilizarán fusibles de 15 A en cada módulo del sistema de generación fotovoltaico.

8.1.2. CAJA DE CONEXIONES A INVERSORES

A parte de los fusibles existirán otros elementos en este tramo de la instalación, se instalarán entre el campo fotovoltaico y los inversores:

- **Descargador:** La instalación ocupará una amplia superficie y estará especialmente expuesta a las descargas atmosféricas. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y obviamente de la vida de la instalación. Por ello, el uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

- Clase I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I se utilizan para proteger la instalación fotovoltaica contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección se situará en el extremo de la línea de CC.
- Clase II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias generadas por efectos atmosféricos indirectos.

Para la selección correcta de la protección contra sobretensiones se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento del campo fotovoltaico, esta tensión máxima se da cuanto los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto.

$$V_{MAX} = V_{OC} * N_{Paralelo} = 45,01 * 28 = 1.260,28 V$$

Por ello la protección escogida debe ser un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor de tensión máxima. El descargador escogido debe de proteger de ambas clases de sobretensiones y debe disponer como mínimo de las siguientes características:

- Corriente de impulso tipo rayo (10/350) (L-L): 5 kA
- Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L): 40 kA
- Tensión máxima de servicio CC: 1.500 V

- Tiempo de respuesta (L-L): 25 ns
- Capacidad de cortocircuito: 10 kA
- Rango temperatura: -40°C /85°C
- Normas Producto: EN 50539-11



Figura 91: Protector contra sobretensiones transitorias Tipo 1+2

- **Interruptor seccionador:** Los interruptores de continua tendrán la función de aislar zonas del sistema de captación para labores de mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

Se colocarán 32 interruptores de este tipo, uno por cada 7 ramales del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a subgrupo del interruptor.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben de ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto.

$$V_{OC} = 1.260,28 \text{ V}$$

$$I_{SC} = N_{Ramales} * I_{sc} = 7 * 8,66 = 60,62 \text{ A}$$

Por lo que el interruptor seccionador seleccionado deberá de disponer de un voltaje de trabajo de al menos 1.500 V y una intensidad nominal de 75 A.

- **Fusible:** Además de un descargador de sobretensiones y un interruptor seccionador, en cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan subgrupos de 7 ramales de módulos del generador fotovoltaico, se instalarán fusibles para la protección contra sobreintensidades para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

$$I_b \leq I_n \leq I_z; \quad I_2 \leq 1,45 * I_z$$

$$I_b = 7 * I_{mpp} = 56,63$$

$$I_z = I_{MAX} = 67$$

$$56,63 \leq I_n \leq 67 \Rightarrow I_n = 60 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 * I_N = 96 A \Rightarrow 96 \leq 1,45 * 67 \Rightarrow 96 \leq 97,15$$

Por ello, se utilizarán fusibles de 60A en cada grupo de conexión.

El generador fotovoltaico estará dividido en 32 grupos de 7 ramales cada uno, cada grupo tendrá su propia caja de conexión de grupo donde se instalarán tanto los fusibles de 15 A encargados de la protección del primer tramo como el descargador, el interruptor-seccionador y el fusible de 60A encargados de la protección del segundo tramo.

En una segunda parte se instalarán:

- Controlador permanente de aislamiento:** Los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores contra tierra. El controlador seleccionado debe disponer de un interruptor de corriente continua. Este elemento debe abrir el circuito cuando recibe la orden del controlador desconectando el inversor y drenando la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución. Siendo sus características:
 - Tensión nominal Un: 1.500 Vdc
 - Temperatura de funcionamiento: -5 ...+55°C
 - Clase de protección: IP20

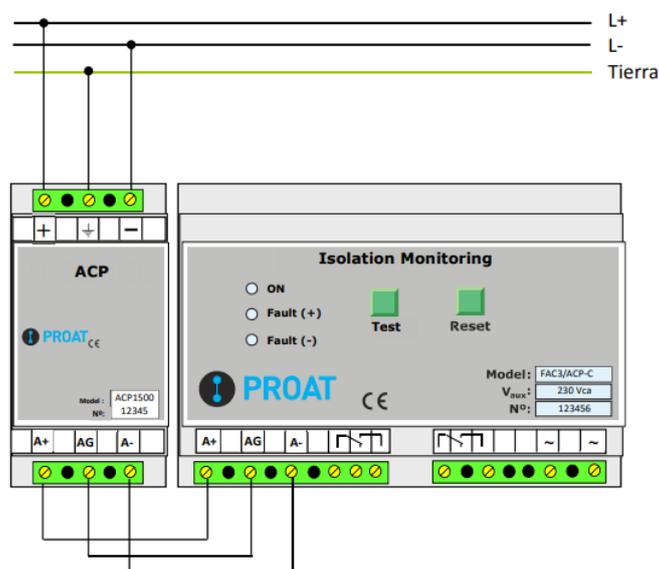


Figura 92: Esquema de montaje del controlador permanente de aislamiento. Fuente: Proat

- Magnetotérmico:** Estos tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte. Para sobrecargas pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobrecargas elevadas actúa la protección magnética. Debe cumplir las mismas expresiones que los fusibles:

$$I_b \leq I_n \leq I_z; \quad I_2 \leq 1,45 * I_z$$

$$I_b = \text{Ramales} * I_{mpp} = 28 * 8,09 = 226,52$$

En este tramo de la instalación desde las cajas de conexión hasta los inversores la sección de cable debe ser mayor para cumplir con las protecciones, la longitud de este será escasa, tan solo unos metros. Siendo la sección escogida de 70 mm².

$$I_z = I_{MAX} = 269$$

$$226,52 \leq I_n \leq 269 \Rightarrow I_n = 240 A$$

$$I_2 = 1,6 * I_N = 384 A \Rightarrow 384 \leq 1,45 * 269 \Rightarrow 284 \leq 390,05$$

Por consiguiente, se utilizará un magnetotérmico de 240 A en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor. Es posible que el elemento seleccionado no cumpla las características de tensión e intensidad a la vez por lo que se deberán colocar en serie y paralelo estos sistemas con el objetivo de cumplir tanto la característica de intensidad como la de tensión máxima.

Tanto las protecciones de los grupos de conexión, como las de la entrada de los inversores se colocarán en cajas eléctricas de dimensiones 1000x550x160 y grado de protección IP-30. En estas cajas además de encontrarse las protecciones, se harán las conexiones oportunas entre los diferentes cables, de forma que estas se encuentren protegidas del exterior y ordenadas para simplificar el trabajo de los operarios.

8.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

Las protecciones de alterna estarán a partir del inversor y se situarán en tierra, junto al centro de transformación y el resto de los elementos de la instalación. Estas protecciones se centran en el tramo de baja tensión.

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso ENDESA. Los posibles efectos que se pueden dar en este tramo de la instalación son:

- Protección contra sobreintensidades:** En base a lo indicado en la ITC-RAT 09 referente a la protección de transformadores MT/BT, deberán protegerse contra sobreintensidades producidas por sobrecargas o cortocircuitos, ya sean en la baja tensión o en el propio transformador.
 La protección se efectuará limitando los efectos térmicos y dinámicos mediante la interrupción del paso de la corriente, para lo cual se utilizarán fusibles. La fusión de cualquiera de los fusibles dará lugar a la desconexión trifásica del interruptor seccionador de protección del transformador.
- Protección térmica del transformador:** Esta protección la provee una sonda que mide la temperatura del aceite en la parte superior del transformador y que provoca el disparo del interruptor-seccionador de la celda de protección de dicho transformador. El ajuste de esta sonda será de 105 ° C.

- **Protección contra cortocircuitos:** La protección contra cortocircuitos que puedan producirse entre la celda de protección y el embarrado del cuadro de BT estará asignada a los fusibles de MT. Los cortocircuitos que puedan producirse en las líneas de BT que salen del centro de transformación deberán ser despejados por los fusibles de las líneas BT, sin que se vean afectados los del transformador.
- **Protección contra sobretensiones en MT:** Se instalará una protección contra sobretensiones en el CT mediante pararrayos. La conexión de la línea al pararrayos se hará mediante conductor desnudo de las mismas características que el de la línea. Esta conexión será lo más corta posible.
- **Puesta a tierra:** La puesta a tierra de este tramo es esencial para garantizar una correcta protección de la instalación, tal y como se ha expresado en el apartado [7. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN](#).

Por ello, los elementos que se deberán instalar son:

- **Interruptor general manual:** Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo de corriente continua con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna. Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z; \quad I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Siendo en este caso:

- I_b : Corriente de empleo o de utilización.

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} * U_L \cos \varphi} = \frac{100.000}{\sqrt{3} * 400} = 144 \text{ A}$$

- I_z : Corriente máxima en este caso al trabajar con una sección de cable de 95 mm². Siendo en este caso de 194 A.

$$144 \leq I_n \leq 194 \Rightarrow I_n = 150 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,6 * I_N = 240 \text{ A} \Rightarrow 240 \leq 1,45 * 194 \Rightarrow 240 \leq 281,3$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 150A en la línea de los inversores y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma defina la compañía ENDESA. Señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a red es de 6kA, por lo tanto, este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

- **Interruptor diferencial:** Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas y 300mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

- **Fusible:** Para la elección del fusible se utilizarán las ecuaciones indicadas anteriormente, las cuales marcaban que se debe trabajar con fusibles de al menos 150 A.

9. PREVISIONES DE PRODUCCIÓN

Se procede a continuación a realizar una estimación mensual de la energía que se producirá en la instalación. Los datos de entrada que se aportan son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/ (m² día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/ (m² día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, en este caso 0º y 32º respectivamente.
- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR: Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:
 - La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
 - La eficiencia del cableado.
 - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
 - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
 - La eficiencia energética del inversor.

Este valor se obtendrá a través de la simulación del proyecto por medio del programa PVSyst, también se tendrá en cuenta el incremento de este debido a la mejora de la refrigeración de los paneles como se expresa en el apartado [12. PRINCIPALES PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN](#)

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

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

Siendo:

- P_{mp} : Potencia pico del generador, en este caso 1.041,6 kWp
- G_{CEM} : 1 kW/m²

Mes	$G_{dm}(0)$ (kWh/ (m ² día))	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ (kWh/ (m ² día))	PR	E_p (kWh/día)
Enero	3,48	4,13	0,85	3.660,84
Febrero	4,20	4,99	0,84	4.386,76
Marzo	5,00	5,94	0,83	5.104,36
Abril	5,07	6,03	0,82	5.144,01
Mayo	5,47	6,50	0,81	5.450,17
Junio	5,97	7,10	0,80	5.886,71
Julio	6,26	7,44	0,77	5.951,62

Agosto	6,13	7,29	0,77	5.839,22
Septiembre	5,28	6,28	0,81	5.278,79
Octubre	4,66	5,54	0,84	4.829,88
Noviembre	3,79	4,50	0,85	3.965,37
Diciembre	3,29	3,91	0,85	3.457,68
Promedio	4,88	5,80	0,82	4.945,32

Tabla 29: Producción eléctrica a lo largo del año

ANEXO II: NORMATIVA

En este anexo se indicarán las normas y leyes que regulan esta instalación. Estas reglas resultan esenciales antes de comenzar el proyecto puesto que, indican los parámetros de obligado cumplimiento que se deben satisfacer en la instalación.

Es importante destacar que la legislación cambia a nivel provincial e incluso a nivel local. Existiendo amplias variaciones en función del municipio seleccionado, esto se debe principalmente al amplio margen legislativo a nivel estatal.

1. LEGISLACIÓN ESTATAL

Las leyes que rigen actualmente este tipo de instalaciones se pueden clasificar principalmente en varios tipos; Reales decretos y órdenes. Entre todas ellas se debe destacar el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril de 2019, en el cual ha renovado el anterior Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, conocido popularmente como “impuesto al sol”. De forma resumida, los principales aspectos son los siguientes:

- Tres modalidades de autoconsumo: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes no acogidos a compensación.
- Reglamentación del autoconsumo colectivo.
- Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean diferentes.
- Simplificación de tramitación
- Las instalaciones sin excedentes o las de excedentes de hasta quince kilovatios (15 kW) no necesitan permisos de acceso y conexión.
- Para instalaciones de hasta 100 kW conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.
- Establece los equipos de medida a instalar
 - De forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.
 - En ciertos casos, se permite que el contador de medida se ubique fuera del punto frontera.
- Establece el régimen económico. Se establecen varias posibilidades:
 - Autoconsumo con excedentes acogidos a compensación: Pueden vender la energía en el pool, o compensar mensualmente excedentes, mediante la valoración de la energía horaria excedentaria –compensación simplificada-. El importe por compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.
 - Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. Deben vender los excedentes en el mercado.
- Simplificación de la registración de la instalación.

De forma más específica para este proyecto este real decreto también regula como se debe realizar la venta de energía a la red:

- Pueden vender energía todas las modalidades de autoconsumo, siendo obligatoria en el caso de los autoconsumidores no acogidos a compensación de excedentes.
- Bajo este régimen la energía horaria excedente opera como una instalación de puesta en red. Es decir, se valora el precio horario del pool o en su caso Régimen Retributivo Específico (si la instalación lo tuviese concedido).
- La energía vendida deberá satisfacer el peaje a la generación (0,5€/MWh) y su valoración económica estará sujeta al impuesto del 7%.

Los puntos principales del decreto están enfocados al autoconsumo, aunque también se encuentran algunos puntos que regulan las instalaciones conectadas a red. Estos son:

- Se suspende el impuesto del 7% hasta el 1er trimestre de 2019: En su conjunto, se suspende el impuesto durante 6 meses.
- Se revisan los parámetros retributivos como consecuencia de la suspensión del impuesto en estos 6 meses: A la hora de cuantificar la rentabilidad razonable de las instalaciones, el régimen retributivo incluye como coste el impuesto del 7%. Por ello, esta suspensión debe ser tenida en cuenta para recalcular los parámetros de rentabilidad.
- Para las instalaciones con Régimen Retributivo Específico se cambia la forma de calcular las horas equivalentes de funcionamiento: Con este artículo, se suaviza el método de cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento y, por tanto, es más difícil tener descuentos en el régimen retributivo específico.
- Se abre la puerta a la reglamentación de contratos bilaterales entre un productor y un consumidor: Bajo esta medida cualquier consumidor podrá firmar un contrato de entrega física de energía con un productor.
- Caducidad de los derechos de acceso y conexión: Actualmente existían un número muy elevado de derechos de acceso que caducaban el próximo 31 de diciembre. Esto ponía en situación límite los casi 9.000MW renovables de la subasta. Con este nuevo artículo, se concede una prórroga de más de 1 año para el mantenimiento de estos derechos de acceso y conexión.
- Posibilidad de renunciar a los permisos de acceso y conexión: Se permite a las instalaciones que tengan permisos de acceso/conexión y sepan que no van a cumplir los nuevos plazos, que renuncien a los mismos y se les reintegren los avales.
- Se modifica la cuantía de avales: Se eleva hasta 40€/kW los avales a depositar. Anteriormente eran 10€/kW. Por otro lado, para evitar la especulación, el promotor de la nueva instalación deberá adelantar un 10% del valor de la inversión total a acometer.

Otras legislaciones estatales que regulan estas instalaciones son:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Decreto 352/2001 de 18 de diciembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red eléctrica. DOGC 3544-02/01/2002.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, 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 semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico previsto en el Título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2. LEGISLACIÓN AUTONÓMICA

En Andalucía la generación eléctrica con energías renovables es el 39,5% (diciembre de 2017). Esto ha sido posible debido a la disponibilidad de tecnología que posibilita de forma efectiva la generación eléctrica con renovables y al desarrollo normativo que ha favorecido el uso de estas energías.

En Andalucía existen más de 8.300 plantas de generación eléctrica renovable conectadas a red, en su mayoría (96,5%) corresponden a instalaciones fotovoltaicas debido a su menor tamaño, con una potencia total de más de 6.085 MW. Por otro lado, las empresas relacionadas con el sector superan las 600. Esto es gracias a la siguiente normativa:

- Decreto 59/2005, de 1 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación, ampliación, traslado y puesta en funcionamiento de los establecimientos industriales, así como el control, responsabilidad y régimen sancionador de los mismos. Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa, Junta de Andalucía.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban 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.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Siendo la última ley decretada y la que se encuentra actualmente vigente en esta comunidad la del Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía.

3. REGLAMENTO

Estas instalaciones no solo están reguladas por las diferentes legislaciones, también existen reglamentos estatales confeccionados por técnicos que se han de cumplir antes de su puesta en funcionamiento y durante este.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T.)
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95)
- Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión, aprobado por Real Decreto 223 / 2008 de 15 de febrero y publicado en el B.O.E de 19-03-08.
- Instrucciones Técnicas Complementarias (MIE-RAT) (aprobados por Orden del MINER de 18/10/1984, B.O.E 25/10/1984).
- Orden de 10 de marzo de 2000, modificando ITC MIE RAT en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y las Instrucciones Técnicas Complementarias aprobadas por Real Decreto 337/2014 y publicado en el B.O.E de 9-7-14.
- Real Decreto 3275/1982 de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así

como las Ordenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.

Dentro de estas reglas es importante destacar las normas UNE de obligado cumplimiento, que se encuentran actualmente vigentes:

- **UNE 206016:2018** Paneles reflectantes para tecnologías de concentración solar.
- **UNE-EN 61215-1:2017** Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1: Requisitos de ensayo.
- **UNE-EN 61215-2:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo.
- **UNE-EN 62446-1:2017** Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- **UNE-EN 61215-1-1:2016** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino.
- **UNE-HD 60364-7-712:2017** Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- **UNE-EN 62817:2016** Sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño de los seguidores solares.
- **UNE 206006:2011 IN** Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo.
- **UNE-EN 62108:2011** Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE-EN 61215-1-3:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-3: Requisitos especiales de ensayo para módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada basados en silicio amorfo.
- **UNE-EN 61215-1-4:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-4: Requisitos especiales de ensayo para módulos fotovoltaicos (FV)
- **UNE-EN 61215-1-2:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-2: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada de telurio de cadmio (CdTe).
- **UNE 206012:2017** Caracterización del sistema de almacenamiento térmico para aplicaciones de concentración solar con captadores cilindros parabólicos.
- **UNE-EN 61829:2016** Generador fotovoltaico (FV). Medida in situ de las características corriente-tensión.
- **UNE-EN 62790:2015** Cajas de conexión para módulos fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.
- **UNE-EN ISO 22975-3:2015** Energía solar. Componentes y materiales del captador. Captadores solares. Parte 3: Durabilidad del absorbedor solar. (ISO 22975-3:2014).

- **UNE-EN ISO 9806:2014** Energía solar. Captadores solares térmicos. Métodos de ensayo. (ISO 9806:2013).
- **UNE-EN 61701:2012** Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- **UNE-EN 12975-1:2006+A1:2011** Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales.
- **UNE-EN 50524:2010** Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores fotovoltaicos.
- **UNE-EN 61730-1:2007** Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción. (IEC 61730-1:2004, modificada).
- **UNE-EN 61730-2:2007** Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos. (IEC 61730-2:2004, modificada).
- **UNE-EN 62093:2006** Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC 62093:2005)
- **UNE-EN 50380:2003** Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 61724:2000** Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- **UNE-EN 62817:2016/A1:2019** Sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño de los seguidores solares.
- **UNE-EN 62446-1:2017/A1:2019** Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- **UNE-EN 62108:2019** Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE-EN 62852:2015/AC:2019-02** Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.
- **UNE-EN IEC 61730-2:2019** Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- **UNE-EN IEC 61730-1:2019** Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- **UNE-EN IEC 61853-3:2018** Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 3: Calificación energética de los módulos fotovoltaicos (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en diciembre de 2018.)
- **UNE-EN IEC 61853-4:2018** Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 4: Perfiles climáticos de referencia normativa. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en diciembre de 2018.)
- **UNE-IEC/TS 62941:2018** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Guía para el aumento de la fiabilidad en la cualificación del diseño y homologación.
- **UNE-EN 62805-1:2017** Método para la medición del vidrio fotovoltaico (PV). Parte 1: Medida de la turbidez total y la distribución espectral de la misma. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2018.)

- **UNE-EN 62805-2:2017** Método para la medición del vidrio fotovoltaico (PV). Parte 2: Medida de la transmitancia y reflectancia. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2018.)

Para finalizar, hay que desatacar las normas que se pueden redactar antes de la construcción de la planta por parte de Organismos afectados por la instalación, como puede ser el Ayuntamiento de Arcos de la Frontera o la propia Junta de Andalucía.

ANEXO III: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED

Este documento establece las condiciones técnicas mínimas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red.

En este documento se indican las siguientes especificaciones de la instalación:

- Condiciones facultativas
- Condiciones económicas
- Condiciones técnicas
- Condiciones de revisión y mantenimiento

En estos puntos se indican entre otras cosas detalles técnicos de la instalación como:

- Diseño: Como deben ser el generador fotovoltaico, el sistema de monitorización y la integración arquitectónica.
- Componentes y materiales: Expresa que materiales se pueden utilizar en este tipo de plantas, cuáles deben ser sus características eléctricas mínimas y que medidas de seguridad deben disponer.
- Pruebas: Que medidas y pruebas tanto eléctricas como mecánicas hay que realizar en la instalación.
- Cálculo de la producción anual esperada: Cómo se debe estimar la producción eléctrica global

1. CONDICIONES FACULTATIVAS

1.1. TÉCNICO DIRECTOR DE OBRA

Corresponde al Técnico Director:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución técnica.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad y Salud para la aplicación de este.
- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Constructor o Instalador.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.

- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al Constructor o Instalador, impartiendo, en su caso, las órdenes oportunas
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de la obra.

1.2. CONSTRUCTOR O INSTALADOR

Corresponde al Constructor o Instalador:

- Organizar los trabajos, redactando los planes de obras que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo momento la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.
- Suscribir con el Técnico Director el acta de replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en obra y rechazando los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.
- Facilitar al Técnico Director con antelación suficiente los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

1.3. VERIFICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO

Antes de dar comienzo a las obras, el Constructor o Instalador consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

1.4. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

El Constructor o Instalador, a la vista del Proyecto, conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad y Salud, presentará el Plan de Seguridad y Salud de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

1.5. PRESENCIA DEL CONSTRUCTOR O INSTALADOR EN LA OBRA

El Constructor o Instalador viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de Jefe de esta, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata. El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos facultará al Técnico para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El Jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Director, en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

1.6. TRABAJOS NO ESTIPULADOS EXPRESAMENTE

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos del proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Director dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

1.7. INTERPRETACIONES, ACLARACIONES Y MODIFICACIONES DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Constructor o Instalador estando este obligado a su vez a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Director.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuna hacer el Constructor o Instalador, habrá de dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Constructor o Instalador, el correspondiente recibo, si este lo solicitase.

El Constructor o Instalador podrá requerir del Técnico Director, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

1.8. RECLAMACIONES CONTRA LAS ÓRDENES DE LA DIRECCIÓN FACULTATIVA

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas ante la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Técnico Director, el cual podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligatoria para ese tipo de reclamaciones.

1.9. FALTAS DE PERSONAL

El Técnico Director, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al Contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

1.10. CAMINOS Y ACCESOS

El Constructor dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de ésta.

El Técnico Director podrá exigir su modificación o mejora.

Asimismo, el Constructor o Instalador se obligará a la colocación en lugar visible, a la entrada de la obra, de un cartel exento de panel metálico sobre estructura auxiliar donde se reflejarán los datos de la obra en relación con el título de esta, entidad promotora y nombres de los técnicos competentes, cuyo diseño deberá ser aprobado previamente a su colocación por la Dirección Facultativa.

1.11. REPLANTEO

El Constructor o Instalador iniciará las obras con el replanteo de estas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de ulteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se considerarán a cargo del Contratista e incluidos en su oferta.

El Constructor someterá el replanteo a la aprobación del Técnico Director y una vez este haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada por el Técnico, siendo responsabilidad del Constructor la omisión de este trámite.

1.12. COMIENZO DE LA OBRA. RITMO DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

El Constructor o Instalador dará comienzo a las obras en el plazo marcado en el Pliego de Condiciones Particulares, desarrollándolas en la forma necesaria para que dentro de los períodos parciales en aquél señalados queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el Contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el Contratista dar cuenta al Técnico Director del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.

1.13. ORDEN DE LOS TRABAJOS

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en los que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la Dirección Facultativa.

1.14. FACILIDADES PARA OTROS CONTRATISTAS

De acuerdo con lo que requiera la Dirección Facultativa, el Contratista General deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás Contratistas que intervengan en la obra. Ello sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre Contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos.

En caso de litigio, ambos Contratistas estarán a lo que resuelva la Dirección Facultativa.

1.15. AMPLIACIÓN DEL PROYECTO POR CAUSAS IMPREVISTAS

Cuando sea preciso por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el Proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el Técnico Director en tanto se formula o se tramita el Proyecto Reformado.

El Constructor o Instalador está obligado a realizar con su personal y sus materiales cuanto la Dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamientos, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente.

1.16. PRÓRROGA POR CAUSA DE FUERZA MAYOR

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Constructor o Instalador, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del Técnico. Para ello, el Constructor o Instalador expondrá, en escrito dirigido al Técnico, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

1.17. RESPONSABILIDAD EN EL RETRASO DE LA OBRA

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obra estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección Facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiesen proporcionado.

1.18. CONDICIONES GENERALES DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto, a las modificaciones de este que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Técnico al Constructor o Instalador, dentro de las limitaciones presupuestarias.

1.19. OBRAS OCULTAS

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación del edificio, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, siendo entregados: uno, al Técnico; otro a la Propiedad; y el tercero, al Contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

1.20. TRABAJOS DEFECTUOSOS

El Constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las "Condiciones Generales y Particulares de índole Técnica "del Pliego de Condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.

Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva del edificio es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala gestión o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que le exima de responsabilidad el control que compete al Técnico, ni tampoco el hecho de que los trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre serán extendidas y abonadas a buena cuenta.

Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el Técnico Director advierta vicios o defectos en los trabajos citados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y para verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata. Si ésta no estimase justa la decisión y se negase a la demolición y reconstrucción o ambas, se planteará la cuestión ante la Propiedad, quien resolverá.

1.21. VICIOS OCULTOS

Si el Técnico tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la



recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos.

Los gastos que se observen serán de cuenta del Constructor o Instalador, siempre que los vicios existan realmente.

1.22. MATERIALES Y LOS APARATOS. SU PROCEDENCIA

El Constructor tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas clases en los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el Pliego Particular de Condiciones Técnicas preceptúe una procedencia determinada.

Obligatoriamente, y para proceder a su empleo o acopio, el Constructor o Instalador deberá presentar al Técnico una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se indiquen todas las indicaciones sobre marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.

1.23. MATERIALES NO UTILIZABLES

El Constructor o Instalador, a su costa, transportará y colocará, agrupándolos ordenadamente y en el lugar adecuado, los materiales procedentes de las excavaciones, derribos, etc., que no sean utilizables en la obra.

Se retirarán de esta o se llevarán al vertedero, cuando así estuviese establecido en el Pliego de Condiciones Particulares vigente en la obra.

Si no se hubiese preceptuado nada sobre el particular, se retirarán de ella cuando así lo ordene el Técnico.

1.24. GASTOS OCASIONADOS POR PRUEBAS Y ENSAYOS

Todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras serán cuenta de la contrata.

Todo ensayo que no haya resultado satisfactorio o que no ofrezca las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo de este.

1.25. LIMPIEZA DE LAS OBRAS

Es obligación del Constructor o Instalador mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto.

1.26. DOCUMENTACIÓN FINAL DE LA OBRA

El Técnico Director facilitará a la Propiedad la documentación final de las obras, con las especificaciones y contenido dispuesto por la legislación vigente.

1.27. PLAZO DE GARANTÍA

El plazo de garantía será de doce meses, y durante este período el Contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por esta causa se produjeran, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la Propiedad con cargo a la fianza.

El Contratista garantiza a la Propiedad contra toda reclamación de tercera persona, derivada del incumplimiento de sus obligaciones económicas o disposiciones legales relacionadas con la obra.

Tras la Recepción Definitiva de la obra, el Contratista quedará relevado de toda responsabilidad salvo en lo referente a los vicios ocultos de la construcción.

1.28. CONSERVACIÓN DE LAS OBRAS RECIBIDAS PROVISIONALMENTE

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía comprendido entre las recepciones provisionales y definitivas correrán a cargo del Contratista.

Por lo tanto, el Contratista durante el plazo de garantía será el conservador del edificio, donde tendrá el personal suficiente para atender a todas las averías y reparaciones que puedan presentarse, aunque el establecimiento fuese ocupado o utilizado por la propiedad, antes de la Recepción Definitiva.

1.29. RECEPCIÓN DEFINITIVA

La recepción definitiva se verificará después de transcurrido el plazo de garantía en igual forma y con las mismas formalidades que la provisional, a partir de cuya fecha cesará la obligación del Constructor o Instalador de reparar a su cargo aquellos desperfectos inherentes a la norma de conservación de los edificios y quedarán sólo subsistentes todas las responsabilidades que pudieran alcanzarle por vicios de la construcción.

1.30. PRÓRROGA DEL PLAZO DE GARANTÍA

Si al proceder al reconocimiento para la recepción definitiva de la obra, no se encontrase ésta en las condiciones debidas, se aplazará dicha recepción definitiva y el Técnico Director marcará al Constructor o Instalador los plazos y formas en que deberán realizarse las obras necesarias y, de no efectuarse dentro de aquellos, podrá resolverse el contrato con pérdida de la fianza.

1.31. RECEPCIONES DE TRABAJOS CUYA CONTRATA HAYA SIDO RESCINDIDA

En el caso de resolución del contrato, el Contratista vendrá obligado a retirar, en el plazo que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares, la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones, etc., a resolver los subcontratos que tuviese concertados y a dejar la obra en condiciones de ser reanudadas por otra empresa.

2. CONDICIONES ECONÓMICAS

2.1. COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Se considerarán costes directos:

- La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que intervienen directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- Los materiales, a los precios resultantes a pie de la obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- Los equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
- Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

Se considerarán costes indirectos:

- Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

Se considerarán Gastos Generales:

- Los Gastos Generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la Administración Pública este porcentaje se establece un 13 %).

Beneficio Industrial:

- El Beneficio Industrial del Contratista se establece en el 6% sobre la suma de las anteriores partidas.

Precio de Ejecución Material:

- Se denominará Precio de Ejecución Material al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del Beneficio Industrial y los gastos generales.

Precio de Contrata:

- El precio de Contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial.

- El IVA gira sobre esta suma, pero no integra el precio.

2.2. PRECIO DE CONTRATA. IMPORTE DE CONTRATA

En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra aneja cualquiera se contratase a riesgo y ventura, se entiende por Precio de Contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de Ejecución material, más el tanto por ciento sobre este último precio en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista. Los Gastos Generales se estiman normalmente en un 13% y el beneficio se estima normalmente en 6%, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro destino.

2.3. PRECIOS CONTRADICTORIOS

Se producirán precios contradictorios sólo cuando la Propiedad por medio del Técnico decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista.

El Contratista estará obligado a efectuar los cambios.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el Técnico y el Contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determina el Pliego de Condiciones Particulares. Si subsistiese la diferencia se acudirá en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto y, en segundo lugar, al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.

Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

2.4. RECLAMACIONES DE AUMENTO DE PRECIOS POR CAUSAS DIVERSAS

Si el Contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras.

2.5. REVISIÓN DE LOS PRECIOS CONTRATADOS

Contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el Calendario, un montante superior al 5% del importe total del presupuesto de Contrato.

Caso de producirse variaciones en alza superiores a este porcentaje, se efectuará la correspondiente revisión de acuerdo con la fórmula establecida en el Pliego de Condiciones Particulares, percibiendo el Contratista la diferencia en más que resulte por la variación del IPC superior al 5%.

No habrá revisión de precios de las unidades que puedan quedar fuera de los plazos fijados en el Calendario de la oferta.

2.6. ACOPIO DE MATERIALES

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la Propiedad ordena por escrito.

Los materiales acopiados, una vez abonados por el Propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el Contratista.

2.7. RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR O INSTALADOR EN EL BAJO RENDIMIENTO DE LOS TRABAJADORES

Si de los partes mensuales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el Constructor al Técnico Director, éste advirtiese que los rendimientos de la mano de obra, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al Constructor o Instalador, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción en la cuantía señalada por el Técnico Director.

Si hecha esta notificación al Constructor o Instalador, en los meses sucesivos, los rendimientos no llegasen a los normales, el Propietario queda facultado para resarcirse de la diferencia, rebajando su importe del quince por ciento (15 por 100) que por los conceptos antes expresados correspondería abonarle al Constructor en las liquidaciones quincenales que preceptivamente deben efectuarse. En caso de no llegar ambas partes a un acuerdo en cuanto a los rendimientos de la mano de obra, se someterá el caso a arbitraje.

2.8. RELACIONES VALORADAS Y CERTIFICACIONES

En cada una de las épocas o fechas que se fijen en el contrato o en los "Pliegos de Condiciones Particulares" que rijan en la obra, formará el Contratista una relación valorada de las obras ejecutadas durante los plazos previstos, según la medición que habrá practicado el Técnico.

Lo ejecutado por el Contratista en las condiciones preestablecidas, se valorará aplicando el resultado de la medición general, cúbica, superficial, lineal, ponderal o numeral correspondiente a cada unidad de la obra y a los precios señalados en el presupuesto para cada una de ellas, teniendo presente además lo establecido en el presente "Pliego General de Condiciones Económicas", respecto a mejoras o sustituciones de material y a las obras accesorias y especiales, etc.

Al Contratista, que podrá presenciar las mediciones necesarias para extender dicha relación, se le facilitarán por el Técnico los datos correspondientes de la relación valorada, acompañándolos de una nota de envío, al objeto de que, dentro del plazo de diez (10) días a partir de la fecha de recibo de dicha nota, pueda el Contratista examinarlos o devolverlos firmados con su conformidad o hacer, en caso contrario, las observaciones o reclamaciones que considere oportunas. Dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo, el Técnico Director aceptará o rechazará las reclamaciones del Contratista si las hubiere, dando cuenta al mismo de su resolución, pudiendo éste, en el segundo caso, acudir ante el Propietario contra la resolución del Técnico Director en la forma prevenida de los "Pliegos Generales de Condiciones Facultativas y Legales".

Tomando como base la relación valorada indicada en el párrafo anterior, expedirá el Técnico Director la certificación de las obras ejecutadas.

De su importe se deducirá el tanto por ciento que para la constitución de la fianza se haya preestablecido.

Las certificaciones se remitirán al Propietario, dentro del mes siguiente al período a que se refieren, y tendrán el carácter de documento y entregas a buena cuenta, sujetas a las rectificaciones y variaciones que se deriven de la liquidación final, no suponiendo tampoco dichas certificaciones aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Las relaciones valoradas contendrán solamente la obra ejecutada en el plazo a que la valoración se refiere.

2.9. MEJORAS DE OBRAS LIBREMENTE EJECUTADAS

Cuando el Contratista, incluso con autorización del Técnico Director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el Proyecto o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio, o ejecutase con mayores dimensiones cualquier parte de la obra, o, en general, introdujese en ésta y sin pedírsela, cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del Técnico Director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponderle en el caso de que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicada.

2.10. ABONO DE TRABAJOS PRESUPUESTADOS CON PARTIDA ALZADA

El abono de los trabajos presupuestados en partida alzada se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:

- Si existen precios contratados para unidades de obra iguales, las presupuestadas mediante partida alzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.
- Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partida alzada, deducidos de los similares contratados.
- Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partida alzada se abonará íntegramente al Contratista, salvo el caso de que en el Presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso, el Técnico Director indicará al Contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que ha de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de Administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el Presupuesto aprobado o, en su defecto, a los que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista.

2.11. PAGOS

Los pagos se efectuarán por el Propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe, corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el Técnico Director, en virtud de las cuales se verifican aquéllos.

2.12. IMPORTE DE LA INDEMNIZACIÓN POR RETRASO NO JUSTIFICADO EN EL PLAZO DE TERMINACIÓN DE LAS OBRAS

La indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el Calendario de Obra.

Las sumas resultantes se descontarán y retendrán con cargo a la fianza.

2.13. DEMORA DE LOS PAGOS

Se rechazará toda solicitud de resolución del contrato fundada en dicha demora de Pagos, cuando el Contratista no justifique en la fecha el presupuesto correspondiente al plazo de ejecución que tenga señalado en el contrato.

2.14. MEJORAS Y AUMENTOS DE OBRA. CASOS CONTRARIOS

No se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en que el Técnico Director haya ordenado por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato. Tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las mediciones del Proyecto, a menos que el Técnico Director ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas.

En todos estos casos será condición indispensable que ambas partes contratantes, antes de su ejecución o empleo, convengan por escrito los importes totales de las unidades mejoradas, los precios de los nuevos materiales o aparatos ordenados emplear y los aumentos que todas estas mejoras o aumentos de obra supongan sobre el importe de las unidades contratadas.

Se seguirán el mismo criterio y procedimiento, cuando el Técnico Director introduzca innovaciones que supongan una reducción apreciable en los importes de las unidades de obra contratadas.

2.15. UNIDADES DE OBRAS DEFECTUOSAS PERO ACEPTABLES

Cuando por cualquier causa fuera menester valorar obra defectuosa, pero aceptable a juicio del Técnico Director de las obras, éste determinará el precio o partida de abono después de oír al Contratista, el cual deberá conformarse con dicha resolución, salvo el caso en que, estando dentro del plazo de ejecución, prefiera demoler la obra y rehacerla con arreglo a condiciones, sin exceder de dicho plazo.

2.16. SEGURO DE LAS OBRAS

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados. El importe abonado por la Sociedad Aseguradora, en el caso de siniestro, se ingresará en cuenta a nombre del Propietario, para que

con cargo a ella se abone la obra que se construya y a medida que ésta se vaya realizando. El reintegro de dicha cantidad al Contratista se efectuará por certificaciones, como el resto de los trabajos de la construcción.

En ningún caso, salvo conformidad expresa del Contratista, hecho en documento público, el Propietario podrá disponer de dicho importe para menesteres distintos del de reconstrucción de la parte siniestrada; la infracción de lo anteriormente expuesto será motivo suficiente para que el Contratista pueda resolver el contrato, con devolución de fianza, abono completo de gastos, materiales acopiados, etc.; y una indemnización equivalente al importe de los daños causados al Contratista por el siniestro y que no se hubiesen abonado, pero sólo en proporción equivalente a lo que suponga la indemnización abonada por la Compañía Aseguradora, respecto al importe de los daños causados por el siniestro, que serán tasados a estos efectos por el Técnico Director.

En las obras de reforma o reparación, se fijarán previamente la porción de edificio que debe ser asegurada y su cuantía, y si nada se prevé, se entenderá que el seguro ha de comprender toda la parte del edificio afectada por la obra.

Los riesgos asegurados y las condiciones que figuren en la póliza o pólizas de Seguros, los pondrá el Contratista, antes de contratarlos en conocimiento del Propietario, al objeto de recabar de éste su previa conformidad o reparos.

2.17. CONSERVACIÓN DE LA OBRA

Si el Contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de las obras durante el plazo de garantía, en el caso de que el edificio no haya sido ocupado por el Propietario antes de la recepción definitiva, el Técnico Director en representación del Propietario, podrá disponer todo lo que sea preciso para que se atienda a la guardería, limpieza y todo lo que fuese menester para su buena conservación abonándose todo ello por cuenta de la Contrata.

Al abandonar el Contratista el edificio, tanto por buena terminación de las obras, como en el caso de resolución del contrato, está obligado a dejarlo desocupado y limpio en el plazo que el Técnico Director fije.

Después de la recepción provisional del edificio y en el caso de que la conservación del edificio corra a cargo del Contratista, no deberá haber en él más herramientas, útiles, materiales, muebles, etc., que los indispensables para su guardería y limpieza y para los trabajos que fuese preciso ejecutar.

2.18. USO POR EL CONTRATISTA DEL EDIFICIO O BIENES DEL PROPIETARIO

Cuando durante la ejecución de las obras ocupe el Contratista, con la necesaria y previa autorización del Propietario, edificios o haga uso de materiales o útiles pertenecientes al mismo, tendrá obligación de repararlos y conservarlos para hacer entrega de ellos a la terminación del contrato, en perfecto estado de conservación reponiendo los que se hubiesen inutilizado, sin derecho a indemnización por esta reposición ni por las mejoras hechas en los edificios, propiedades o materiales que haya utilizado.

En el caso de que al terminar el contrato y hacer entrega del material propiedades o edificaciones, no hubiese cumplido el Contratista con lo previsto en el párrafo anterior, lo realizará el Propietario a costa de aquél y con cargo a la fianza.

3. CONDICIONES TÉCNICAS

3.1. DISEÑO

3.1.1. DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Generalidades:

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación y sombras:

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 30: Límites por pérdidas respecto al óptimo en sistemas fotovoltaicos

3.1.2. DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor.
- Temperatura de los módulos.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

3.2. COMPONENTES Y MATERIALES

3.2.1. GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

3.2.2. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las siguientes características técnicas:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

3.2.3. ESTRUCTURA SOPORTE

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

3.2.4. INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Auto conmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del, para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.

- El autoconsumo de los equipos en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

3.2.5. CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

3.2.6. MEDICIONES

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

3.2.7. PROTECCIONES

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 U_m y 0,85 U_m respectivamente) serán para cada fase.

3.2.8. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.2.9. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.2.10. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti/isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

3.3. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas que realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4. CONDICIONES DE REVISIÓN Y MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de esta, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

4.1. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en el plazo máximo de una semana y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.



Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias aparecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento.

4.2. GARANTÍAS

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

4.2.1. PLAZOS

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de estas interrupciones.

4.2.2. CONDICIONES ECONÓMICAS

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

4.2.3. ANULACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

4.2.4. LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

4.3. CALIDADES

Cualquier elemento, máquina, material y cualquier concepto en el que pueda ser definible una calidad, ésta será la indicada en el proyecto. Si no estuviese definida una calidad, la Dirección de Obra podrá elegir la que corresponda en el Mercado a niveles considerados similares a los del resto de los materiales especificados en Proyecto.

Si el Instalador propusiese una calidad similar a la especificada en Proyecto, corresponde exclusivamente a la Dirección de Obra definir si ésta es o no similar. Por tanto, toda marca o calidad que no sea la específicamente indicada en el Documento de medición y presupuesto o en cualquier otro Documento del Proyecto deberá haber sido aprobada por escrito por la Dirección de Obra previamente a su instalación.

Todos los materiales y equipos deberán ser productos normalizados de catálogo de Fabricantes dedicados con regularidad a la fabricación de tales materiales o equipos y deberán ser de primera calidad y del más reciente diseño del Fabricante que cumpla con los requisitos de estas especificaciones y la normativa vigente.

Todos los componentes principales de equipos deberán llevar el nombre, la dirección del Fabricante y el modelo y número de serie en una placa fijada con seguridad en un sitio visible.

ANEXO IV: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Como Consecuencia de la ley 31/1995, del 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales, se aprueba el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

1. OBJETO DE ESTUDIO

Este Estudio Básico de Seguridad y Salud establece, durante la ejecución de la de la obra, las previsiones respecto a prevención de riesgos y accidentes profesionales, así como las instalaciones preceptivas de Higiene y Bienestar de los trabajadores.

Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales facilitando su desarrollo bajo el control de la Dirección Facultativa de acuerdo con el Real Decreto 1627/1.997.

2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a la red de 1 MWp, que se instalará flotante sobre las aguas del embalse de Arcos, que se encuentra en el entorno municipal de Arcos de la Frontera (Cádiz).

Los trabajos por ejecutar son:

- Construcción de la playa para el lanzamiento de la instalación.
- Montaje y conexionado eléctrico de los paneles solares.
- Lanzamiento de las estructuras flotantes que soportarán los paneles solares.
- Ejecución de la cimentación del centro de transformación.
- Conexión eléctrica entre los diferentes elementos de la instalación.
- Instalación de equipos del centro de transformación y armarios de protección.
- Conexionado eléctrico general entre el sistema de captación, los equipos en tierra y la conexión a la red.

3. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS

Durante la ejecución de los trabajos se plantean los posibles riesgos:

- Proyecciones de objetos y/o fragmentos
- Ambiente pulverulento
- Aplastamientos
- Atrapamientos
- Atropellos y/o colisiones
- Caída de objetos y/o de máquinas
- Caídas de personas a distinto nivel
- Caídas de personas al mismo nivel
- Contactos eléctricos directos
- Exposición a fuentes luminosas peligrosas.
- Golpe por rotura de cable
- Golpes y/o cortes con objetos y/o maquinaria
- Pisada sobre objetos punzantes
- Sobreesfuerzos
- Ruido
- Vuelco de máquinas y/o camiones
- Caída de personas de altura

3.1. CAÍDAS DE OPERARIOS

Las consecuencias que se derivan de estas caídas son contusiones, esguinces, fracturas de huesos, pérdida de la consciencia y en el peor de los casos la muerte.

Medidas preventivas:

- El suelo tiene que ser un conjunto homogéneo y llano. Se intentará que sea de material consistente, no resbaladizo y de fácil limpieza.
- Las zonas de tránsito deberán estar siempre en buen estado y libres de obstáculos, realizando las limpiezas correspondientes.
- Se acumularán y eliminarán los residuos provenientes de los materiales o de la fabricación, a través de acumulación en recipientes adecuados.
- Utilizar calzado en buen estado con el tipo de suela adecuada que evite la caída por resbalamiento.
- Se evitará la escasa iluminación.
- Se comprobará que las dimensiones del espacio de trabajo permiten desplazamientos seguros.
- El almacenamiento de materiales, así como las herramientas se colocarán en lugares específicos para tal fin.

3.2. CAÍDAS DE OBJETOS SOBRE OPERARIOS

La posibilidad de que ciertos objetos caigan sobre los operarios debe tenerse en cuenta a la hora de planificar los trabajos. Estos objetos al golpear sobre el trabajador pueden ocasionar lesiones debidas al impacto o incluso provocar que se produzca una caída al mismo o distinto nivel.

Medidas preventivas:

- Es obligatorio el uso del casco de protección durante todos los trabajos que se den en la instalación.
- Se señalarán todos los objetos punzantes o con aristas peligrosas que se encuentren a una altura considerable.
- Los espacios de trabajo estarán libres del riesgo de caídas de objetos por desprendimiento, si no es posible se protegerá a través de mallas, chapas o similares.
- Las escaleras y plataformas serán de material adecuado, adosadas y ancladas de forma correcta a terreno estable.
- El almacenamiento de materiales se realizará en lugares específicos, delimitados y señalizados,
- Siendo el almacenamiento de los materiales lugares siempre a nivel del suelo en caso de no poderse se ofrecerá estabilidad, según la forma y resistencia de los materiales.
- Los materiales que se sitúen en vertical (barras, módulos etc.) estarán protegidos y apoyados en el suelo, dispondrán además de medios de estabilidad y sujeción.
- Las cargas estarán bien sujetas entre sí y con un sistema adecuado de sujeción y contención.
- Los equipos de elevación y transporte de materiales tendrán una resistencia suficiente a la carga y estarán en buen estado.

3.3. GOLPES CONTRA OBJETOS INMOVILES

Los operarios pueden sufrir golpes contra equipo almacenado o contra la propia maquinaria del montaje de la instalación. Estos hechos pueden acontecer en caídas, golpes y daños en general tanto para las personas como para los materiales de la instalación.

Medidas preventivas:

- Situar pasillos conectores entre las zonas de trabajo, que deberán tener una anchura adecuada al número de personas circularán por ellos. Sus dimensiones mínimas serán de 1 metro de anchura.
- Estos pasillos estarán libres de obstáculos. Y se señalizarán las zonas de almacenaje de material.
- Todo lugar por donde circulen o se puedan encontrar los operarios de la instalación estará protegido a una altura mínima de 2 metros. Cuando exista peligro a menor altura se prohibirá la circulación por tales lugares, en caso de ser necesario el acceso se situarán las correspondientes señalizaciones.
- Las zonas de paso junto a instalaciones peligrosas deben estar protegidas.
- La superficie de trabajo debe estar libre de obstáculos tanto en el suelo como en la altura, señalizando convenientemente los objetos cercanos.
- Todos los lugares de trabajo o tránsito tendrán suficiente iluminación para garantizar la visibilidad en todo momento. Siempre que sea posible se utilizará iluminación natural.

3.4. INTERFERENCIAS CON LA MAQUINARIA

Si un operario se sitúa peligrosamente cerca de la maquinaria pueden ocurrir accidentes graves al golpear la máquina al operario.

Igualmente, con los camiones pueden darse situaciones similares si existen operarios en las proximidades. Esto puede ocurrir tanto en el momento en el que entran a la obra, como en el momento en el que se disponen a descargar los equipos. Todos estos riesgos pueden derivar en golpes contra el operario que podrían incluso a causar su muerte.

Medidas preventivas:

- Se establecerá un perímetro alrededor de la maquinaria con el radio de acción de esta, de manera que el operario no pueda verse afectado por un posible error ya sea humano o técnico.
- Mantener un adecuado orden en la instalación delimitando y señalizando las zonas destinadas a maquinaria y almacenamiento de material.
- Comprobar que existe una iluminación adecuada en las zonas de trabajo y tránsito.
- Se debe disponer de armarios para colocar y guardar las herramientas. Las herramientas cortantes o puntiagudas se guardarán con protección extra.
- Se deben utilizar equipos de protección certificados, especialmente guantes y calzado, para evitar golpes o cortes.

3.5. RIESGOS EN LA REALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS ELÉCTRICOS

Existen riesgos eléctricos incluso aunque no estén conectada la instalación esto se debe a que los módulos producen tensión entre sus terminales cuando son alcanzados por el sol, aunque no estén conectados al sistema.

Esta presencia de tensión puede provocar en los operarios problemas eléctricos debidos a un posible fallo en el sistema de tierras o en los momentos previos a la conexión de este.

Existen dos tipos de riesgos eléctricos, el contacto directo con elementos conductores en funcionamiento y el indirecto, ambos pueden causar quemaduras importantes en la persona y daños en la instalación

3.5.1. CONTACTOS ELÉCTRICOS INDIRECTOS

Medidas preventivas:

- Se aislarán los bornes de los módulos fotovoltaicos hasta el momento de su montaje final.
- Se evitarán humedades importantes en la proximidad de las instalaciones eléctricas, en la medida de lo posible teniendo en cuenta la proximidad al agua del embalse.
- Todas las masas con posibilidad de ponerse en tensión por avería o defecto estarán conectadas a tierra.
- Los cuadros metálicos que contengan equipos y mecanismos eléctricos estarán eficazmente conectados a tierra.
- Toda La maquinaria eléctrica y equipos utilizados en el montaje de la instalación estarán protegidos mediante doble aislamiento eléctrico.
- Todas las instalaciones eléctricas estarán equipadas con protección diferencial adecuada. Uso de calzado con suela aislante. No es válido el calzado de protección requerido para el resto de los trabajos.
- Deberán utilizarse los colores distintivos adecuados para los conductores. En alterna, amarillo-verde para conductor de protección o puesta a tierra. En continua, rojo para el positivo y negro para el negativo.

3.5.2. CONTACTOS ELÉCTRICOS DIRECTOS

Medidas preventivas:

- Uso de guantes aislantes en la ejecución de todos los trabajos eléctricos. No son válidos los guantes de protección usados para los trabajos generales.
- Aislar todas las fuentes de tensión posibles durante su manipulación.
- No suministrar corriente eléctrica a equipos que se encuentren en contacto con el agua o en condiciones de humedad, a no ser que dispongan de las protecciones adecuadas para ello.
- Mantener siempre todas las cajas de conexiones cerradas
- Garantizar el aislamiento eléctrico, de todos los cables activos
- Los empalmes y conexiones estarán siempre aislados y protegidos
- La conexión a máquinas se hará siempre mediante bornas de empalme, suficientes para el número de cables a conectar

- Todas las cajas registro, empleadas en las conexiones de los elementos, en funcionamiento estarán siempre tapadas.
- Todas las clavijas de conexión estarán bien sujetas, limpias y no presentaran partes activas accesibles, cuando están conectadas
- Todas las líneas de entrada y salida al inversor y los contadores estarán perfectamente sujetas y aisladas
- Cuando haya que manipular en una instalación eléctrica: cambio de fusibles, etc., hacerlo siempre con la instalación desconectada.

3.6. RIESGO DE AHOGAMIENTO

Al trabajar en un entorno acuático, es un riesgo lógico que se den caídas al agua y junto con el peso del equipo de trabajo pueda suceder un ahogamiento.

Medidas preventivas:

- Será obligatorio el uso de chalecos salvavidas al trabajar en el medio acuático.
- Siempre que el operario se encuentre o en las estructuras flotantes o durante su instalación, estará obligado a estar sujeto a la instalación por medio de arneses.
- El acceso a la instalación flotante estará prohibido en caso de fallo eléctrico y se deberá parar la instalación al completo.
- Cualquier conexión/desconexión eléctrica en el sistema flotante se deberá llevar a cabo por personal especializado y protegido con material especial para el trabajo a realizar.
- Existirán personas especialistas en rescate acuático supervisando el montaje de la instalación, este equipo dispondrá del material de salvamento necesario.
- El suelo de las estructuras dispondrá de pasillos de acceso, los cuales se encontrarán cubiertos de materiales antideslizante y estarán adecuadamente señalizados.

3.7. OTROS RIESGOS

Las insolaciones pueden causar mareos, fatigas o desmayos en los operarios. Estos a su vez pueden ser la causa de graves caídas, para evitarlo es recomendable facilitar agua regularmente a los operarios, así como realizar pequeños descansos en las tareas.

Deberán disponerse de las señalizaciones oportunas: señal de peligro eléctrico, señal de sólo personal autorizado, etc. Se requerirá disponerse de un equipo de primeros auxilios que estén a cargo de personas capacitadas, este equipo servirá a su vez como equipo de salvamento para evitar problemas en el agua.

Será necesario disponer de equipos de extinción del fuego especiales para instalaciones eléctricas.

4. PROTECCIONES INDIVIDUALES

- Cascos: para todas las personas que participan en la obra
- Guantes de cuero
- Mandiles de soldador
- Polainas de soldador

- Guantes de goma fina
- Guantes de soldador
- Guantes dieléctricos
- Botas impermeables al agua y a la humedad
- Botas de seguridad de lona (clase III)
- Botas de seguridad de cuero (clase III)
- Botas dieléctricas
- Gafas contra impactos y antipolvo
- Pantalla de seguridad para soldador
- Cinturón anti vibratorio
- Chaleco reflectante
- Chaleco salvavidas
- Manguitos de soldador
- Protectores auditivos
- Mascarillas antipolvo
- Gafas para oxicorte
- Monos o buzos
- Trajes de agua

5. PROTECCIONES COLECTIVAS

- Pórticos protectores de líneas eléctricas
- Vallas de limitación y protección
- Señales de seguridad
- Cintas de balizamiento
- Topes de desplazamiento de vehículos
- Barandillas
- Equipo de salvamento acuático
- Redes
- Lonas
- Cables de sujeción de cinturón de seguridad
- Anclajes de cables
- Casetas de operadores de máquinas
- Limitadores de movimiento de grúas
- Anemómetros
- Extintores
- Interruptores diferenciales
- Tomas y red de tierra
- Transformadores de seguridad

6. MEDIDAS GENERALES PARA LA ELIMINACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS

Servicios higiénicos: Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Para evacuar las aguas fecales, se dispondrá de medios que permitan su traslado a lugares específicos destinados para su eliminación o gestión, de modo que no se viertan al medio ambiente.

Servicios de descanso: Se dispondrán lugares de descanso para el personal encargado del montaje de la instalación, esta zona de descanso dispondrá de agua potable disponible para los operarios.

Factores atmosféricos: Se suspenderán los trabajos cuando los factores climatológicos sean lo suficientemente severos como para poder comprometer la seguridad de los operarios.

Instalaciones, máquinas y equipos: Estarán dispuestos según su normativa y deberán estar diseñadas y construidas, tratando de evitar riesgos en el futuro. Así mismo se garantizará un mantenimiento y se utilizarán tan solo por personal capacitado.

Instalación eléctrica: Se cumplirá lo descrito en el Reglamento de Baja Tensión. Se adoptarán las protecciones pertinentes contra contactos directos e indirectos como ya se ha indicado anteriormente. También se tomarán medidas de protección contra riesgo de incendio y explosión. Los dispositivos de protección deben ser acordes a la potencia instalada y será competencia de las personas encargadas del mantenimiento eléctrico de la instalación.

Vías y salidas de emergencia: Deberán permanecer libres en todo momento y desembocar en la medida de lo posible en zonas seguras y alejadas de la instalación. En caso de peligro, todos los lugares de trabajo podrán evacuarse rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para los trabajadores. La señalización deberá fijarse en lugares visibles y ser lo suficientemente resistentes para soportar las inclemencias meteorológicas. En esta instalación, una vez puesta en marcha, la vía de salida de emergencia principal será a través de la pasarela de acceso por lo que no deberá quedar obstruida en ningún momento. En caso de avería del sistema de alumbrado, existirán un equipo de alumbrado de emergencia suficiente como para poder evacuar la planta de forma segura.

Ventilación: En esta instalación no se requieran medidas especiales en el caso de la ventilación; la disponibilidad de aire limpio en cantidad suficiente para los trabajadores queda asegurada, en cualquier caso, por lo que no se requiere ninguna medida especial.

Ruido: No se requieren medidas particulares para esta instalación. Se facilitarán cascos de protección acústica para los trabajos donde el nivel acústico sea excesivo.

Polvo, gases y vapores: No se requieren medidas particulares para esta instalación. Se facilitarán a los trabajadores mascarillas para protección contra polvo. En la obra no se espera que se produzcan riesgos de inhalación de gases ni vapores tóxicos.

Temperatura: Se medirá para garantizar que no supera valores máximos durante el tiempo de trabajo, en caso de superarse dichos valores se realizarán descansos y se les ofrecerá abundante agua a los operarios, con el fin de evitar desmayos por calor.

7. CONDICIONES GENERALES

El coordinador general en materia de seguridad y salud durante la ejecución y funcionamiento de la instalación será el ingeniero director. Las responsabilidades generales de este se complementarán con las de los contratistas de la obra y los propios trabajadores.

Antes del inicio del montaje se llevará a cabo el aviso previo por parte del promotor a la autoridad laboral encargada.

Se deberá informar antes del comienzo de los trabajos de la obra a los diferentes centros médicos cercanos a la zona, donde se enviarán a los accidentados, para conseguir un tratamiento más rápido y efectivo. Por otro lado, también se deberá disponer en la instalación, en un lugar visible, una lista con los teléfonos y direcciones de los centros médicos asignados para urgencias, ambulancias o cualquier urgencia que pueda surgir. Garantizando de esta manera un rápido transporte de los posibles accidentados a estos centros médicos.

ANEXO V: INFORME DE SIMULACIÓN PVSYST

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **Fotovoltaica Flotante**

Sitio geográfico	Arcos de la Frontera	País	Espana
Ubicación	Latitud	36.75° N	Longitud -5.81° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud 141 m
	Albedo	0.15	
Datos meteorológicos:	Arcos de la Frontera	PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB - TMY	

Variante de simulación : **1 Mega de potencia 1 subconjunto**

Fecha de simulación 09/07/19 11h23

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple		
Orientación plano captador	Inclinación	32°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Importado
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sin sombreado			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	MSMD310AS-39		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Munchen Energieprodukte		
Número de módulos FV		En serie	15 módulos	En paralelo	224 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	3360	Pnom unitaria	310 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	1042 kWp	En cond. de funciona.	951 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	515 V	I mpp	1846 A
Superficie total		Superficie módulos	6520 m²	Superficie célula	5806 m ²

Inversor

Base de datos PVsyst original		Modelo	AGILO 100.0-3 Outdoor		
Características		Fabricante	Fronius International		
Paquete de inversores		Voltaje de funcionam.	460-820 V	Pnom unitaria	100 kWac
		Núm. de inversores	8 unidades	Potencia total	800 kWac
				Relación Pnom	1.30

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto			Fracción de pérdidas	1.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	15.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	4.6 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-1.3 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : **Fotovoltaica Flotante**

Variante de simulación : **1 Mega de potencia 1 subconjunto**

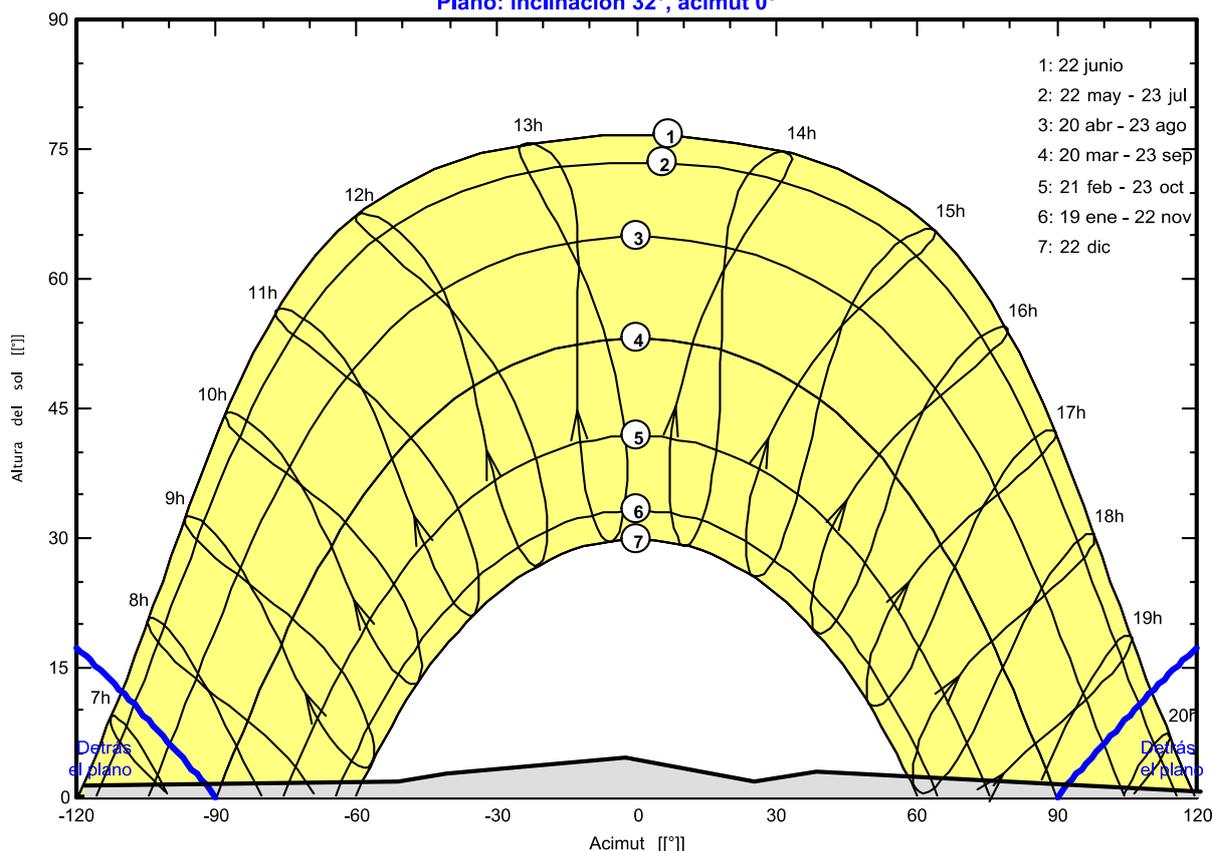
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	MSMD310AS-39	Pnom 310 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3360	Pnom total 1042 kWp
Inversor	Modelo	AGILO 100.0-3 Outdoor	Pnom 100 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total 800 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Horizonte	Elevación Media	2.2°	Factor Difuso	0.98
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.85

Altura [°]	1.4	1.8	2.6	4.6	1.8	3.0	0.6
Acimut [°]	-118	-51	-41	-3	25	38	121

Línea del horizonte en Arcos de la Frontera

Plano: inclinación 32°, acimut 0°



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Fotovoltaica Flotante**

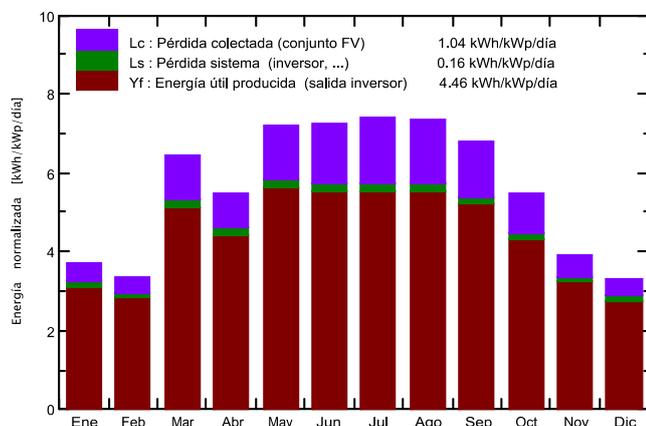
Variante de simulación : **1 Mega de potencia 1 subconjunto**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	MSMD310AS-39	Pnom 310 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3360	Pnom total 1042 kWp
Inversor	Modelo	AGILO 100.0-3 Outdoor	Pnom 100 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total 800 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

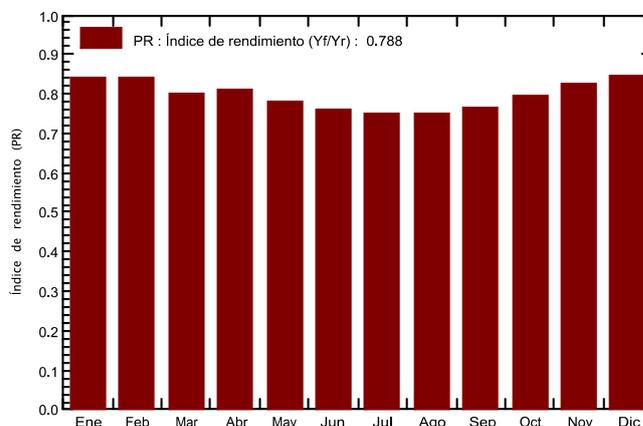
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 1694 MWh/año** Produc. específica 1626 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) **78.77 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1042 kWp



Índice de rendimiento (PR)



1 Mega de potencia 1 subconjunto Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	74.0	32.52	9.72	114.9	109.6	104.4	100.7	0.841
Febrero	73.0	42.13	10.35	94.5	89.9	85.9	82.8	0.842
Marzo	159.7	48.75	11.94	199.3	191.2	171.8	165.8	0.798
Abril	157.0	67.36	14.02	164.7	156.5	143.8	138.8	0.809
Mayo	232.0	68.67	19.19	222.6	212.2	187.6	181.2	0.781
Junio	237.6	66.04	25.30	217.8	207.6	178.9	172.8	0.762
Julio	245.5	59.06	27.27	229.9	219.6	185.7	179.3	0.749
Agosto	221.1	54.99	26.13	227.8	217.9	184.5	178.2	0.751
Septiembre	173.2	47.75	23.16	204.1	195.8	168.7	163.0	0.767
Octubre	126.3	42.79	18.01	169.1	162.1	144.9	140.0	0.794
Noviembre	77.9	30.84	11.69	118.0	113.1	105.5	101.8	0.828
Diciembre	63.0	28.70	10.83	101.9	97.3	92.9	89.7	0.845
Año	1840.2	589.63	17.35	2064.7	1973.0	1754.4	1694.1	0.788

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

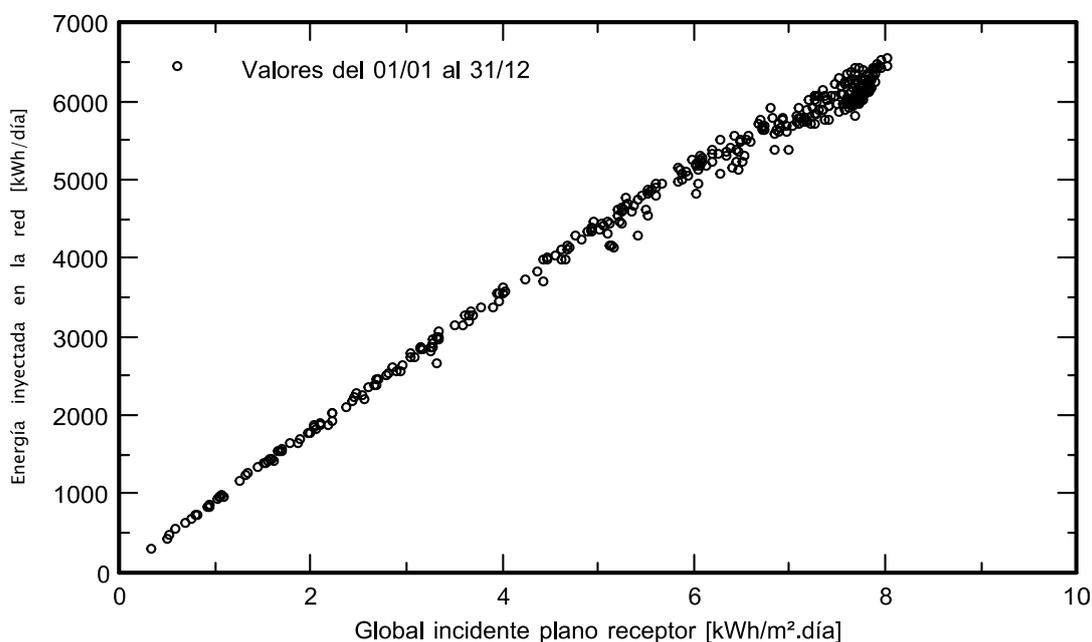
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : **Fotovoltaica Flotante**

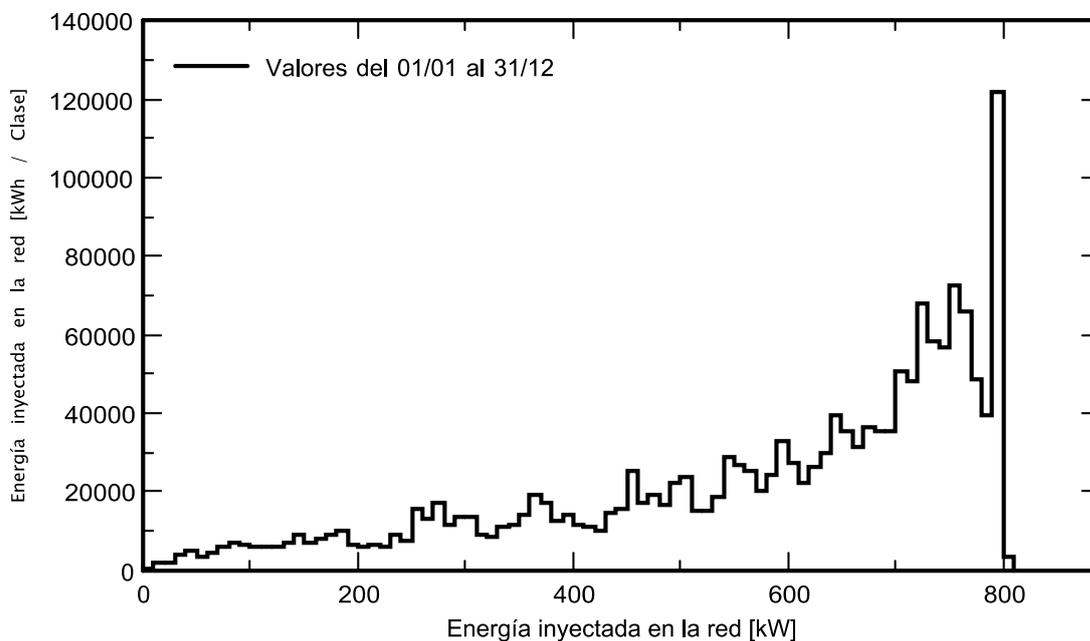
Variante de simulación : **1 Mega de potencia 1 subconjunto**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	MSMD310AS-39	Pnom	310 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3360	Pnom total	1042 kWp
Inversor	Modelo	AGILO 100.0-3 Outdoor	Pnom	100 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total	800 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



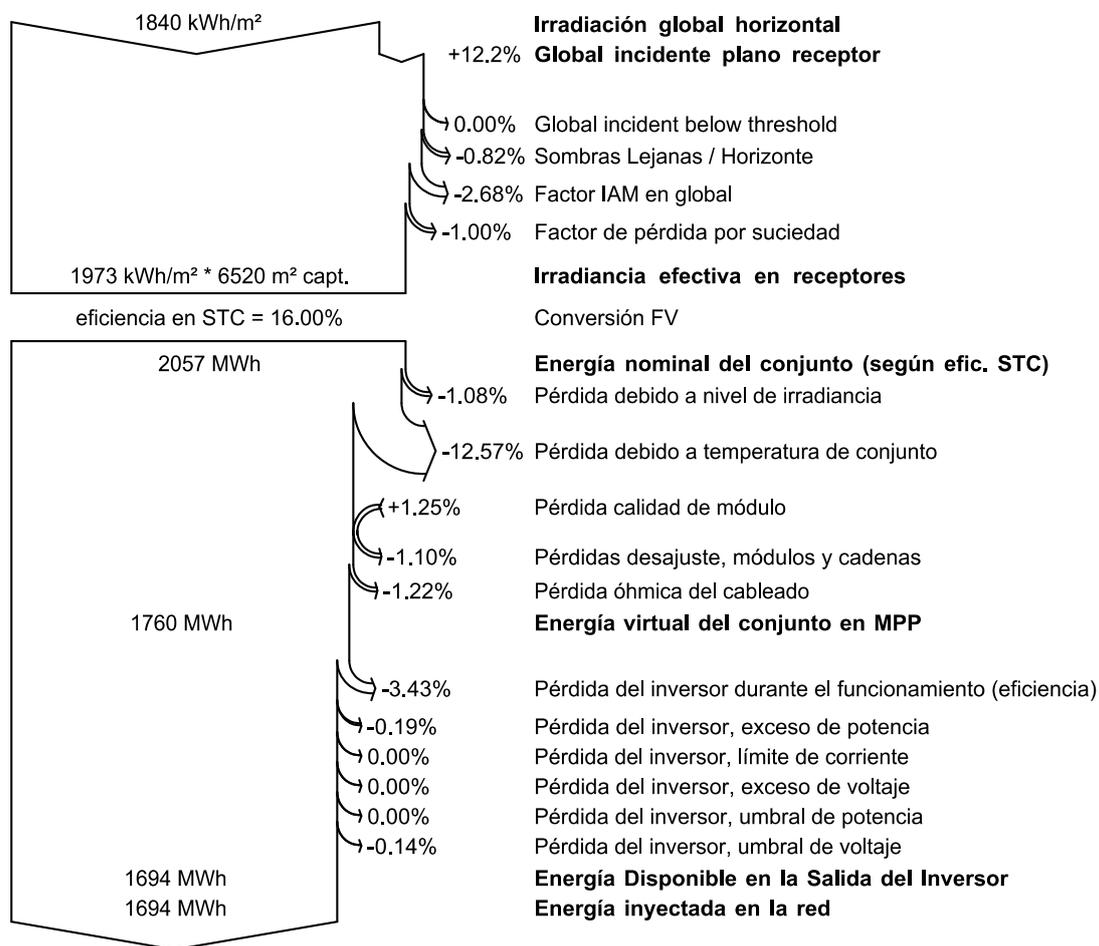
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Fotovoltaica Flotante**

Variante de simulación : **1 Mega de potencia 1 subconjunto**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	MSMD310AS-39	Pnom 310 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3360	Pnom total 1042 kWp
Inversor	Modelo	AGILO 100.0-3 Outdoor	Pnom 100 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total 800 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : **Fotovoltaica Flotante**

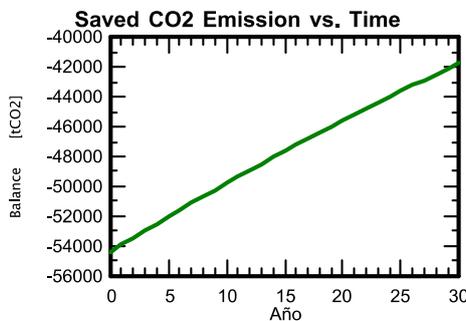
Variante de simulación : **1 Mega de potencia 1 subconjunto**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Orientación Campos FV	inclinación	32°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	MSMD310AS-39	Pnom 310 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	3360	Pnom total 1042 kWp
Inversor	Modelo	AGILO 100.0-3 Outdoor	Pnom 100 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total 800 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Produced Emissions	Total: 54427.72 tCO2	
	Source: Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total: 14585.8 tCO2	
	System production: 1694.06 MWh/año	Lifetime: 30 years
		Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO2/kWh	
	Source: IEA List	Country: Spain
CO2 Emission Balance	Total: -41772.1 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

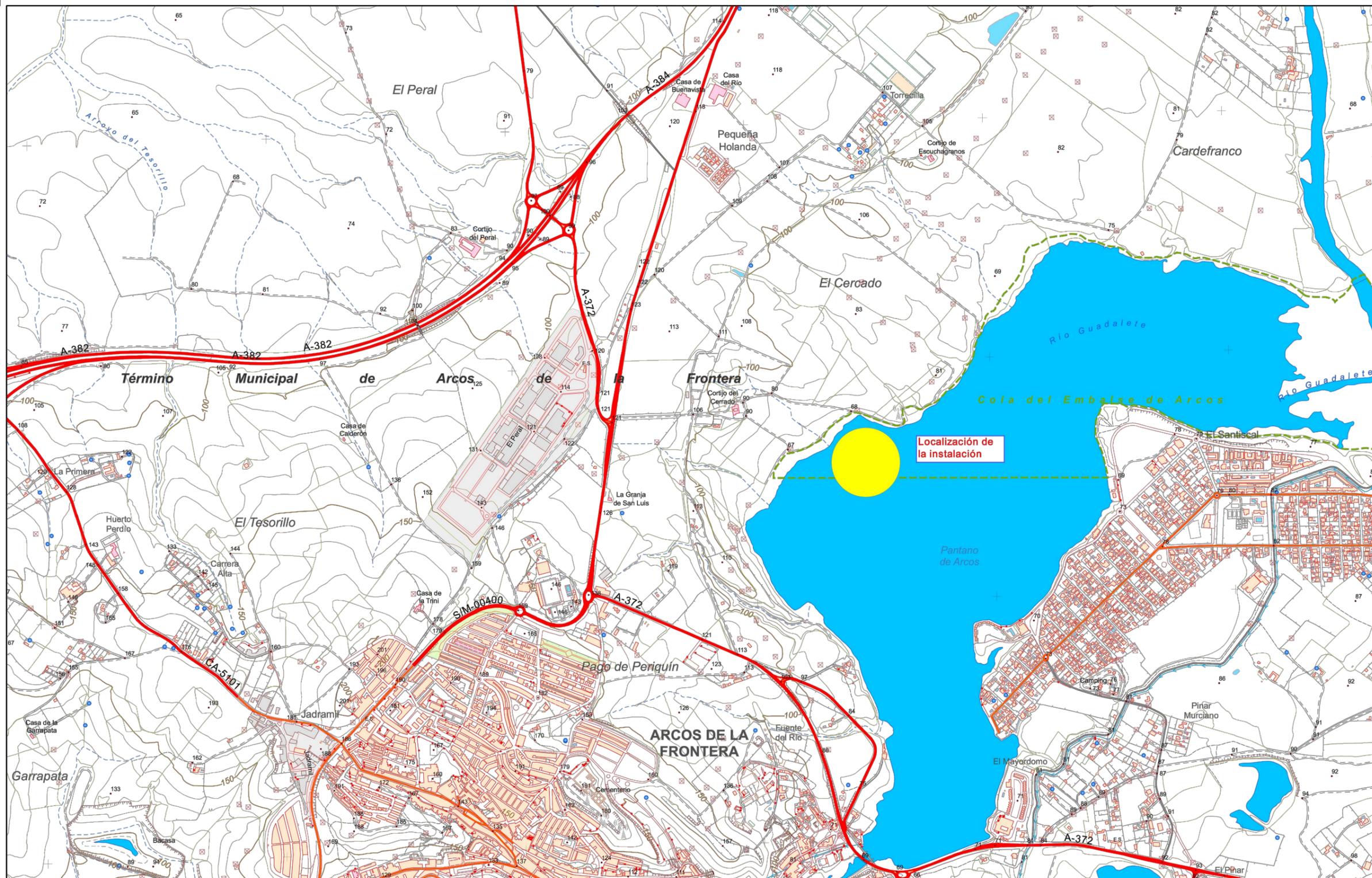
Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	30673 kWp	989440 kg
Subtotal [kgCO2]	52533644	1894075



ANEXO VI: PLANOS

A continuación, se incluyen los diferentes planos del proyecto:

- **Localización de la instalación**
- **Estructura flotante**
Vista 3D de la estructura
Vistas alzado, planta y perfil izquierdo acotadas
- **Diagramas unifilares**
General de la instalación
Específico de la conexión a red
- **Centro de Transformación**
Vistas de la estructura principal
Foso

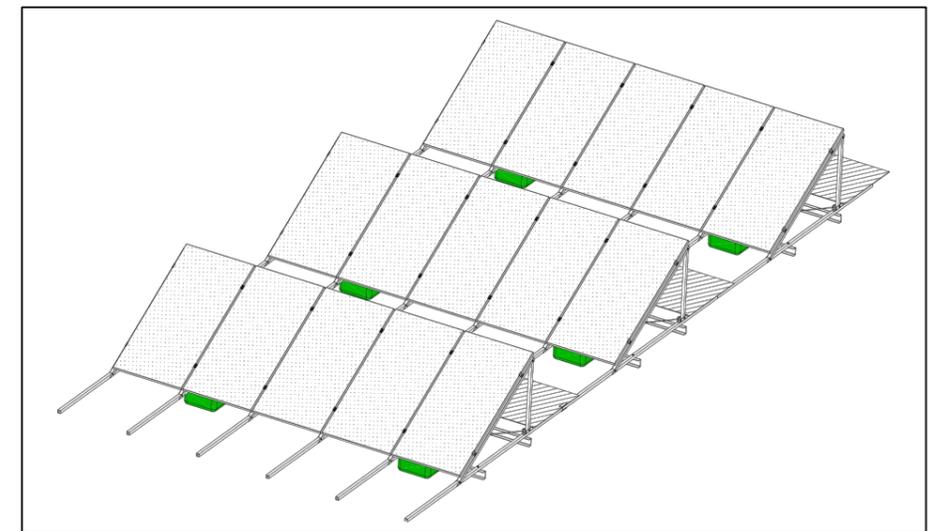
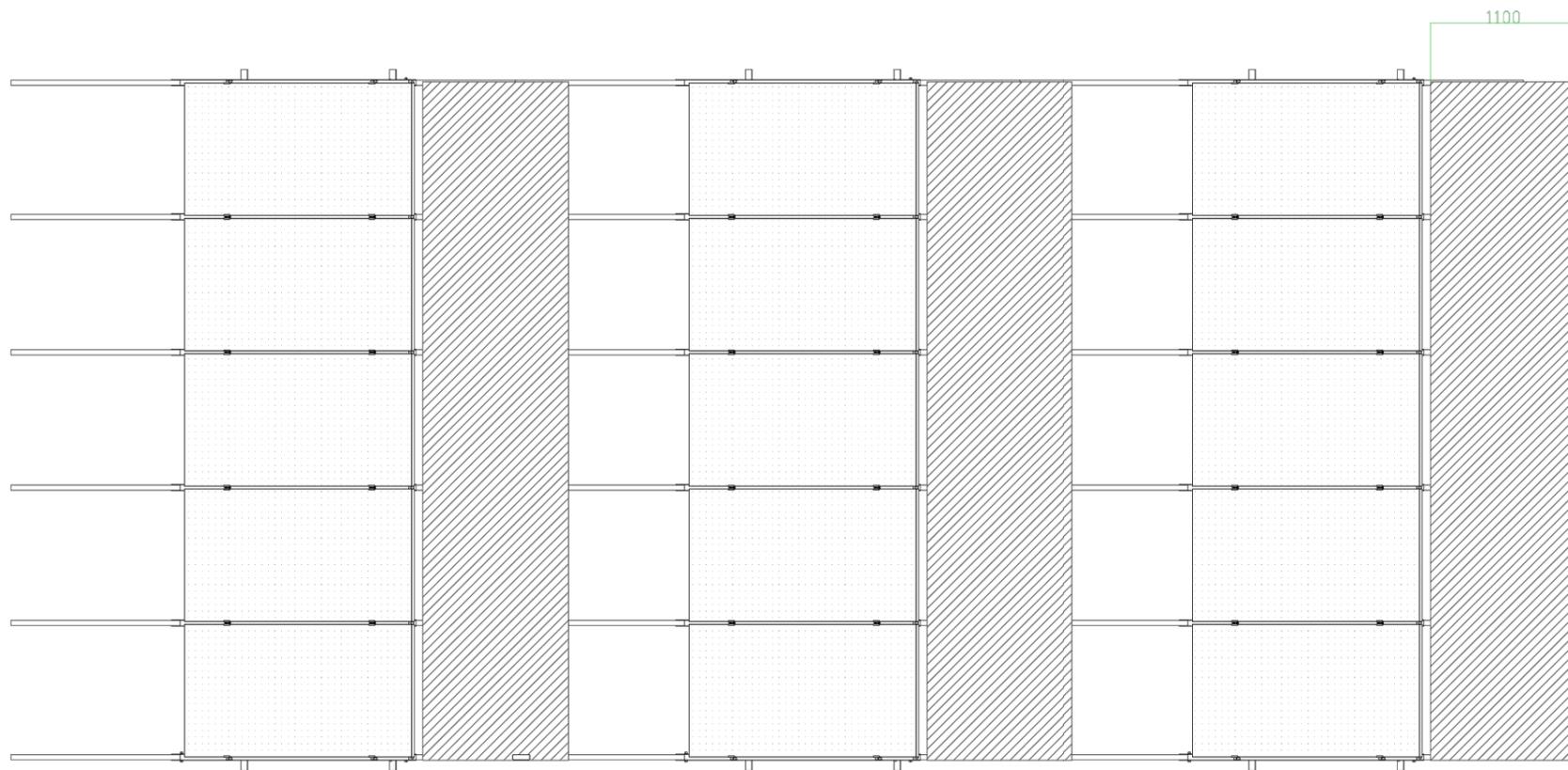
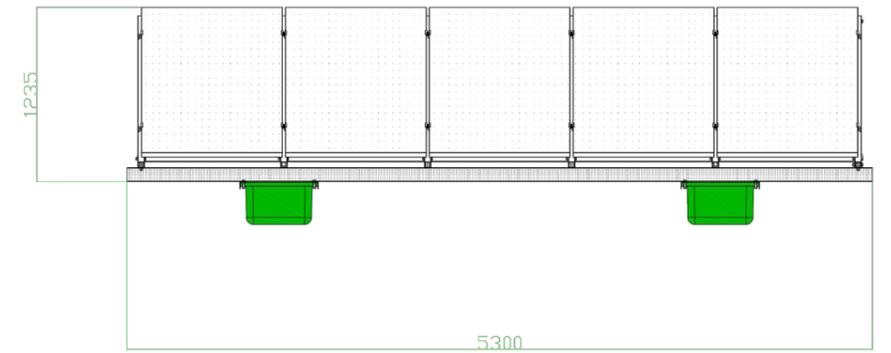
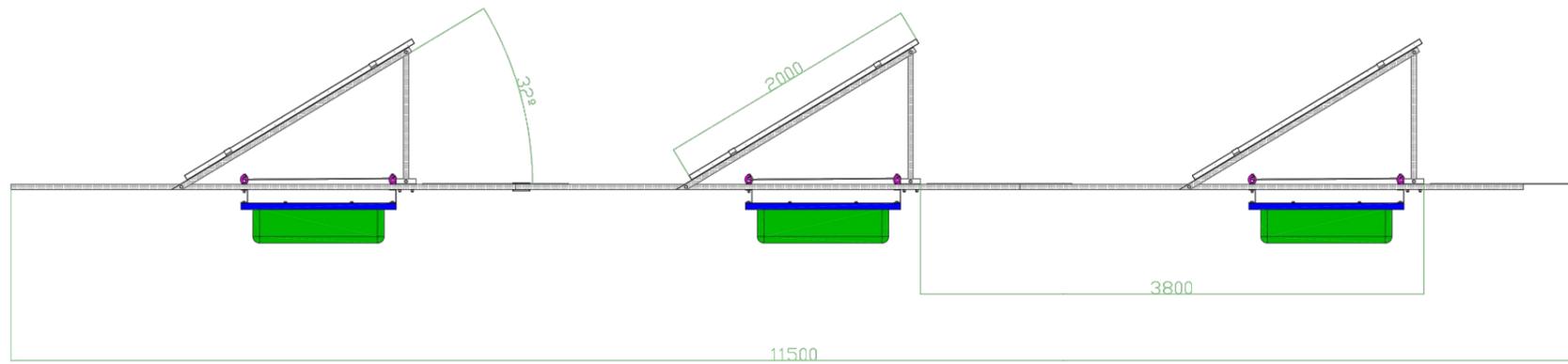


**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
FLOTANTE CONECTADA A RED**

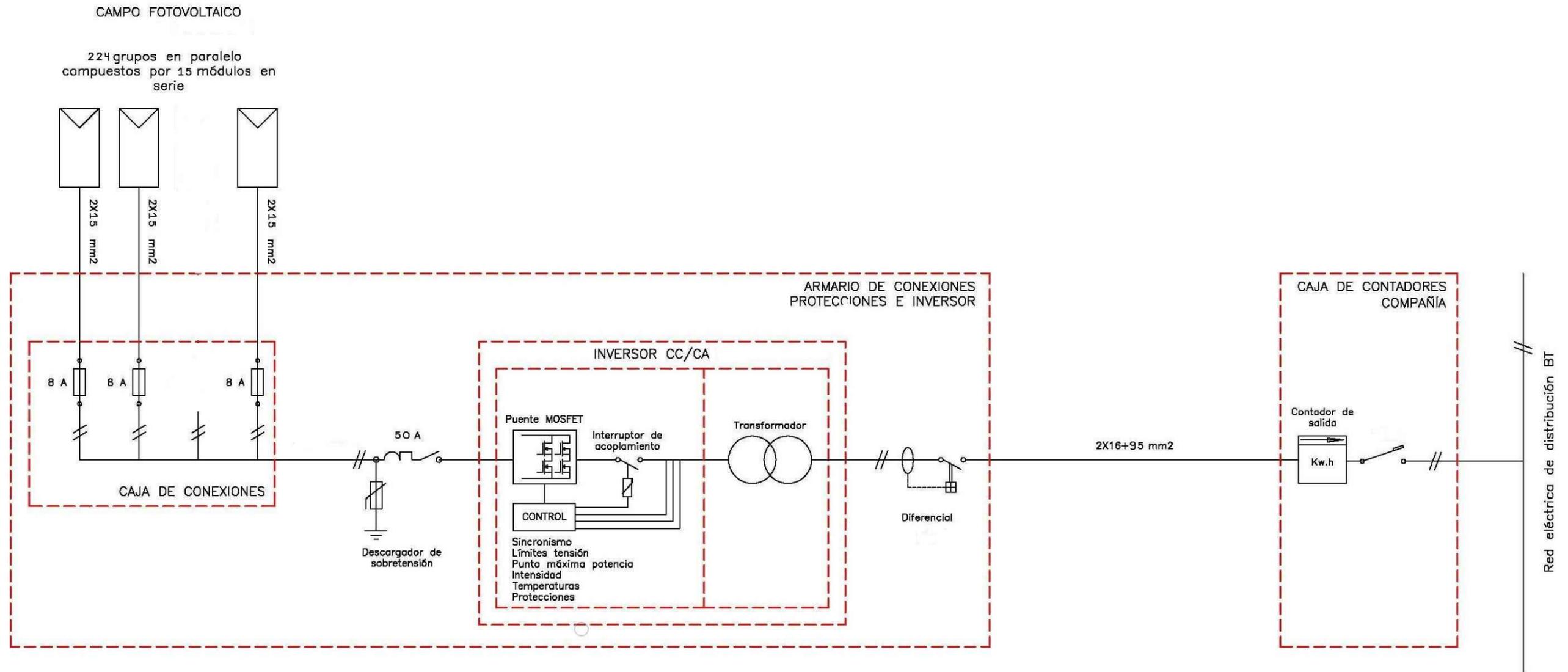
ALUMNO	ABRAHAM ZUAZO
ORGANIZACIÓN	ESCUELA DE INGENIEROS DE BILBAO
TIPO DE PLANO	A0
REALIZADO	Abraham Zuazo
VERIFICADO	XXXX
APROBADO	XXXX
ESCALA	1:1
FECHA DE EMISIÓN	10/19
MARCA	XXXX
REVISIÓN	XX
HOJA	XX/XX



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLUJANTE CONECTADA A RED	
ALUMNO	ABRAHAM ZUAZO
ORGANIZACIÓN	ESCUELA DE INGENIEROS DE BILBAO
TIPO DE PLANO	A3
REALIZADO	Abraham Zuazo
VERIFICADO	XXXX
APROBADO	XXXX
ESCALA	1:1
FECHA DE EMISIÓN	10/19
MARCA	XXXX
REVISIÓN	XX
HOJA	XX/XX



LEYENDA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ELOTANTE CONECTADA A RED

ALUMNO: ABRAHAM ZUAZO

ORGANIZACIÓN: ESCUELA DE INGENIEROS DE BILBAO

TIPO DE PLANO: A3

REALIZADO: Abraham Zuazo

VERIFICADO: XXXX

APROBADO: XXXX

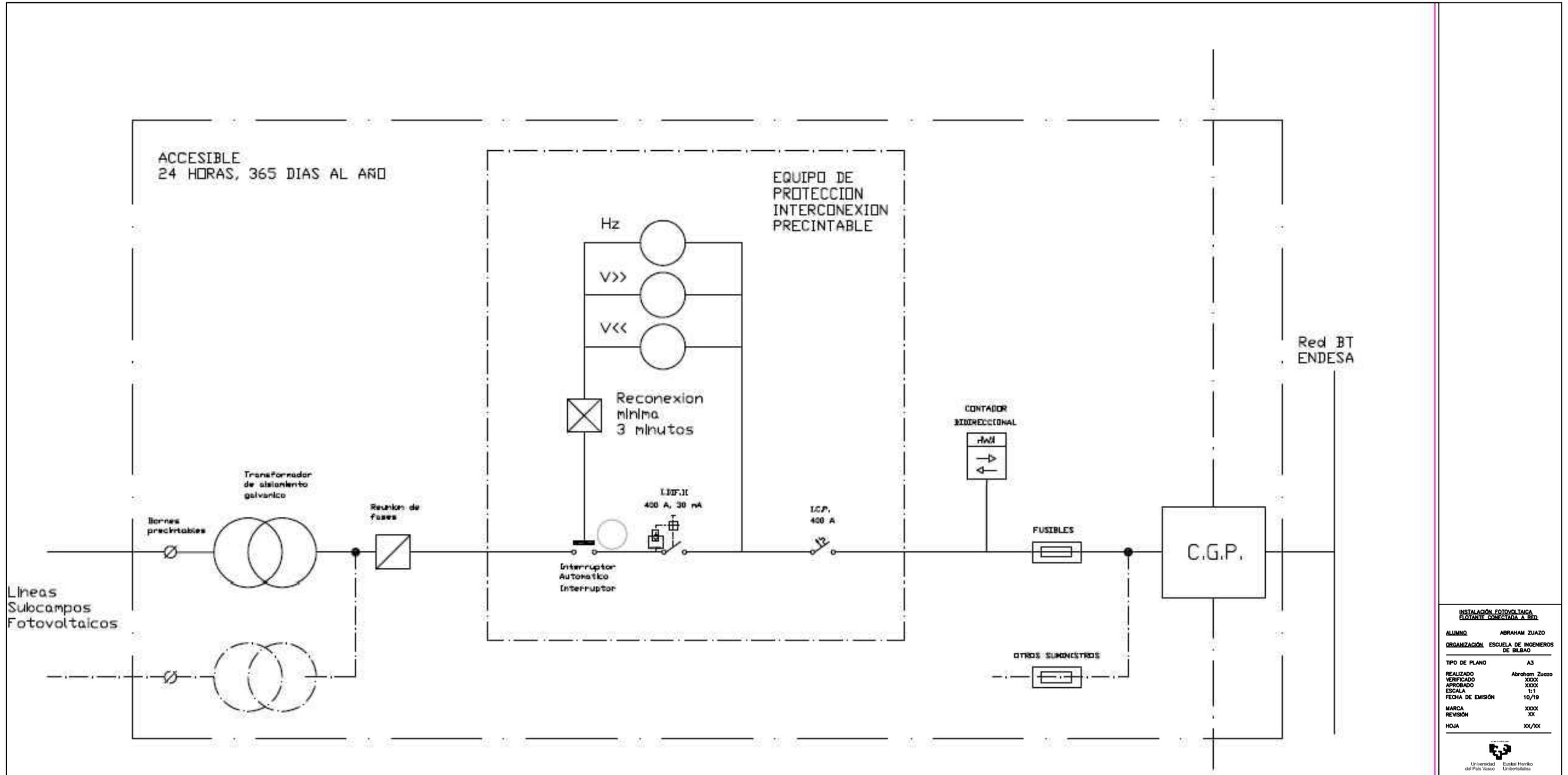
ESCALA: 1:1

FECHA DE EMISIÓN: 10/19

MARCA: XXXX

REVISIÓN: XX

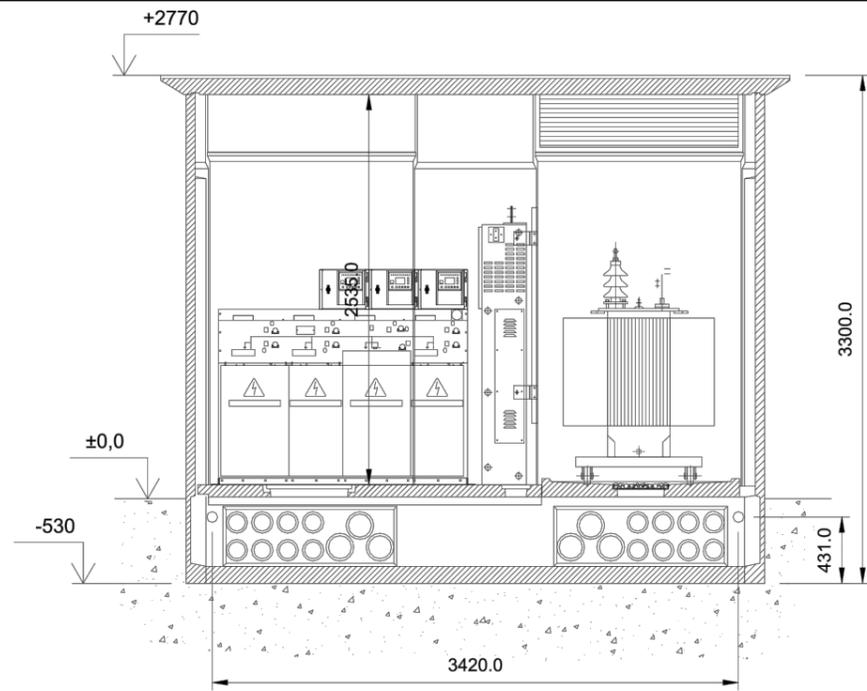
HOJA: XX/XX



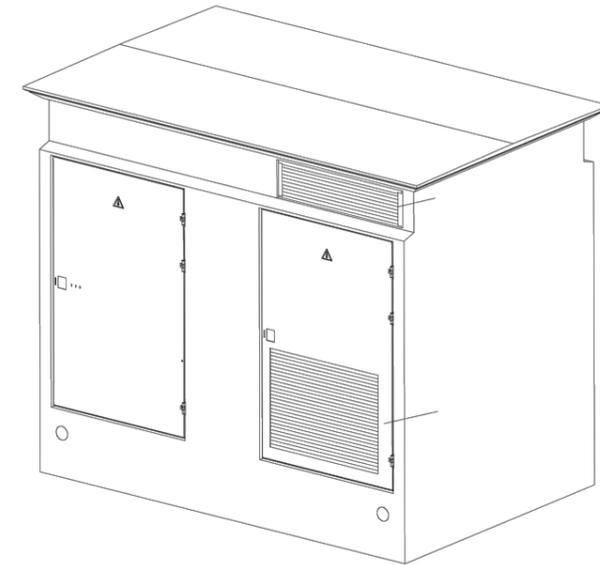
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
FLOTANTE CONECTADA A RED

ALUMNO: ABRAHAM ZUAZO
ORGANIZACIÓN: ESCUELA DE INGENIEROS DE BILBAO

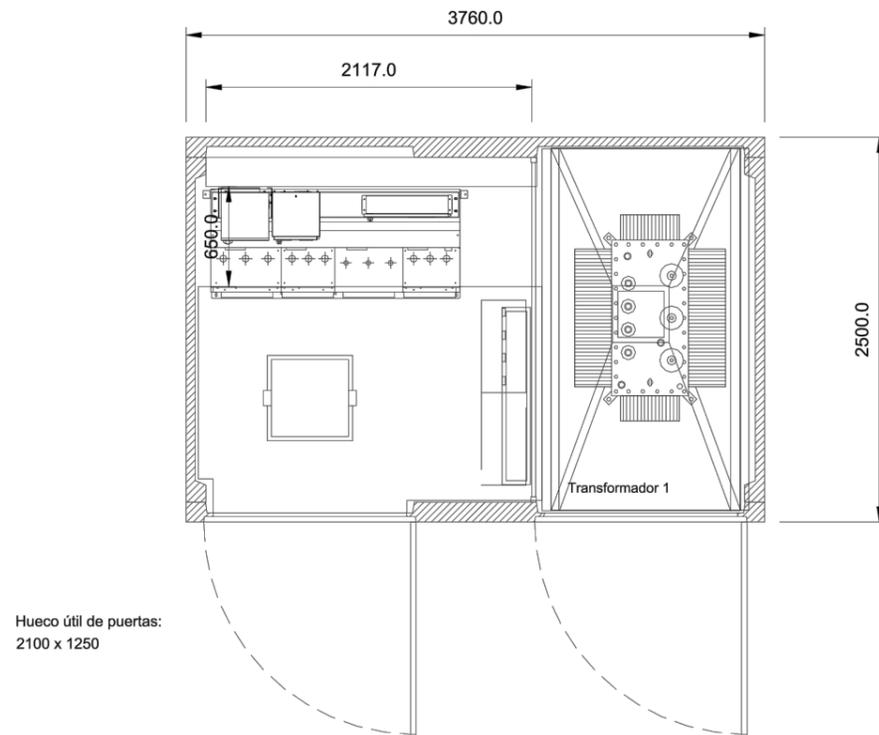
TIPO DE PLANO	A3
REALIZADO	Abraham Zuazo
VERIFICADO	XXXX
APROBADO	XXXX
ESCALA	1:1
FECHA DE EMISIÓN	10/19
MARCA	XXXX
REVISIÓN	XX
HOJA	XX/XX



SECCIÓN

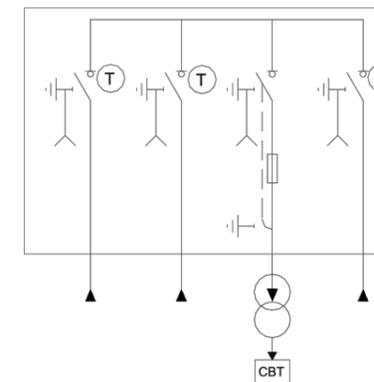


PERSPECTIVA



PLANTA

RM6 3I+Q



**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
FLOTANTE CONECTADA A RED**

ALUMNO ABRAHAM ZUAZO

ORGANIZACIÓN ESCUELA DE INGENIEROS DE BILBAO

TIPO DE PLANO A3

REALIZADO Abraham Zuazo

VERIFICADO XXXX

APROBADO XXXX

ESCALA 1:1

FECHA DE EMISIÓN 10/19

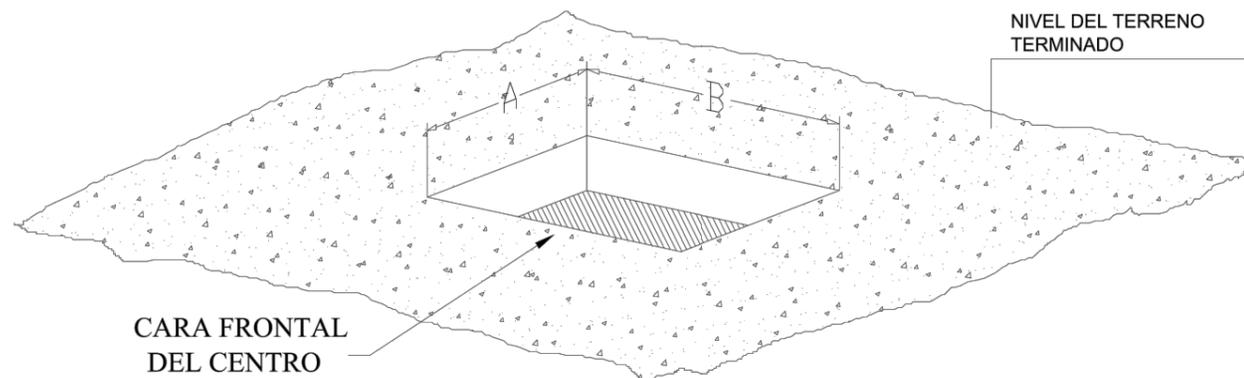
MARCA XXXX

REVISIÓN XX

HOJA XX/XX



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea



CARA FRONTAL DEL CENTRO

VISTA DE LA EXCAVACION



UNA VEZ COLOCADO EL LECHO DE ARENA LA ALTURA DE LA EXCAVACION SERA DE 55 CENTIMETROS.

LECHO DE ARENA DE RIO LAVADA Y NIVELADA DE 15 CENTIMETROS (MINIMO)

NIVEL DEL TERRENO TERMINADO

53 cm

SECCION DEL FOSO

DIMENSIONES MINIMAS DE EXCAVACION

TIPO PREFABRICADO	DIMENSIONES (EN METROS)	
	A	B
EHC-1	3.50	2.10
EHC-2	3.50	4.00
EHC-3	3.50	4.50
EHC-4	3.50	5.50
EHC-5	3.50	6.00
EHC-6	3.50	7.00
EHC-7	3.50	7.50
EHC-8	3.50	8.00

SITUAR EL MODULO DE HORMIGON CENTRADO EN LA EXCAVACION, DEJANDO 50 cm. POR SU FRENTE Y SU PARTE POSTERIOR, PARA PERMITIR LA EXTRACCION DE LOS UTILES DE IZADO.

CONDICIONES QUE EL CLIENTE DEBERA CUMPLIR CON ANTERIORIDAD A LA INSTALACION:

- Deberá existir un camino hasta la zona de ubicación del centro suficiente para el acceso de un camión-grúa de características: PMA=47 T; TARA=16 T; CARGA=31 T.
- La zona de ubicación del centro poseerá un espacio libre que permita una distancia entre el eje longitudinal o transversal del foso y el eje longitudinal del vehículo pesado más alejado de 7 m. si se emplea camión-grúa y de 14 m. si se utiliza góndola más grúa, de forma que no existan obstáculos que impidan la descarga de los materiales y el montaje del centro. (Ver catálogo. Para distancias menores, consultar)
- El lecho de arena de 150 milímetros de espesor mínimo, será por cuenta del cliente, y deberá estar realizado con anterioridad a la instalación del centro según se indica en el dibujo superior.

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A RED

ALUMNO: ABRAHAM ZUAZO
 ORGANIZACIÓN: ESCUELA DE INGENIEROS DE BILBAO
 TIPO DE PLANO: A0
 REALIZADO: Abraham Zuazo
 VERIFICADO: XXXX
 APROBADO: XXXX
 ESCALA: 1:1
 FECHA DE EMISIÓN: 10/19
 MARCA: XXXX
 REVISIÓN: XX
 HOJA: XX/XX

