

ANTEPROYECTO
PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR
50,00 MWp / 45,00 MWn
TT.MM. Pinos Puente
(GRANADA – ANDALUCÍA)



jc

Fdo: Juan Cano Rodriguez-Arias
Ingeniero Industrial

PETICIONARIO: ALAMBOR SOLAR, S.L

FECHA: 06/08/2020

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN

2. ANTECEDENTES

3. PROMOTOR DEL PROYECTO

4. EMPLAZAMIENTO

- 4.1. Localización
- 4.2. Área de la parcela
- 4.3. Topografía
- 4.4. Perfil del horizonte

5. RECURSO SOLAR

6. EQUIPOS PRINCIPALES

- 6.1. Módulo fotovoltaico
- 6.2. Seguidor de un eje N-S
- 6.3. Cajas de string
- 6.4. Inversor central
- 6.5. Transformador
- 6.6. Centro de transformación (CT)
- 6.7. Línea de evacuación

7. DIMENSIONAMIENTO PLANTA FOTOVOLTAICA

- 7.1. Configuración eléctrica
- 7.2. Diseño del cableado eléctrico
- 7.3. Protección frente a rayos
- 7.4. Obras civiles
- 7.5. Vallado perimetral
- 7.6. Edificios
- 7.7. Movimiento de tierras
- 7.8. Condiciones generales para cruzamiento

8. ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL

- 8.1. Recursos utilizados
- 8.2. Medidas de ahorro y optimización de los recursos consumidos
- 8.3. Residuos generados
- 8.4. Gestión de residuos
- 8.5. Limpieza y restauración

9. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

ANEXO I. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

ANEXO II. PRESUPUESTO

ANEXO III. PLANOS

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este Anteproyecto (también denominado Proyecto Básico Administrativo, o PBA) es la descripción técnica básica de la instalación de generación eléctrica de tecnología solar fotovoltaica a instalar en el término municipal de Pinos Puente (Granada), que se denominará Alambor Solar. La instalación se conectará a la red de transporte nacional en la subestación de Red Eléctrica de España (REE) Caparacena 400 kV a través de distintas infraestructuras eléctricas de evacuación, actualmente en fase de proyecto.

La potencia nominal de la planta fotovoltaica es de 45.00 MWac y la potencia instalada es de 50.0 MWdc, lo que permitirá una generación renovable anual de 92.5 GWh, o lo que es lo mismo, permitirá evitar la emisión de 30,6 toneladas anuales de CO₂.

El presente Anteproyecto forma parte de un conjunto de Plantas Fotovoltáicas (PFVs) en fase de proyecto cuyo elemento común es el punto de Conexión de REE Caparacena 400 kV y parte de las infraestructuras previas de evacuación.

La descripción actual del presente proyecto podría verse sujeta a cambios en las siguientes etapas del desarrollo del proyecto. Sus características principales se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Características del Proyecto

Proyecto Alambor Solar	
Localización	España, Andalucía
Potencia nominal (AC)	45.00 MWac
Potencia máxima (DC)	50.0 MWdc
Ratio DC/AC	1.11
Tipo de estructura	Seguidor a un eje
Módulos fotovoltaicos (505.0 Wp)	99009
Número de seguidores	1223
Centro de Transformación (hasta 5000.0 kW)	10
Número de inversores (hasta 2500.0 kVA)	20
Área total bajo el vallado	81,86 ha

El diseño completo se muestra en la Figura 1.

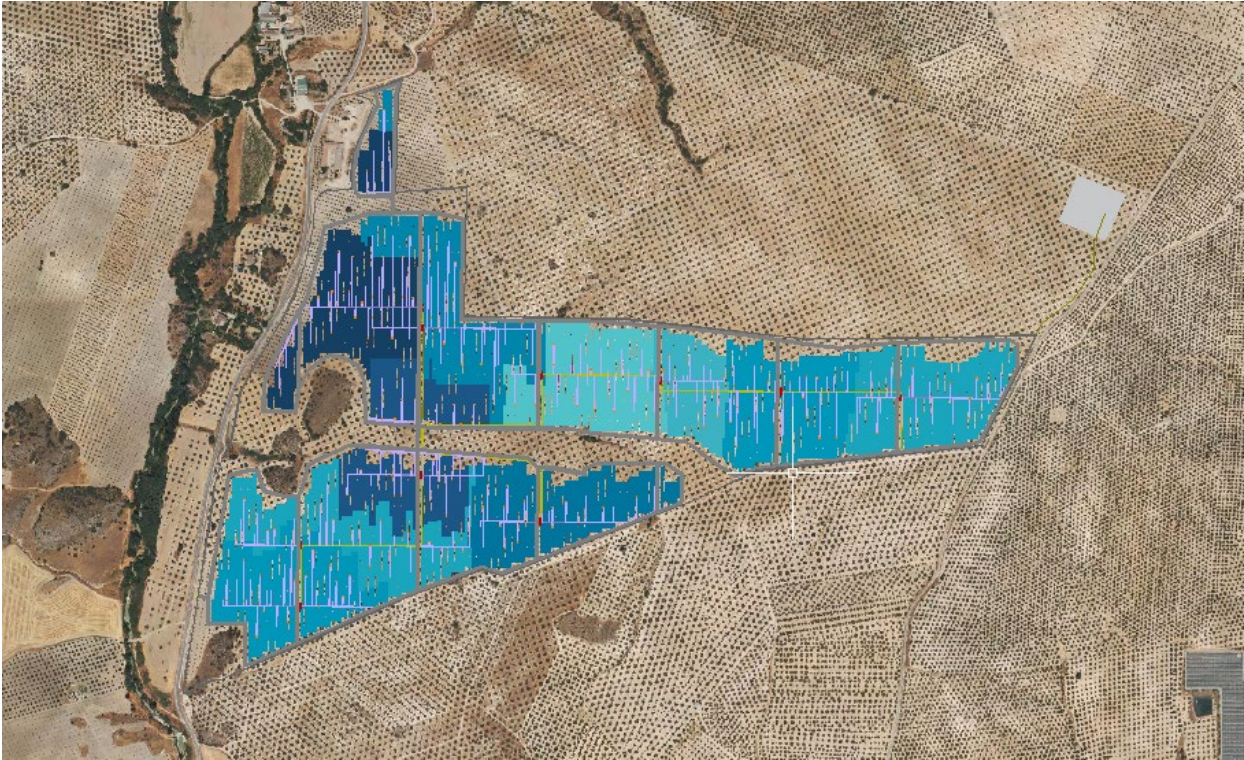


Figura 1. Layout general

2. ANTECEDENTES

Con fecha 15 de abril de 2019 y referencia DDS.DAR.19_2171, REE emitió Informe de Viabilidad de Acceso favorable a la Red de Transporte en la actual subestación CAPARACENA 400 kV en la provincia de Granada, para las siguientes instalaciones:

PLANTA FOTOVOLTAICA	P.NOM/P.INST [MW]	MUNICIPIOS	PROVINCIA	PRODUCTOR
Coracha Solar	40 / 40	Chimeneas y La Malahá	Granada	Coracha Solar, S.L
Cimera Solar	40 / 40			Cimera Solar, S.L
Cornisa Solar	40 / 40			Cornisa Solar, S.L
Boceto Solar	40 / 40			Boceto Solar, S.L
Alambor Solar	45 / 45			Alambor Solar, S.L
Ladronera Solar	45 / 45			Ladronera Solar, S.L
FV Caparacena	250 / 300	Chimeneas, La Malahá y Chauchina		Iberdrola Renovable Andalucía, S.A.U.
TOTAL GENERACIÓN PREVISTA CON PERMISO DE ACCESO POR LA PRESENTE	500 / 550			

Tabla 1. Instalaciones de generación con previsión de conexión en una nueva posición de la red de transporte considerada como instalación planificada (según RDL 15/2018) en la subestación Caparacena 400 kV a las que aplica la presente comunicación.

Posteriormente, con fecha 18 de diciembre de 2019 y referencia DDS.DAR.19_07044, REE actualizó la comunicación con referencia DDS.DAR.19_2171 modificando el Informe de Viabilidad de Acceso según la siguiente tabla:

PLANTA FOTOVOLTAICA	P.NOM/P.INST [MW]	MUNICIPIO	PROVINCIA	PRODUCTOR	CÓDIGO DE PROCESO
PLANTAS FOTOVOLTAICAS, CON PERMISO DE ACCESO PREVIO A LA PRESENTE (I)					
FV Coracha Solar	40 / 40	Chimeneas y La Malahá	Granada	CORACHA SOLAR, S.L.	RCR_658_18
FV Cimera Solar	40 / 40			CIMERA SOLAR, S.L.	
FV Cornisa Solar	40 / 40			CORNISA SOLAR, S.L.	
FV Boceto Solar	40 / 40			BOCETO SOLAR, S.L.	
FV Alambor Solar	45 / 45			ALAMBOR SOLAR, S.L.	
FV Ladronera Solar	45 / 45			LADRONERA SOLAR, S.L.	
FV Caparacena	250 / 300	Chimeneas, La Malahá y Chauchina		IBERDROLA RENOVABLES ANDALUCÍA, S.A.U.	
PLANTAS FOTOVOLTAICAS, CON PERMISO DE ACCESO POR LA PRESENTE (II)					
FV Cubillas	26 / 35	Albolote	Granada	MARPANI SOLAR 6, S.L.U.	RCR_1109_19
FV Solar Caparacena I	22 / 27,5	Pinos Puente		AAGES DEVELOPMENT SPAIN, S.A.	
TOTAL GENERACIÓN PREVISTA CON AUTORIZACIÓN DE ACCESO	548 / 612,5				

(I) Plantas fotovoltaicas con permiso de acceso de Ref: DDS.DAR.19_2171)

(II) Plantas fotovoltaicas con permiso de acceso por la presente.

Tabla 1. Instalaciones de generación con previsión de conexión en una nueva posición de la red de transporte considerada como instalación planificada (según RDL 15/2018) en la subestación Caparacena 400 kV a las que aplica la presente comunicación de actualización de acceso.

Con fecha 11 de septiembre, los promotores han solicitado una actualización del acceso recibido que actualmente se encuentra pendiente de respuesta por parte de REE.

Por otro lado, con fechas 17 y 27 de abril de 2020, REE otorgó a las plantas con código de proceso RCR_1109_19 los correspondientes Informes de Cumplimiento de las Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) e Informes de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), respectivamente.

Para que la planta fotovoltaica Alambor Solar evacúe su energía hasta la red de transporte en la subestación Caparacena 400, se han diseñado las siguientes instalaciones:

- Una subestación transformadora 66/30 kV denominada subestación Búcor, compartida con otras dos instalaciones fotovoltaicas: Coracha Solar y Alambor Solar.
- Una línea aérea de alta tensión a 66 kV, compartida con las mismas plantas.
- Una subestación de elevación a 400 kV denominada subestación Promotores Caparacena 400 kV, compartida con todas las instalaciones que evacúan su energía en la subestación Caparacena 400.
- Una línea de alta tensión de conexión con la subestación de REE a 400 kV.

La subestación Búcor 30/66 kV y la línea de alta tensión a 66 kV se tramitarán en un único expediente independiente al de las plantas solares fotovoltaicas a las que dan servicio. Este expediente se tramitará ante el Órgano Sustantivo de la Administración Autónoma de Andalucía y tendrá como titularidad la sociedad Cimera Solar, S.L., promotora asimismo de una de las instalaciones con permiso de acceso en el nudo Caparacena 400.

La subestación Promotores Caparacena 400 kV y la línea aérea de 400 kV (en adelante, "Infraestructuras comunes") se tramitarán de manera compartida con el resto de promotores con permiso de acceso con referencia DDS.DAR.20_0961, también ante el Órgano Sustantivo de la Administración Autónoma de Andalucía.

La tramitación compartida de las Infraestructuras comunes se realizará, bien mediante una sociedad limitada en la que se vean representados todos los promotores con permiso de acceso en el nudo Caparacena 400, bien mediante la representación de todos los promotores por uno de ellos. En el segundo caso, previo a la tramitación de las Infraestructuras comunes, el promotor Alambor Solar, S.L. suscribirá un Acuerdo de Tramitación con el resto de promotores con permiso de acceso en la subestación Caparacena 400 por el cual la empresa solicitante de las autorizaciones administrativas preceptivas de las Infraestructuras comunes se comprometa a su cesión a una futura sociedad limitada participada por dichos promotores.

3. PROMOTOR DEL PROYECTO

Alambor Solar S.L., (en adelante “el Promotor”) es una compañía dedicada a la promoción, construcción, operación, mantenimiento y explotación de instalaciones generadoras de electricidad a través de tecnología solar fotovoltaica. Es una empresa comprometida con el medio ambiente, y firmemente interesada en dar apoyo a la red a través de las energías renovables.

Los principales datos del promotor del proyecto se muestran a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2. Datos del promotor del proyecto

Promotor del Proyecto	
Nombre	Alambor Solar S.L.
NIF	B88246129
Domicilio Social	C/Cardenal Marcelo Spínola 4, 1ºD 28016 Madrid
Persona de contacto	Antonio Arturo Sieira Mucientes
Dirección	C/Cardenal Marcelo Spínola 4, 1ºD 28016 Madrid
Teléfono	910059775

4. EMPLAZAMIENTO

4.1. Localización

La planta fotovoltaica tiene las características mostradas en la Tabla 3.

Tabla 3. Características del emplazamiento

Características de la localización de la planta fotovoltaica	
Ciudad / Localidad	Pinos Puente
Región	Andalucía
País	España
Latitud	+37.28 °
Longitud	-3.77 °
Altitud	654.78 m s.n.m.

En la Figura 2 se muestra la localización del proyecto. Se muestra una vista más cercana de la región en la Figura 3.



Figura 2. Localización de la planta fotovoltaica en la región de Andalucía, en España



Figura 3. Vista ampliada de la planta fotovoltaica en la región de Andalucía

4.2. Área de la parcela

El área de la implantación donde la planta fotovoltaica será construida, es decir, el terreno que habrá dentro de los distintos vallados, tiene una superficie disponible 81,86 ha.

La superficie de instalación de módulos será de aproximadamente 24,35 ha.

A continuación, en la tabla 4, se observan las parcelas que constituyen la superficie del área de la implantación de la planta fotovoltaica, y su área según catastro.

Tabla 4. Registro catastral de las parcelas que forman la planta fotovoltaica

Nº de referencia catastral	Municipio	Polígono	Parcela	Área
18161A005000430000SO	Pinos puente	5	43	517513 m2
18161A006000060000SY	Pinos puente	6	6	48330 m2
18161A006000730000SY	Pinos puente	6	73	520009 m2
18161A005000440000SK	Pinos puente	5	44	98431 m2
18161A005000700000SP	Pinos puente	5	70	179600 m2
18161A006000080000SQ	Pinos puente	6	8	222633 m2

4.3. Topografía

Se ha realizado un análisis preliminar de la topografía para estudiar la disponibilidad de terreno adecuado para la construcción de una planta fotovoltaica. Se han calculado las pendientes Norte-Sur y Este-Oeste mostradas en la Figura 4 con el objetivo de restringir zonas con pendientes demasiado elevadas e identificar zonas preliminares en las que podría ser necesario realizar trabajos de desmontes y de terraplenes.

La resolución de cuadrícula de los datos de elevación es de 5.0 m (en las direcciones Norte-Sur y Este-Oeste). Estos levantamientos altimétricos se han obtenido de la base de datos del Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG) y han sido tratados con un Sistema de Información Geográfica (QGIS).

Los resultados del análisis muestran cuatro zonas diferenciadas:

- Zonas donde la pendiente es inferior al 10%.
- Zonas donde la pendiente está entre 10% y 15%.
- Zonas donde la pendiente está entre 15% y 25%.
- Zonas donde la pendiente es superior al 25%.

El mapa que se muestra en la Figura 4 representa las pendientes del terreno, con los siguientes colores:

Pendientes <10%

Pendientes >10% y <15%

Pendientes >15% y > 25%

Pendientes >25%

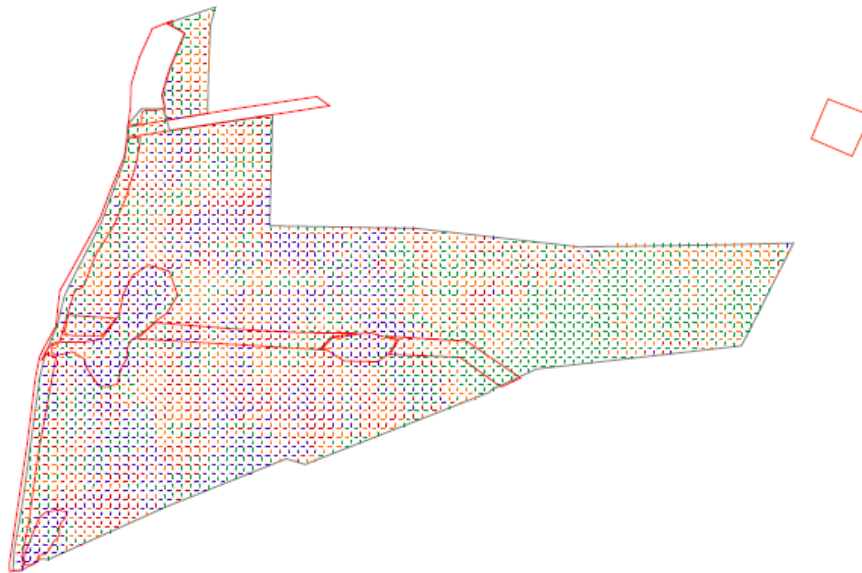


Figura 4. Pendientes de la parcela (fuente: SRTM)

Se plantea hacer trabajos de desmonte y terraplenado en aquellas superficies con pendientes N-S del 15% con el fin de adecuar el terreno a las limitaciones técnicas de implantación de las estructuras sobre las que irán colocados los módulos fotovoltaicos. Dichos trabajos se describirán con mayor detalle en el apartado 6.7.

4.4. Perfil del horizonte

La irradiancia solar que llega a los módulos fotovoltaicos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte. Estas obstrucciones físicas bloquearán la componente directa de la irradiancia durante algunos períodos del día y también tendrán un impacto en la componente difusa. Por lo tanto, el perfil del horizonte afecta directamente el rendimiento energético de la planta fotovoltaica.

La línea del horizonte tiene una elevación promedio de 5.5° y una elevación máxima de 8.8° . A lo largo del año, la línea del horizonte bloqueará el Sol durante un total de 403 horas. La fuente de datos para la línea del horizonte fue la base de datos PVGIS 5.

El valor de la elevación bloqueada en el rango de azimut completo se muestra en la Figura 5.

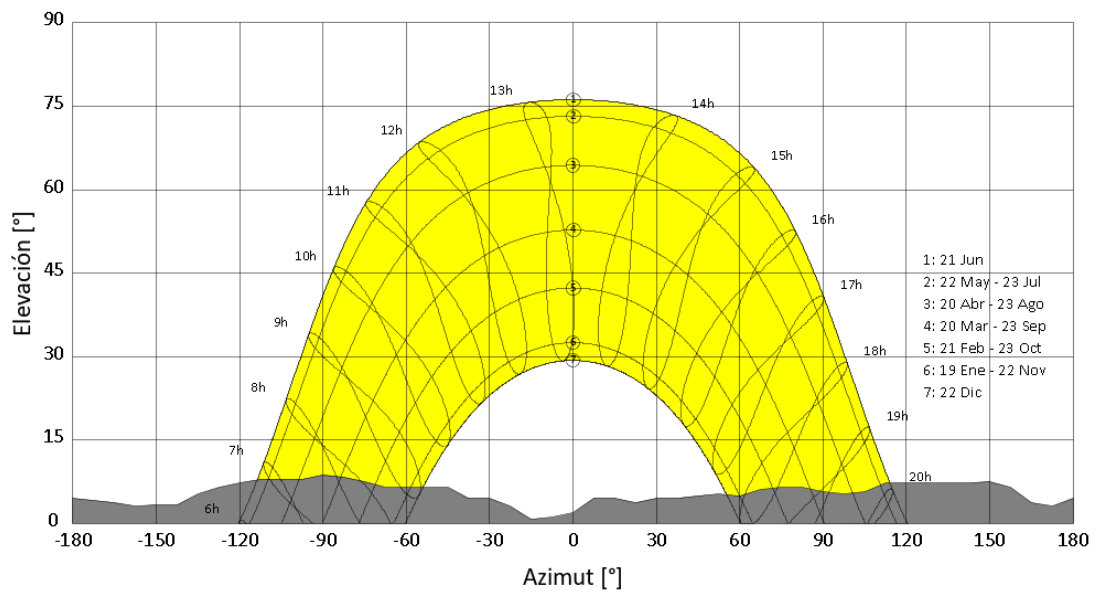


Figura 5. Perfil del horizonte (fuente datos: PVGIS 5)

5. RECURSO SOLAR

El objetivo del análisis de recursos solares es proporcionar una estimación de la energía solar que la planta fotovoltaica recibiría durante un año típico.

El recurso solar se da generalmente como una serie de valores por hora para la irradiancia y la temperatura, por un período de un año. Esta serie se llama el Año Meteorológico Típico (TMY).

La fuente utilizada para generar el TMY fue la base de datos PVGIS. Incluye meteorología desde el año 2005 hasta el presente (el período real utilizado puede variar según la ubicación) y tiene una resolución espacial de 4 km por 4 km. La incertidumbre de los datos de PVGIS está comprendida entre $\pm 3\%$ a $\pm 10\%$, dependiendo de la ubicación.

Los resultados del análisis del recurso solar se muestran en la Tabla 5. Un gráfico que representa estos resultados se muestra en la Figura 6.

Tabla 5. Valores mensuales del recurso solar

Mes	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
1	94.0	23.0	8.5
2	107.8	32.5	9.6
3	170.5	45.9	12.1
4	179.9	62.7	14.9
5	219.1	67.0	19.0
6	240.9	65.4	22.8
7	251.7	59.8	25.3
8	222.8	54.9	24.9
9	164.2	46.5	22.6
10	130.0	41.6	16.3
11	76.1	33.5	13.4
12	72.8	28.4	10.6
Año	1929.7	561.1	16.7

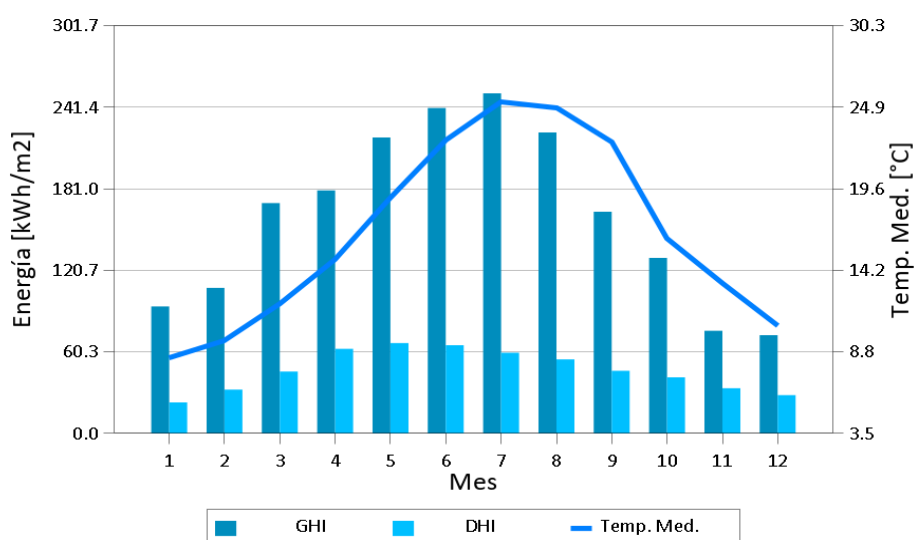


Figura 6. Gráfico recurso solar

6. EQUIPOS PRINCIPALES

Los equipos principales utilizados para convertir la energía solar en electricidad son:

- Módulos fotovoltaicos, que convierten la radiación solar en corriente continua.
- Seguidor de un eje, que sirve de soporte y orienta los módulos fotovoltaicos para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la superficie de los módulos durante el día.
- Los cuadros de agrupación de strings, que agrupan la salida de los strings de módulos fotovoltaicos antes de llegar al inversor.
- Inversores centrales, que convierten la DC del campo solar a AC.
- Transformadores de potencia, que elevan el nivel de tensión de baja a media tensión.
- Centros de transformación, que contienen el equipo necesario para convertir la alimentación de DC a AC (inversores centrales) y elevar la tensión de salida a media tensión (transformadores de potencia).

En la presente memoria se denominará “media tensión” a la red de 30 kV que une los distintos centros de transformación entre sí y con la subestación para diferenciarla de las líneas de 66, 132, 220 y 400 kV. Sin embargo, tanto en planos como en otros proyectos de la misma agrupación de PFVs e infraestructuras de evacuación los mismos circuitos de 30 kV podrán verse referidos como “alta tensión”, dado que en España dichos circuitos están regulados por el Reglamento de Instalaciones de alta tensión.

6.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo Monofacial RSM150-8-505M 1500V, fabricado por Risen Energy Co., Ltd.. Tiene una potencia máxima de 505.0 W, y la tecnología de las células es Si-mono.

Las características del módulo fotovoltaico elegido se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Características del módulo fotovoltaico

Características del módulo fotovoltaico	
Características principales	
Modelo	RSM150-8-505M
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd
Tecnología	Si-mono
Tipo de módulo	Monofacial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	

Potencia máxima	505.0 W
Eficiencia	20.58 %
Tensión MPP	42.2 V
Corriente MPP	11.98 A
Tensión a circuito abierto	51.1 V
Corriente de cortocircuito	12.60 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0.370 %/°C
Coeficiente de tensión	-0.290 %/°C
Coeficiente de corriente	0.050 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2220.0 mm
Ancho	1108.0 mm
Grosor	40.0 mm
Peso	28.5 kg

Un ejemplo de módulo Monofacial Si-mono se muestra en la Figura 7.

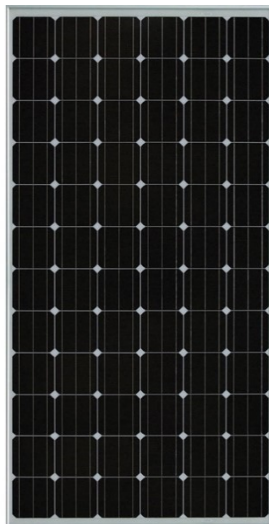


Figura 7. Ejemplo de un módulo fotovoltaico Monofacial Si-mono

6.2. Seguidor de eje N-S

Los módulos solares fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo. En la Figura 8 se muestra un ejemplo de un seguidor de un eje.

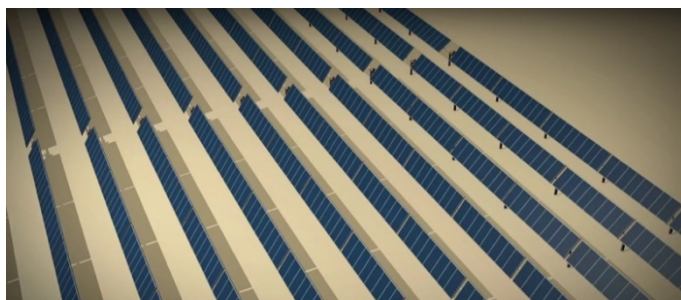


Figura 8. Ejemplo de un seguidor de un eje

Los seguidores de un eje están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. Las principales características del sistema de seguimiento se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7. Principales características del seguidor de un eje

Características del seguidor de un eje	
Modelo	Monoline 3H
Fabricante	PVHardware
Tecnología	Single-row
Configuración	3H
Ángulos límite de seguimiento	+55 / -55 °
Número de módulos por fila	81 módulos (máximo 90 módulos)
Distancia entre filas	7.0 m
Altura del punto más bajo	0.5 m
Diseñado para módulos	MONOFACIAL
Distancia adicional para el motor	500 mm
Distancia adicional para la viga de torsión	0 mm
Distancia entre módulos en la dirección axial	20 mm
Distancia entre módulos en la dirección pitch	20 mm

6.3. Cajas de string

Los cuadros de agrupación de strings recogen la energía generada por el campo DC, conectan las cadenas en paralelo al inversor y proporcionan protección eléctrica al campo fotovoltaico. Para hacer coincidir el número de entradas de los inversores, varias cadenas paralelas se concentrarán para funcionar como un solo circuito. Los cuadros de conexiones deben instalarse con un fusible por string para proteger cada conjunto. Se instalarán descargadores de DC de sobretensión y un interruptor de DC se ubicará en la línea de salida. Además, se puede instalar un sistema de comunicación para controlar la corriente y el voltaje del string.

Se muestra un ejemplo de cuadro de agrupación en la Figura 9.



Figura 9. Ejemplo de cuadro de agrupación de strings (Schneider Electric)

Los cuadros de strings se instalarán en una posición sombreada y serán fácilmente accesibles para facilitar los trabajos de mantenimiento. Se colocarán detrás de los módulos fotovoltaicos y, si es posible, utilizando los polos de estructura existentes, para que permanezcan a la sombra y para evitar daños causados por el agua de lluvia u otros fenómenos meteorológicos.

Las principales características del cuadro de cadena se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Características principales de los cuadros de strings

Característica de los cuadros de strings	
Máxima tensión admisible	1500 V
Número de entradas de strings	12-24
Máxima corriente del fusible	15 A
Corriente del interruptor	315 A
Protección de sobrecarga	Si

6.4. Inversor central

El inversor convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de DC a AC, cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT variará la tensión del campo DC para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.
- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra brechas de tensión, etc. Además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.
- Un sistema de monitorización, que tiene la función de transmitir datos relacionados con la operación del inversor al propietario (corriente, tensión, alimentación, etc.) y datos

externos de la monitorización de las cadenas en el campo DC (si hay un sistema de monitoreo de strings).

Está prevista la implementación de un sistema de control de planta (en adelante “PPC” o Power Plant Controller) que servirá para la regulación de determinados parámetros fijados por la compañía de transporte. El PPC recoge las consignas enviadas por compañía y aplica algoritmos para controlar que se cumplan mediante consignas a los inversores y otros elementos de la instalación. Entre otros parámetros, se puede actuar sobre la tensión y la frecuencia de planta, la limitación de la producción, la limitación de potencia, la regulación de potencia reactiva, etc.

El diseño eléctrico contemplado en el presente proyecto incluye inversores de última generación capaces de ser gobernados por el PPC para cumplir con los requisitos actuales y futuros.

En la Figura 10 se muestra un inversor tipo comúnmente usado para proyectos fotovoltaicos



Figura 10. Ejemplo de un inversor central

Las principales características del inversor seleccionado se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Características del inversor

Características del inversor	
Características principales	
Modelo	Sunny Central 2500-EV
Tipo	CENTRAL
Fabricante	SMA
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	98.17 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	778 - 1425 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	
Potencia nominal	2500.0 kVA
Potencia a 30 C (datasheet)	2500.0 kVA

Potencia a 50 C (datasheet)	2500.0 kVA
Tensión de salida	550 V
Frecuencia de salida	50 Hz

6.5. Transformador

El transformador de potencia eleva la tensión de la salida de AC del inversor para lograr una transmisión de mayor eficiencia en las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica. Un ejemplo de un transformador de potencia se muestra en la Figura 11.



Figura 11. Ejemplo de un transformador de potencia

La principal característica del transformador de potencia y sus principales características se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Características del transformador de potencia

Características transformador de potencia	
Potencia nominal	5000.0 kVA
Relación de transformación	30.0/0.55/0.55 kV
Sistema de refrigeración	ONAN
Cambiador de tomas	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Corto circuito (Xcc)	0.08

6.6. Centro de transformación (CT)

Los centros de transformación (CT) son edificios o contenedores interiores. La tensión de la energía recolectada del campo solar se incrementa a un nivel más alto con el propósito de facilitar la evacuación de la energía generada.

Los inversores y los transformadores se alojarán en el centro de transformación.

Un ejemplo de un centro de transformación Indoors se muestra en la Figura 12.



Figura 12. Ejemplo de un centro de transformación Indoors

El centro de transformación se suministrará con interruptores de media tensión que incluyen una unidad de protección de transformador, una unidad de alimentación directa de entrada, una unidad de alimentación directa de salida y las placas eléctricas. En particular, para el primer centro de transformación de cada línea de MT, la unidad de entrada directa no se instalará.

Las cimentaciones del Centro de Transformación serán hormigonadas.

Las características principales del centro de transformación predeterminado se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Características del centro de transformación

Características del centro de transformación	
Potencia máxima	5000.0 kVA
Número de inversores	2
Número de transformadores	1
Relación de transformación	30.0/0.55/0.55 kV
Servicio	Indoors
Dimensiones	12,192 x 2,438 m

6.7. Línea de evacuación

La planta fotovoltaica evacuará su energía a través de la subestación Búcor 66/30 kV, situada al noreste de la misma, donde se conectará con otras instalaciones de generación también en desarrollo, a través de un embarrado de 30kV, para elevar la tensión hasta 66 kV a través de un transformador 66/30 kV. Desde la subestación Búcor, a través de una línea aérea de alta tensión de 66 kV, se conectará con la subestación Promotores Caparacena 400/66 kV, en el término municipal de Atarfe. En dicha subestación se elevará la tensión hasta el nivel de la red de transporte mediante un transformador 66/400 kV. Dicha subestación, compartida con otros promotores, se conectará con la subestación de Caparacena 400 kV, propiedad de Red Eléctrica de España, a través de una línea aérea de tensión 400 kV.

La conexión de la planta a la subestación Búcor 66 kV se realizará a través de una línea subterránea de alta tensión a 30 kV, que forma parte de la propia planta fotovoltaica. Los circuitos, representados en el plano unifilar, serán de cables de aluminio e irán enterrados en zanjas por motivos de seguridad y para minimizar el impacto ambiental y paisajístico. Las características generales del cableado y zanjas pueden verse en los siguientes apartados.

7. DIMENSIONAMIENTO PLANTA FOTOVOLTAICA

7.1. Configuración eléctrica

El conjunto de generadores fotovoltaicos consta de módulos fotovoltaicos conectados en serie y asociaciones paralelas. Esta configuración está definida por las características técnicas del módulo y el inversor, los requisitos del sistema de potencia y las condiciones meteorológicas de la ubicación específica en España.

La metodología utilizada para definir la configuración eléctrica consiste en dimensionar los strings de módulos, los cuadros de agrupación eléctricos (si hay), el cableado y los inversores para encontrar una configuración eléctrica que satisfaga el objetivo de ratio DC/AC. Algunos de los criterios de diseño considerados fueron:

- Alcanzar la tensión máxima en DC posible, respetando la tensión máxima nominal de los módulos fotovoltaicos, 1500 V. Esto se hace para minimizar las pérdidas de transmisión de energía de DC.
- Sobredimensionamiento del generador fotovoltaico (lado de DC) con respecto a la potencia nominal del sistema de AC, para maximizar el rendimiento energético.

El sistema de AC se dimensionó para cumplir con un requerimiento de factor de potencia a la salida de la subestación, cuyo valor es 0.95. Para cumplir con este requerimiento, se determinó que el factor de potencia en bornas de los inversores será 0.9.

Las principales características de la configuración eléctrica se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Características de la configuración eléctrica

Características de la configuración eléctrica	
Potencia nominal de la planta	45.00 MWac
Potencia máxima de la planta	50.0 MWdc
Ratio DC/AC	1.11
Módulos por string	27
Strings por inversor	184
Número de inversores por centro de transformación	2
Transformadores por centro de transformación	1

La red de media tensión que conecta los centros de transformación a la subestación opera a 30.0 kV.

7.2. Diseño del cableado eléctrico

El objetivo al calcular las características del cableado eléctrico es minimizar las longitudes y secciones del cable. Las secciones se seleccionan de acuerdo con la norma IEC 60502-2.

Para calcular la sección del cable, se consideraron la caída de tensión, la capacidad de carga de corriente y la corriente de cortocircuito. La caída de tensión máxima permitida fue 1.5% para el lado de DC, y 0.5% para los cables de AC de la red de MT.

Un resumen de las secciones de cable seleccionadas y su método de instalación se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Resumen de las secciones de cable seleccionadas

Sección [mm ²]	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
De Strings a Caja de string			
4 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
10 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
De Caja de String a Inversor			
630 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
240 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
De CT a los Switchgears de MT			
400 mm ²	Al	HEPR	Enterrada en zanjas
240 mm ²	Al	HEPR	Enterrada en zanjas

7.3. Protección frente a rayos

La planta fotovoltaica contará con un sistema de protección externa e interna frente al rayo que proporcione protección y seguridad suficiente como para que los equipos no queden dañados.

Para la protección externa, se prevé la instalación de pararrayos que cubran el área de los alrededores de los centros de transformación, intentando cubrir la mayor superficie posible y dando prioridad a la protección de los elementos más sensibles y costosos, en este caso, los inversores.

Para la protección interna, está prevista la instalación de descargadores de tensión en las cajas de string, y a la entrada y salida del inversor. En cada una de estas zonas se deberán instalar la protección contra sobretensiones transitorias más adecuada.

7.4. Obras civiles

Algunos de los parámetros considerados para las obras civiles requeridas para construir la planta fotovoltaica se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Obras civiles

Obras civiles	
Distancia entre filas	7.0 m
Distancia entre filas consecutivas	1.0 m
Ancho de viales	6.0 m
Longitud de viales	9056 m
Sección máxima de zanjas internas (BT y MT)	1.0 m
Profundidad máxima de zanjas internas (BT y MT)	1.0 m
Longitud aproximada de zanjas internas (BT y MT)	20118 m
Número de hincados por seguidor	9
Superficie destinada a zonas de acopio	200 m ²

Las zanjas internas, en la medida de lo posible, se realizarán aprovechando los recorridos de los viales.

7.5. Vallado Perimetral

La longitud total estimada del vallado es de 5263 m. Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cerramiento cinegético realizado con malla anudada de alambre galvanizado. La separación entre los hilos verticales de la malla anudada será de 15 cm, y la distancia entre los horizontales aumentará progresivamente, desde 5-15 cm en la parte inferior, hasta 15-20 cm en la superior. Se mantendrá una distancia mínima al suelo de 15 cm. Deberá carecer de elementos cortantes o punzantes y no interrumpirá los cursos naturales de agua ni favorecerá la erosión ni el arrastre de tierras. La altura mínima del vallado será de 2,0 m.

Los postes serán de tubo de acero galvanizado en caliente, anclados al terreno mediante zapatas aisladas de dimensiones 30 x 30 x 40 cm y estarán colocados a una distancia máxima de 3 metros uno de otro. Las puertas de acceso, como parte del cerramiento perimetral, cumplirán las mismas características de altura. Se instalará una puerta principal motorizada que incluirá una puerta de acceso para peatones.

El Estudio de Impacto Ambiental determinará, en su caso, la necesidad de implementar otras medidas necesarias para el perímetro del vallado, así como incluir dispositivos anticolidión.

7.6. Edificios

En la planta fotovoltaica está prevista la construcción de un edificio de control para el personal de Operación y Mantenimiento (O&M) y un almacén.

El edificio de control contará con al menos dos puestos de trabajo, zona de vestuarios, comedor y un área reservada para los distintos servidores del SCADA y sistema de seguridad y videovigilancia. También tendrá una sala de control del sistema de videovigilancia. Tendrá una

superficie útil aproximada de 155 m². En cuanto al almacén, adjunto al edificio de control, contará con zona de almacenaje y cuarto de basuras. Tendrá una superficie útil aproximada de 205 m².

Sus ubicaciones deberán elegirse convenientemente siguiendo diferentes criterios como son facilidad de acceso, mínima distancia de cableados, máxima visibilidad de la instalación, etc. Si fuera posible, se ubicarán cerca de un acceso a la planta. También deberá tenerse en cuenta que, según el diseño propuesto, la planta podrá estar dividida en diferentes parcelas.

Se buscará también una ubicación óptima para zona de acopio. Con una superficie útil aproximada de 200 m², se estudiará la posibilidad de ubicarla tanto en el interior como en el exterior de la planta.

7.7. Movimiento de tierras

Debido a la necesidad de suavizar la superficie destinada al parque solar, en algunas zonas determinadas será necesario la realización de movimiento de tierras. Estos consisten en la preparación del terreno para la implantación, incluyendo los vallados perimetrales sobre las zonas de implantación, para permitir una correcta implementación de las infraestructuras, a la vez que permitir aumentar el nivel de seguridad y custodia del material. Por el tipo de fijación de la estructura elegida (hincado), los trabajos de preparación se simplifican en gran medida. Este trabajo consistirá en excavación para desmonte, cuyos metros cúbicos se añadirán en aquellas zonas de la implantación que necesiten trabajos de terraplenado de tal forma que el movimiento neto total sea nulo y se consiga el suavizado necesario que facilite la implantación. Todos los movimientos de tierra previstos quedan incluidos dentro del vallado perimetral definido para la planta solar fotovoltaica. Estos terrenos son terrenos catalogados según el catastro como suelos rústicos, y presentan diferentes aprovechamientos.

El movimiento de tierras se ha de reducir al máximo con el objeto de afectar a la menor superficie posible, y minimizar con ello el impacto sobre la vegetación y los riesgos erosivos. Cabe destacar que el ámbito de estudio, en general, se encuentra en zona con pendientes medias-bajas y ladera de poca magnitud.

Con la finalidad de preservar la red de drenaje natural, las obras se llevarán a cabo de forma que no se modifiquen los cursos del agua y en la menor medida posible las redes de drenaje superficial actualmente existentes, de forma que las salidas de evacuación natural actuales se mantengan en todo momento.

Con objeto de recuperar la capa superior de suelo vegetal que vaya a ser alterada por el movimiento de tierras, se procederá a realizar en los primeros 15 cm un proceso de decapado en esta capa que se reservará para después restaurar esta zona mediante un extendido posterior. El almacenaje y reserva de dicha tierra vegetal se realizará en parvas de 1,5 metros de altura máxima y sobre zonas protegidas de procesos de arrastre de materiales como por ejemplo la escorrentía superficial.

Una vez que el proyecto sea autorizado y antes de la construcción del mismo, se llevará a cabo un levantamiento topográfico “in situ” de precisión, así como un estudio geotécnico para determinar cuáles son las características exactas del terreno. Mientras tanto, se ha realizado un análisis preliminar, estimando un volumen de tierras extraídas (posteriormente utilizado para terraplénado), incluyendo el volumen de tierra vegetales, de aproximadamente 28695 m³.

Se puede observar tanto en la figura 13 como en el plano anexo los trabajos de movimiento de tierras previstos inicialmente para la implantación. Las zonas de excavación se muestran en color blanco, y las zonas de terraplénado, en color amarillo. El criterio para la identificación de ambas zonas ha sido todas aquellas zonas con pendientes N-S mayores del 15% de inclinación. En las zonas indicadas, se ha de destacar que el trabajo que se realice será exclusivamente dirigido a aquellas que afecten directamente a la implantación de estructuras de módulos, respetándose en todo momento las zonas de arbolado y/o drenajes superficiales si los hubiese.

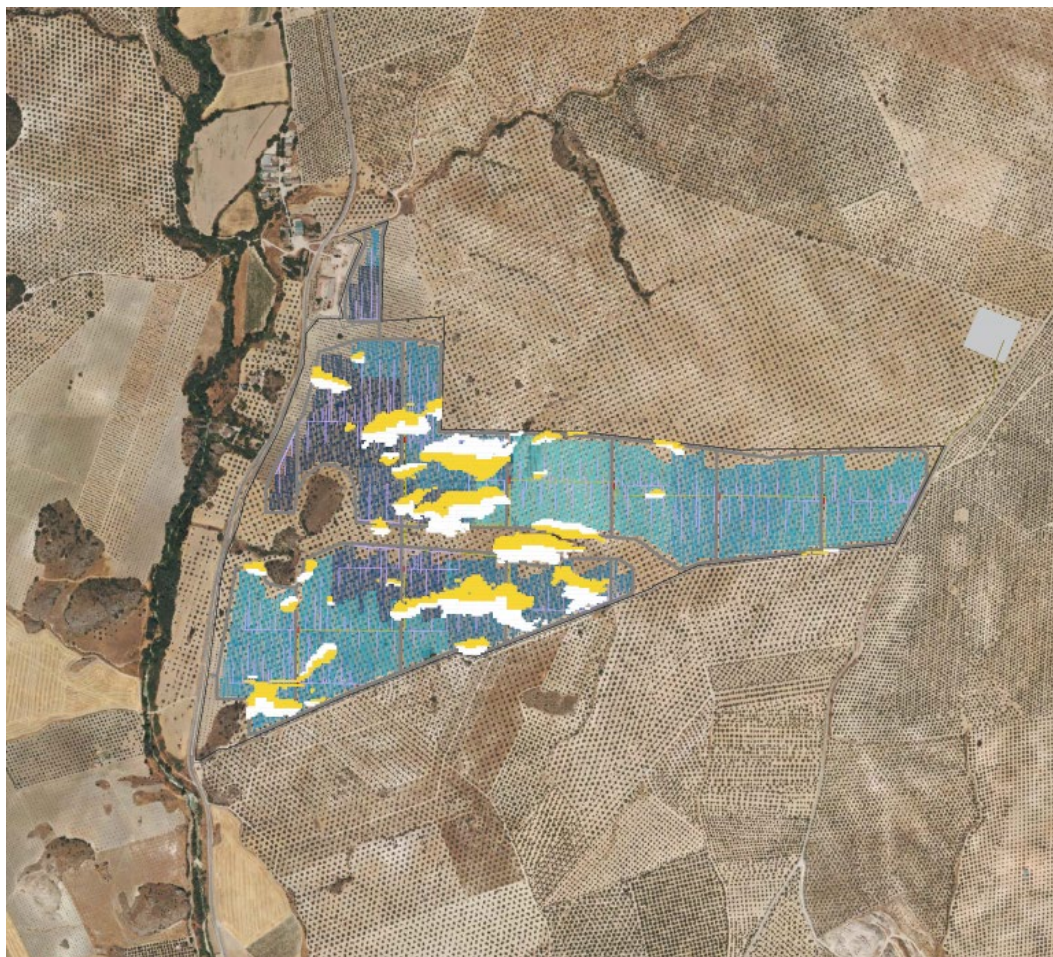


Figura 13. Representación movimiento de tierras

7.8. Condiciones generales para cruzamiento

Para cruzar zonas en las que no sea posible o suponga graves inconvenientes y dificultades la apertura de zanjas (cruces de ferrocarriles, carreteras con gran densidad de circulación, etc.),

pueden utilizarse máquinas perforadoras "topos" de tipo impacto, hincadora de tuberías o taladradora de barrena, en estos casos se prescindirá del diseño de zanja puesto que se utiliza el proceso de perforación que se considere más adecuado. Su instalación precisa zonas amplias despejadas a ambos lados del obstáculo a atravesar para la ubicación de la maquinaria, por lo que no se debe considerar este método como aplicable de forma habitual, dada su complejidad.

- CRUZAMIENTOS

A continuación, se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones de los cruzamientos de cables subterráneos de AT.

La canalización entubada a emplear cumplirá con lo indicado en el apartado correspondiente y además con los requisitos particulares para cada tipo de cruzamiento indicados a continuación.

- Con calles, caminos y carreteras: en los cruces de calzada, carreteras, caminos, etc. deberán seguirse las siguientes instrucciones.

Los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 m. En este proyecto la profundidad se fija en 0,8 m.

Los cruces de calzadas se realizarán a cielo abierto (salvo que se indique lo contrario) y siempre que sea posible el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

- Con ferrocarriles: los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas, perpendiculares a la vía siempre que sea posible. La parte superior del tubo más próximo a la superficie quedará a una profundidad mínima de 1,1 m respecto de la cara inferior de la traviesa. Dichas canalizaciones entubadas rebasarán las vías férreas en 1,5 m por cada extremo.

En este proyecto no se prevén cruces con ferrocarriles.

- Con otras conducciones de energía eléctrica: siempre que sea posible, se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los cables de baja tensión. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica será de 0,25 m. Cuando no pueda respetarse esta distancia, el cable que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidas por materiales incombustibles y de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a compresión mínima de 450 N, y que los tubos soporten, para diámetros superiores a 140 mm, un impacto de energía mínimo de 40 J. La distancia del punto de cruce a empalmes será superior a 1 m.
- Con cables de telecomunicación: la separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. En el caso de no poder respetar esta distancia, la canalización que se tienda en último lugar, se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidas por materiales incombustibles y de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a compresión mínima de 450 N, y que los tubos soporten, para diámetros superiores a 140 mm, un impacto de energía mínimo de 40 J.

La distancia del punto de cruce a empalmes, tanto en el cable de energía como en el de comunicación, será superior a 1 m.

- Con canalizaciones de agua: los cables se mantendrán a una distancia mínima de estas canalizaciones de 0,20 m. Cuando no pueda respetarse esta distancia, la canalización que se tienda en último lugar se separará mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales incombustibles y de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a compresión mínima de 450 N, y que los tubos soporten, para diámetros superiores a 140 mm, un impacto de energía mínimo de 40 J. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua, o los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1m del punto de cruce.
- Con canalizaciones de gas: en los cruces de líneas subterráneas de AT con canalizaciones de gas deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la tabla A1. Cuando por causas justificadas no puedan mantenerse estas distancias, podrá reducirse mediante colocación de una protección suplementaria, hasta los mínimos establecidos en la tabla A1. Esta protección suplementaria a colocar entre servicios estará constituida por materiales preferentemente cerámicos (baldosas, rasillas, ladrillos, etc.). En los casos en que no se pueda cumplir con la distancia mínima establecida con protección suplementaria y se considerase necesario reducir esta distancia, se pondrá en conocimiento de la empresa propietaria de la conducción de gas, para que indique las medidas a aplicar en cada caso.

	Presión de la instalación de gas	Distancia mínima sin protección suplementaria	Distancia mínima con protección suplementaria
Canalizaciones y acometidas	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤4 bar	0,40 m	0,25 m
Acometida interior*	En alta presión >4 bar	0,40 m	0,25 m
	En media y baja presión ≤4 bar	0,20 m	0,10 m

Tabla 151: Cruzamientos.

(*) Acometida interior: Es el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de acometida de la compañía suministradora (sin incluir ésta) y la válvula de seccionamiento existente en la estación de regulación y medida. Es la parte de acometida propiedad del cliente.

La protección suplementaria garantizará una mínima cobertura longitudinal de 0,45 m a ambos lados del cruce y 0,30 m de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger, de acuerdo con la figura adjunta.

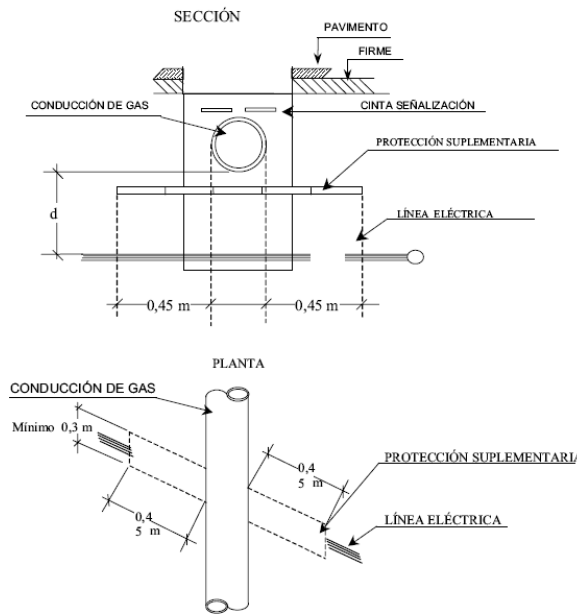


Figura 14: Cruzamientos

En el caso de línea subterránea de alta tensión con canalización entubada, se considerará como protección suplementaria el propio tubo, y por lo tanto no serán de aplicación las coberturas mínimas indicadas anteriormente. Los tubos estarán constituidos por materiales con adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporte un impacto de energía, para diámetro exterior del tubo superior a 140 mm, de 40 J.

- Con conducciones de alcantarillado: se procurará pasar por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior, aunque si se puede incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible se pasará por debajo y los cables se dispondrán separados mediante tubos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporte un impacto de energía, para diámetro exterior del tubo superior a 140 mm, de 40 J.
- Con depósitos de carburante: los cables se dispondrán dentro de tubos, de las características indicadas o conductos de suficiente resistencia siempre que cumplan con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten para un diámetro superior a 140 mm, un impacto de energía de 40 J y distarán como mínimo 1,20 m del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo, 2 m por cada extremo.

8. ANALISIS AMBIENTAL

8.1. Recursos utilizados

Las partidas fundamentales que se tienen a la hora de estudiar los recursos consumidos por la instalación son:

- Energía
 - Electricidad y funcionamiento normal de la instalación.
- Agua
 - Funcionamiento normal de la actividad. Se estima en 1 litro de agua diluida con producto de limpieza biodegradable por panel por cada limpieza realizada en la planta fotovoltaica.
- Materiales, piezas y fluidos del mantenimiento de instalaciones
- Materiales auxiliares
 - Material de limpieza.

8.2. Medidas de ahorro y optimización de los recursos consumidos

Se puede analizar la existencia de equipos o elementos que tratan de minimizar los recursos consumidos. Así, algunas medidas de ahorro de recursos, a la par que económico, planteadas son:

- Zonificación en la iluminación de las instalaciones, para ahorro en consumo de energía eléctrica.
- Presencia de temporizadores en la instalación de iluminación para el alumbrado nocturno, si se desea, para ahorro en consumo de electricidad.
- Utilización de elementos de bajo consumo eléctrico, para ahorro en consumo de electricidad.
- Utilización de envases de gran capacidad para los elementos y fluidos consumidos, con lo que se reducen las pérdidas de fluidos por restos que quedan en los envases a la vez que se reduce el consumo de envases.

8.3. Residuos generados

Esta actividad NO genera residuos directamente. Los principales tipos de residuos generados son los que se detallan a continuación:

- Envases de materiales y elementos que se utilizan en las instalaciones y para el mantenimiento de las instalaciones.
- Materiales y elementos retirados de los equipos durante el mantenimiento de las instalaciones.
- Productos de limpieza de instalaciones.

Con estos datos se procede a estudiar las principales partidas de residuos generados, teniendo en cuenta una serie de observaciones generales que se enunciarán a continuación.

- Todos los residuos deben minimizarse, pero poniendo especial énfasis en aquellos considerados peligrosos y en aquellos en los que se produzca mayor cantidad.
- Cualquier tipo de residuo peligroso, en el caso de que se genere, deberá entregarse a un gestor autorizado de dicho tipo de residuo.

Algunas de las medidas que se adoptan para la minimización de los residuos son las que se presentan a continuación:

- Utilización de envases y embalajes grandes, con lo que se evitan envases y embalajes empleados, restos de fluidos en los envases tras su utilización, y se mejora el aprovechamiento de los recursos consumidos.
- Utilización de materiales y elementos que no generen residuos peligrosos en la medida de lo posible.
- Utilización de elementos de gran duración, como por ejemplo en iluminación, con lo que, al prolongarse el período de sustitución de los mismos se generan menores residuos.

8.4. Gestión de residuos

La gestión de los residuos por parte de la empresa comprende todos los procesos que se sitúen desde la generación de los residuos hasta la entrega de estos a gestores de los mismos. En el caso de los residuos asimilables a Residuos Sólidos Urbanos pueden depositarse en los contenedores que están dispuestos a tal fin por la Administración local o por quien ella disponga, y que será el gestor encargado de su manipulación desde ese momento. Todos aquellos residuos que no sean peligrosos deberán entregarse al gestor correspondiente siguiendo las indicaciones del mismo, procurando la separación de dichos residuos cuando sea posible.

1. Residuos peligrosos

En el caso de los residuos peligrosos, éstos deberán entregarse siempre a un gestor autorizado de los mismos, teniendo cuenta que no todos los gestores están autorizados para todos los tipos de residuos peligrosos.

La cantidad que se genera es reducida. Para la gestión de los mismos se firmará un contrato de mantenimiento de la instalación con un instalador eléctrico que se encargará de la retirada de dichos residuos.

Si no se sobrepasan las 10 TM de residuos peligrosos generados en un año se solicitará la condición de Pequeño Productor de Residuos Peligrosos, en caso de que se produzcan residuos peligrosos.

El proceso que se sigue en la gestión de los residuos peligrosos es el que se presenta a continuación:

- Disponer de un almacén temporal de residuos peligrosos.

- No almacenar los residuos peligrosos por un período superior a seis meses.
 - No debe permitir mezclas entre diferentes residuos, peligrosos o no, o con otros elementos. Cubeto de retención o depósito de doble pared para residuos líquidos.
 - Capacidad suficiente para almacenamiento de residuos entre períodos de recogida estimados.
- Envasar los residuos peligrosos como indica la legislación vigente.
 - Envases sólidos y resistentes a la manipulación y a los materiales que contienen.
 - Etiquetar adecuadamente los residuos peligrosos.
 - Evitar etiquetas que puedan inducir a error.
 - Llevar un registro de residuos peligrosos.
 - Antes de la entrega de un residuo peligroso a un gestor autorizado debe disponerse de un documento acreditativo de la aceptación de dicho residuo por el gestor.
 - Documentación de control de los residuos cumplimentada, y archivada por un período mínimo de cinco años.
 - Comunicación de incidencias destacables relativas a residuos peligrosos (desaparición, escape o pérdida) a la Administración autonómica.
 - Comunicación del traslado a la Administración, con una antelación mínima de diez días. Únicamente se pueden entregar los residuos peligrosos a transportistas autorizados.
 - Presentación de la Declaración anual de producción de residuos peligrosos ante la Administración. Presentación de un estudio de minimización de residuos a la Administración, cada cuatro años.
 - Disponer de un seguro de responsabilidad civil cuando lo exija la Administración.

Para el presente proyecto no se precisa solicitar la condición de Pequeño Productor de Residuos Peligrosos. Los residuos peligrosos que puedan provenir de mantenimiento o reparación de máquinas serán responsabilidad de la empresa mantenedora que realice el servicio, que será quien deba entregarlos a un Gestor Autorizado.

2. Residuos sólidos

Se generan residuos sólidos en cantidades muy poco importantes, todos ellos análogos a los que se generan en viviendas. Proviene de envases y de restos de materias primas y productos propios del establecimiento. La recogida selectiva de residuos, implantada en la Comunidad Autónoma, garantiza el adecuado tratamiento de los mismos.

Debido a la actividad de la empresa, y al no tener una producción de residuos tóxicos y peligrosos, esta empresa no estará obligada a solicitar su inscripción en el Registro de Pequeños Productores de Residuos Tóxicos y Peligrosos. No obstante, si éstos fueran

generados, se debería realizar la correspondiente inscripción, pasando el control de los pequeños residuos a la Administración o a una entidad por ella autorizada, lo cual está recogido en el Real Decreto 180/2015, de 13 de marzo, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado.

8.5. Limpieza y restauración

Previamente a la finalización de los trabajos, se deberá realizar una limpieza general de los desechos generados durante la instalación.

Una vez finalizadas las obras en los casos en que exista compactación de suelos por haber circulado la maquinaria, se procederá a la descompactación mediante ripado, escarificado ligero o arado en función de los daños provocados y se procederá a depositar la tierra vegetal que se hubiera podido extraer antes del inicio del movimiento de tierras. Este depósito se realizará preferentemente en las zonas de trabajo temporal, para facilitar la regeneración natural.

9. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Tras un análisis de viabilidad y definición de los objetivos teniendo en cuenta la capacidad operativa y tecnológica disponible, se expone el tiempo de ejecución previsto para el proyecto en el siguiente diagrama de Gantt:

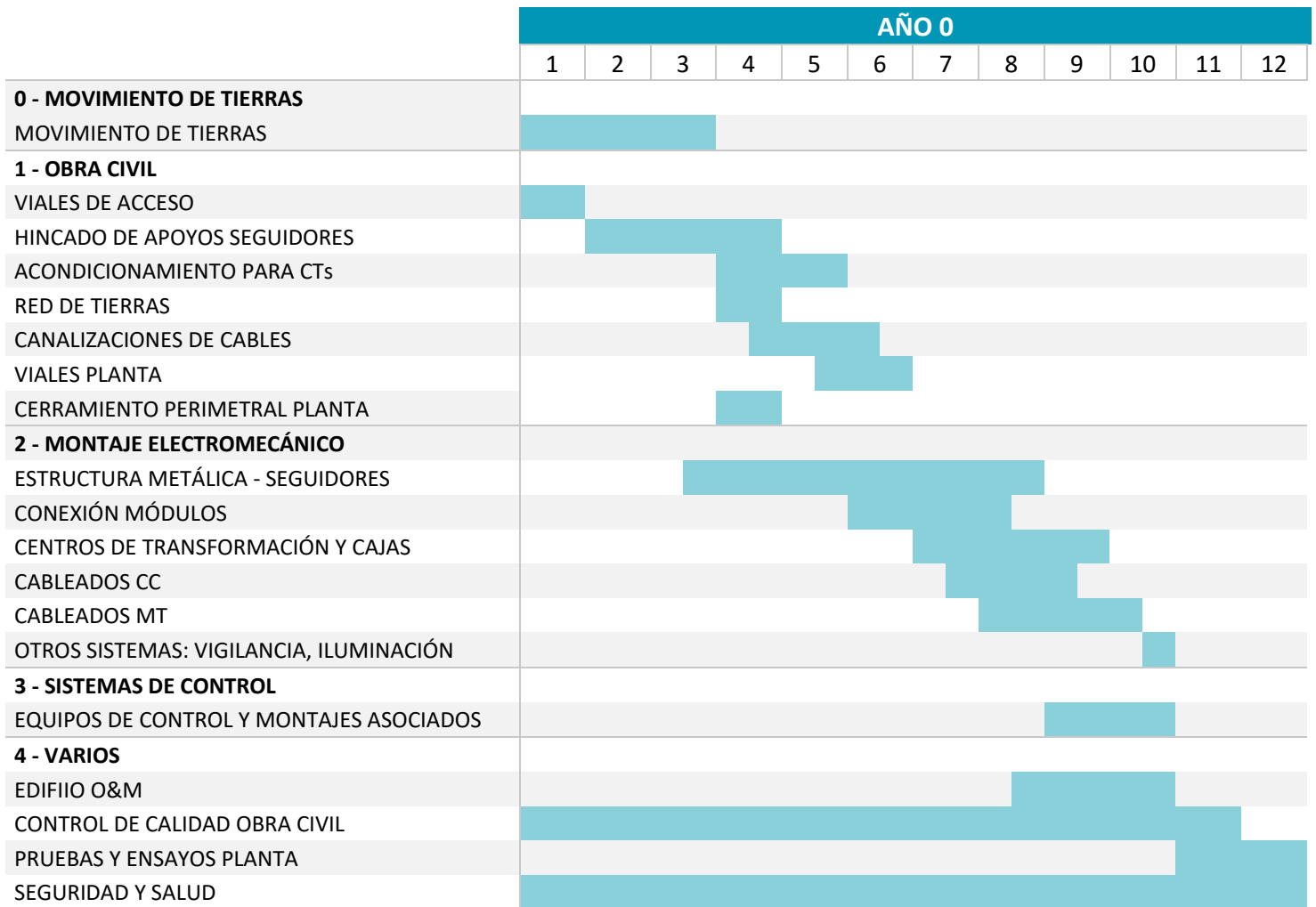


Gráfico 1. Planificación del desarrollo del proyecto

ANEXO I. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

2. RECURSO SOLAR

- 2.1. Fuente de datos PVGIS
- 2.2. Año Meteorológico Típico (P50)
- 2.3. Albedo terrestre

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

4. PÉRDIDAS

- 4.1. Transposición de la GHI al plano inclinado
- 4.2. Pérdidas por sombreado lejano
- 4.3. Pérdidas por sombreado cercano
- 4.4. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)
- 4.5. Módulo FV – Pérdida por suciedad y polvo
- 4.6. Módulo FV – Degradación anual
- 4.7. Módulo FV – Pérdida por nivel de radiación
- 4.8. Módulo FV – Pérdidas por temperatura
- 4.9. Módulo FV – Pérdidas por calidad del módulo
- 4.10. Módulo FV – Degradación inducida por la luz (LID)
- 4.11. Campo solar – Mismatch
- 4.12. Campo solar – Pérdidas por sombreado
- 4.13. Campo solar – Pérdidas de cableado DC
- 4.14. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor
- 4.15. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.
- 4.16. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.
- 4.17. Pérdidas en la red de media tensión (cables MT)

5. RESULTADOS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO

- 5.1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)
- 5.2. Consumo nocturno del primer año
- 5.3. Producción a 25 años (P50)

1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este anexo es describir la metodología utilizada para calcular el rendimiento energético de la planta fotovoltaica y presentar los resultados obtenidos.

Se proporciona un resumen de estos resultados en la Tabla 1.

Tabla 1. Resumen de los resultados

Descripción	Valor
Recurso solar	
Irradiancia horizontal global	1929.7 kWh/m ²
Temperatura media	16.7 °C
Fuente de datos	PVGIS
Rendimiento energético (año 1)	
Producción específica	1854.5 kWh/kWp
Rendimiento energético	92.5 GWh
Coeficiente de rendimiento	75.38 %
Rendimiento energético (media de 25 años)	
Producción específica	1786.3 kWh/kWp
Rendimiento energético	2226.8 GWh
Coeficiente de rendimiento	72.61 %

Los resultados del rendimiento energético se calcularon considerando todas las pérdidas incurridas hasta la evacuación de la planta. Los cálculos se han realizado mediante el software PVDesign, de Rated Power.

Las principales características de la planta fotovoltaica se han descrito anteriormente.

2. RECURSO SOLAR

2.1. Fuente de datos PVGIS

PVGIS ha estado en continuo desarrollo durante más de 10 años en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. El enfoque de PVGIS es la investigación sobre evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico.

La última versión de PVGIS (PVGIS-5) ha ampliado las capacidades del sistema y mejorado la cobertura de la base de datos meteorológicos. PVGIS-5 utiliza las bases de datos PVGIS-CMSAF, PVGIS-SARAH y PVGIS-NSRDB.

Las principales características de la base de datos PVGIS-5 son:

- Fuente: Satélite
- Cobertura espacial: Europa, África y la mayor parte de Asia y América del Sur.
- Período: desde 2005, 2006 y 2007 hasta hoy (10 años anteriores), según la región.
- Resolución espacial: dependiendo del emplazamiento, con un valor promedio de 4 km x 4 km.
- Resolución temporal: por hora.
- Incertidumbre: dependiendo del emplazamiento, \pm 3% a 10% en promedio.

En la Figura 1 se muestra la cobertura espacial de la base de datos PVGIS-5.

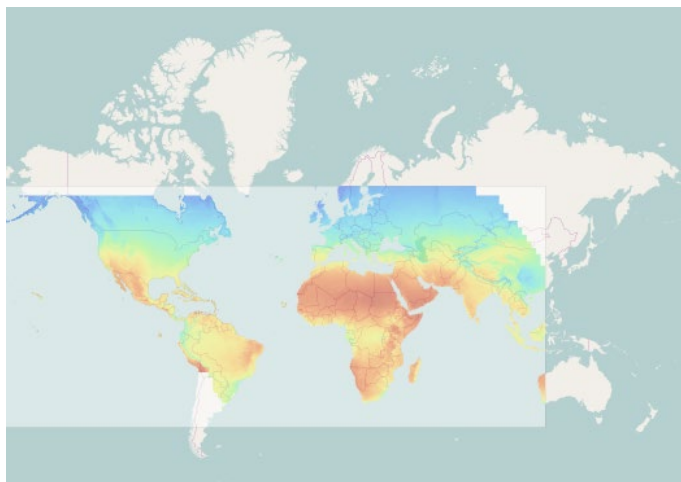


Figura 1. Cobertura espacial de la base de datos PVGIS.

Los datos de irradiancia solar de PVGIS se han calculado utilizando datos de satélite. Hay tres bases de datos satelitales disponibles:

- PVGIS-CMSAF es la base de datos utilizada en versiones anteriores de PVGIS. La base de datos cubre Europa, África y la mayor parte de América del Sur.
- PVGIS-SARAH es una base de datos basada en un nuevo algoritmo desarrollado por CMSAF. Anteriormente, solo se utilizaba para la región de Asia, pero hoy en día se puede usar también en Europa, África y Sudamérica (parcial).

- PVGIS-NSRDB es una colaboración entre PVGIS y el NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable), y consiste en la implementación del NSRDB en PVGIS.

La base de datos PVGIS-SARAH ha sido elegida como la opción predeterminada debido a su mayor precisión sobre PVGIS-CMSAF.

2.2. Año Meteorológico Típico (P50)

El Año Meteorológico Típico (TMY – Typical Meteorological Year) es un conjunto de valores representativos de cualquier parámetro meteorológico dado, para una ubicación determinada. Se da en resolución horaria y se deriva de datos meteorológicos a largo plazo.

En la Tabla 2 se muestra un resumen mensual de los datos de TMY. Se muestra un gráfico que representa los datos de la Tabla 2 en la Figura 2.

Tabla 2. TMY irradiancia mensual y temperatura.

Mes	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura [°C]
1	94.0	23.0	8.5
2	107.8	32.5	9.6
3	170.5	45.9	12.1
4	179.9	62.7	14.9
5	219.1	67.0	19.0
6	240.9	65.4	22.8
7	251.7	59.8	25.3
8	222.8	54.9	24.9
9	164.2	46.5	22.6
10	130.0	41.6	16.3
11	76.1	33.5	13.4
12	72.8	28.4	10.6
Año	1929.7	561.1	16.7

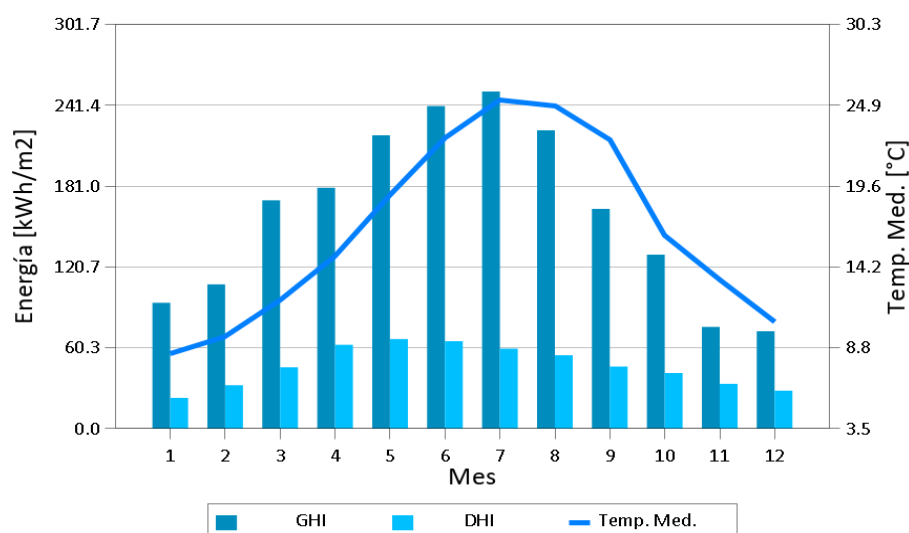


Figura 2. Gráfico del recurso solar

2.3. Albedo terrestre

Se han utilizado datos de albedo terrestre procedentes del sensor MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), que es un instrumento a bordo de los satélites Terra y Aqua de la NASA.

La base de datos tiene una resolución temporal mensual, derivada de mediciones tomadas entre 2000 y 2017. El valor del albedo de cada mes se ha calculado como la media aritmética de todas las mediciones disponibles para cada mes.

La resolución espacial es de 0.1 grados en latitud y 0.1 grados en longitud, lo cual es equivalente a una malla de 11x11km en el ecuador. En localizaciones más alejadas del ecuador, la resolución en kilómetros se incrementa.

El valor medio del albedo para el año completo es de 16.66 %. Los valores medios mensuales se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Valores mensuales del albedo

Valores mensuales del albedo	
Enero	15.44 %
Febrero	15.80 %
Marzo	16.51 %
Abril	16.76 %
Mayo	16.85 %
Junio	17.24 %
Julio	18.09 %
Agosto	18.36 %
Septiembre	17.57 %
Octubre	16.34 %
Noviembre	15.57 %
Diciembre	15.34 %
Valor medio anual	16.66 %

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La metodología utilizada para calcular el rendimiento energético requiere de las siguientes entradas:

- El año meteorológico típico.
- Los parámetros del equipamiento eléctrico a utilizar.
- La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica.
- Parámetros de simulación tales como pérdidas o ajustes de cálculo.

Con estas entradas, los siguientes pasos se realizan de forma secuencial para calcular el valor final del rendimiento energético:

- La transposición de los componentes de radiación al plano inclinado.
- Usar una librería para calcular la posición del sol.
- El algoritmo de seguimiento solar utilizado en rastreadores de un solo eje (backtracking).
- Cálculo de los efectos de las sombras en la irradiancia recibida por un plano inclinado.
- Generación eléctrica de un módulo fotovoltaico, y sus pérdidas asociadas.
- Estimación del efecto del sombreado parcial en cadenas de módulos.
- Rendimiento de un inversor y ventana de operación.
- Pérdidas eléctricas en una planta fotovoltaica.

4. PÉRDIDAS

4.1. Transposición de la GHI al plano inclinado

La irradiación que alcanza el plano inclinado se calcula por transposición, a partir de la radiación global horizontal. Debido al ángulo de inclinación de los módulos, la transposición resulta en una ganancia respecto a la radiación que recibiría un plano horizontal. Esta ganancia va a ser mayor si la estructura de montaje es un seguidor a un eje.

La transposición de la GHI al plano inclinado resulta en una ganancia de +27.50 %.

4.2. Pérdidas por sombreado lejano

La radiación solar sobre los módulos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte que bloquean la radiación del sol durante algunos períodos del día. Para considerar estas sombras como parte del horizonte lejano, la distancia sombra generada por el obstáculo debe ser más de diez veces mayor que el tamaño de la planta fotovoltaica. Estas pérdidas representan el porcentaje de la energía perdida en términos de potencia fotovoltaica contra un horizonte plano.

En la Figura 3 se muestra el perfil de horizonte considerado.

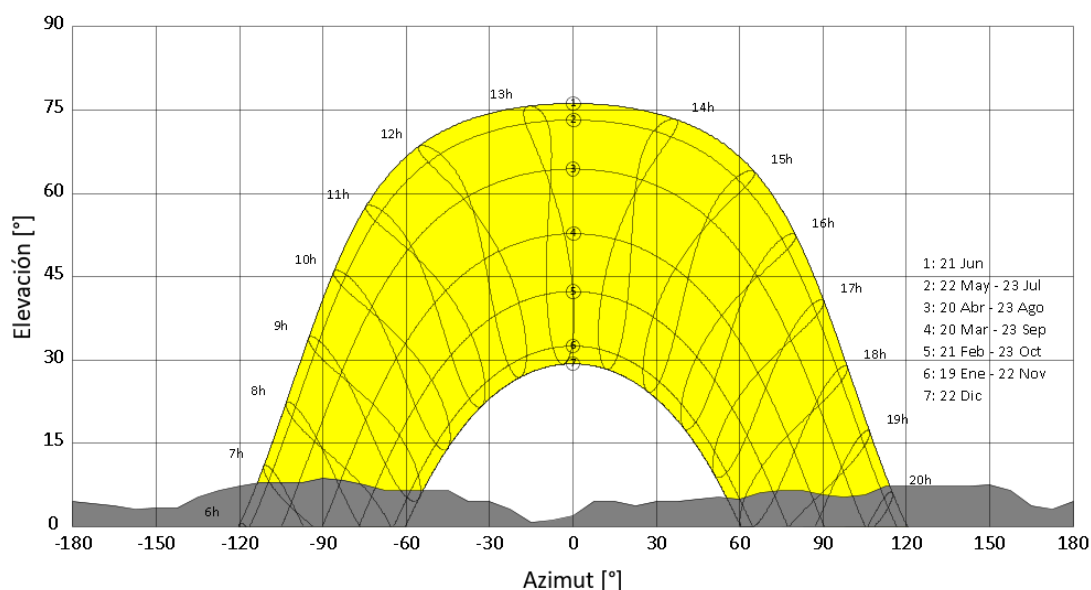


Figura 3. Perfil de horizonte (fuente: PVGIS 5)

Teniendo en cuenta este perfil de horizonte, las pérdidas se han estimado en un -1.12 %.

4.3. Pérdidas por sombreado cercano

En momentos del día en los cuales la elevación solar es baja, se pueden producir sombras entre filas de módulos fotovoltaicos. Estas sombras causan una reducción en la radiación percibida por los módulos sombreados.

El resultado del cálculo de las pérdidas anuales debido a las sombras cercanas es del -2.43 %. Estas pérdidas son debidas al sombreado de la radiación difusa y de la radiación reflejada por el suelo. La radiación directa no se ve afectada gracias al uso de backtracking.

4.4. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)

Las pérdidas angulares se producen cuando la incidencia de radiación solar en la superficie del módulo tiene un ángulo diferente de 0°. Esta pérdida es distinta a la pérdida por efecto coseno, y se debe a la reflexión de la luz solar en la superficie del cristal del módulo fotovoltaico. Esta pérdida se cuantifica utilizando el coeficiente IAM (Incidencia Angle Modifier), cuyo valor depende de las propiedades del cristal con el cual se ha fabricado la cubierta del módulo fotovoltaico.

Las pérdidas por ángulo de incidencia se han estimado en -0.47 %.

4.5. Módulo FV – Pérdida por suciedad y polvo

La deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos causa la disminución de potencia del generador fotovoltaico. Para el mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos incidentes oblicuamente que para los que inciden perpendicularmente.

Las pérdidas debidas a la suciedad en un día específico podrían bajar a 0% después de la lluvia o de un proceso de limpieza. Sin embargo, las pérdidas pueden llegar al 8% si los módulos están muy sucios. La acumulación de suciedad está influenciada por diferentes razones como la inclinación de los módulos, la proximidad a carreteras, el tipo de terreno, etc.

Para un aumento de rendimiento, los módulos pueden limpiarse con regularidad. Se ha tenido en cuenta que en el funcionamiento de la Planta FV se limpia regularmente para limitar estas pérdidas al -2.00 %.

4.6. Módulo FV – Degradación anual

Después de la degradación inicial (LID) que ocurre durante la primera vez que los módulos están expuestos a la luz solar, la energía de la célula solar generalmente se mantiene estable.

De lo contrario, otras partes de los módulos y componentes del sistema pueden sufrir degradación. Debido a la corrosión de los elementos conductores, y la lámina EVA, dependiendo de las condiciones ambientales (por ejemplo, períodos de lluvia, ciclos de temperatura, humedad, salinidad).

El valor de la degradación anual es de -0.30 %.

4.7. Módulo FV – Pérdida por nivel de radiación

La pérdida por nivel de radiación se refiere a la menor producción del módulo fotovoltaico respecto a las condiciones STC cuando la radiación es menor a 1000 W/m².

El valor de esta pérdida es de +0.02 %.

4.8. Módulo FV – Pérdidas por temperatura

La producción de células fotovoltaicas se ve afectada negativamente por las altas temperaturas de operación. La pérdida es consecuencia de las características del módulo fotovoltaico. La temperatura de la celda es siempre más alta que la temperatura ambiente.

La pérdida anual debida a la temperatura de la celda del módulo es de -5.97 %.

4.9. Módulo FV – Pérdidas por calidad del módulo

La potencia nominal de los módulos fotovoltaicos producidos en masa varía de de módulo a módulo. Esta dispersión del rendimiento del módulo generalmente se modela como porcentaje de variación respecto a la potencia nominal en condiciones de STC. La dispersión a menudo resulta en una ganancia neta, ya que los fabricantes generalmente buscan tolerancias más estrictas con un sesgo hacia un rendimiento ligeramente más alto que el nominal.

La ganancia debida a la dispersión de la calidad del módulo es de +0.70 %.

4.10. Módulo FV – Degradación inducida por la luz (LID)

La degradación inducida por la luz se produce durante las primeras horas de exposición del módulo fotovoltaico a la luz solar. Después de estas horas iniciales, la degradación se establece y es constante durante la vida útil restante del módulo. Este efecto generalmente no se refleja en la hoja de datos del módulo.

El valor de la pérdida por la degradación inducida por la luz es -2.00 %.

4.11. Campo solar – Mismatch

Las pérdidas por mismatch se asocian con el hecho de que las células y / o módulos que forman el generador fotovoltaico no son idénticos, y sus parámetros eléctricos varían, por lo que no todos ellos pueden trabajar simultáneamente en el punto de máxima potencia. Además, un dimensionamiento de cables heterogéneo puede conducir a diferentes caídas de tensión y pérdidas de desajuste adicionales.

El valor de la pérdida es constante durante todo el año, -1.00 %.

4.12. Campo solar – Pérdidas de cableado DC

Existe una pérdida debida al efecto Joule en la transmisión eléctrica de la alimentación de DC. Esta pérdida se produce en los cables que conectan los strings de módulos fotovoltaicos a los cuadros de agrupación y los inversores (o directamente a los inversores si la planta está diseñada utilizando un sistema de bus de DC).

El valor de las pérdidas de transmisión depende de las secciones transversales del cable y las longitudes del cable, que generalmente se calculan especificando un valor para la caída de voltaje en condiciones de STC.

El promedio de la pérdida horaria en los cables de CC es -1.16%.

4.13. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor

La principal pérdida incurrida en el inversor eléctrico es la conversión de DC a AC, generalmente conocida como pérdida de eficiencia. Se pueden producir pérdidas adicionales si el tamaño del campo DC con respecto a la potencia nominal del inversor no es óptimo (pérdidas en la ventana de operación del inversor).

Las pérdidas combinadas en el inversor son de -2.08 % (este valor incluye la pérdida de eficiencia, las pérdidas de la ventana de operación y la pérdida de consumo auxiliar).

4.14. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.

Las pérdidas incurridas en los cables de AC debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes de los cables. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de voltaje en condiciones STC. Debido a la corta longitud de los cables que conectan el inversor al transformador, esta pérdida suele ser baja.

Las pérdidas del cable de CA en los cables que conectan los inversores a los transformadores son de 0.00 %.

4.15. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.

Las pérdidas del transformador de potencia son dobles: un valor de pérdida constante, conocido como pérdida de hierro o núcleo, y una pérdida dependiente de la potencia convertida, conocida como pérdida de cobre o bobina. Aunque estas pérdidas suelen ser muy bajas, ya que el transformador tiene una eficiencia muy alta, deben considerarse.

Las pérdidas que resultan de las componentes del hierro y del cobre tienen un valor de -0.21 % y -0.73 %, respectivamente.

La pérdida promedio anual en los transformadores de la central eléctrica es de -0.94 %.

4.16. Pérdidas en la red de media tensión (cables MT)

Las pérdidas incurridas en la red de MT debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes del cable. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de voltaje en condiciones STC.

La energía perdida en la red es de -0.34 %.

5. RESULTADOS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO

En la Tabla 4 se muestra un resumen del rendimiento del primer año.

Tabla 4. Rendimiento y pérdidas del primer año.

Descripción	Valor	Unidad
Producción en el primer año	92.94	GWh
Performance ratio	75.75 %	-
Producción específica	1863.8	kWh/kWp

5.1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)

En la Tabla 5 se muestran los rendimientos y las pérdidas para el primer año de operación.

Tabla 5. Rendimiento y pérdidas del primer año.

Descripción	Valor	Unidad	Pérdida
Recurso solar			
Irradiación global horizontal	1929.6	kWh/m2	
Global incidente plano receptor	2460.3	kWh/m2	+27.50 %
Sombras Lejanas/Perfil de obstáculos	2432.7	kWh/m2	-1.12 %
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	2373.6	kWh/m2	-2.43 %
Pérdidas por polvo y suciedad del generador	2326.1	kWh/m2	-2.00 %
Factor IAM en global	2315.2	kWh/m2	-0.47 %
Irradiancia efectiva en receptores	2315.2	kWh/m2	
Conversión fotovoltaica (eficiencia nominal)			
Area total de módulos	242277	m2	
Energía recibida por los módulos	560.9	GWh	
Eficiencia STC	20.58	%	
Energía nominal	115.44	GWh	
Pérdidas del módulo			
Degradación del módulo	115.1	GWh	-0.30 %
Pérdida FV debido a nivel de irradiancia	115.13	GWh	+0.02 %
Pérdida FV debido a temperatura	108.25	GWh	-5.97 %
Pérdida calidad de módulo	109.01	GWh	+0.70 %
LID - "Light Induced Degradation"	106.83	GWh	-2.00 %
Pérdida de mismatch entre módulos	105.76	GWh	-1.00 %
Perdidas de mismatch por sombras	105.76	GWh	0.00 %
Pérdida óhmica del cableado	104.53	GWh	-1.16 %
Energía disponible a la entrada del inversor	104.53	GWh	
Conversión DC a AC en el inversor			
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	104.53	GWh	0.00 %
Pérdida del inversor debido a tensión máxima	104.53	GWh	0.00 %
Pérdida por umbral de potencia mínima	104.53	GWh	0.00 %
Pérdida por límite de potencia máxima	104.53	GWh	0.00 %

Pérdida de conversión (eficiencia)	104.37	GWh	-1.93 %
Consumo auxiliar	102.36	GVAh	-0.15 %
Conversión a potencia activa (coseno de phi 0.928)	95.0	GWh	-7.19 %
Pérdidas en el sistema de media tensión			
Pérdidas óhmicas AC del inversor al transformador	95.0	GWh	0.00 %
Pérdida del hierro del transformador	94.8	GWh	-0.21 %
Pérdida del cobre del transformador	94.1	GWh	-0.73 %
Pérdidas óhmicas cableado MT	93.79	GWh	-0.34 %
Energía disponible a la salida del sistema de media	93.79	GWh	
ENERGÍA TOTAL INYECTADA	93.79	GWh	

5.2. Consumo nocturno del primer año

En la Tabla 6 se muestran los consumos nocturnos de la planta fotovoltaica en el primer año. Los consumos nocturnos provienen de la pérdida nocturna del inversor, las pérdidas del hierro en los transformadores, y el consumo auxiliar de la planta.

El consumo de energía tuvo un valor total de -464.35 MWh, lo cual supone un 0.05 % del total de energía producida de 92.94 GWh.

Tabla 6. Consumos nocturnos para el primer año.

Descripción	Valor	Unidad	Porcentaje del total
Inversor			
Consumo nocturno del inversor	-31.99	MWh	6.89 %
Centro de transformación			
Pérdida del hierro del transformador	-216.12	MWh	46.54 %
Subestación			
Consumo auxiliar de la planta	0.11	MWh	-0.02 %
Pérdida del hierro del transformador de la subestación	-216.12	MWh	46.54 %
CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA	-464.35	MWh	99.95 %

5.3. Producción a 25 años (P50)

La producción de la planta fotovoltaica se ha calculado para un período de 25 años. En la Tabla 7 la producción, la producción específica y el performance ratio se muestran para cada año.

Tabla 7. Resultados para el período de 25 años.

Año	Producción [GWh]	Producción específica [kWh/kWp]	Performance ratio [%]
1	92.5	1854.5	75.38
2	92.2	1848.8	75.15
3	91.9	1843.1	74.92
4	91.6	1837.4	74.68
5	91.3	1831.8	74.45
6	91.1	1826.1	74.22
7	90.8	1820.4	73.99
8	90.5	1814.7	73.76
9	90.2	1809.1	73.53
10	89.9	1803.4	73.30
11	89.6	1797.7	73.07
12	89.4	1792.0	72.84
13	89.1	1786.3	72.61
14	88.8	1780.6	72.37
15	88.5	1774.9	72.14
16	88.2	1769.2	71.91
17	87.9	1763.6	71.68
18	87.7	1757.9	71.45
19	87.4	1752.2	71.22
20	87.1	1746.5	70.99
21	86.8	1740.8	70.76
22	86.5	1735.1	70.53
23	86.2	1729.5	70.30
24	86.0	1723.8	70.06
25	85.7	1718.1	69.83
Total	2226.8	1786.3	72.6

ANEXO II. PRESUPUESTO



**PROYECTO PFV ALAMBOR
PRESUPUESTO PLANTA FV 50,00 MWp**

Ref. Descripción	Unidad	Medición	P. Unitario	P. Total
1. MATERIALES Y EQUIPOS PRINCIPALES				15.386.636,38
1.1. MODULOS FOTOVOLTAICOS				9.900.900,00
1.1.1 Módulo fotovoltaico 450 Wp CANADIAN SOLAR modelo CS3W-450MS, o similar. PERC Monocristalino, dimensiones de 2.108 x 1.048 x 40 mm, peso 24,9 kg, 1.500 Vcc.	Ud	99.009	100	9.900.900,00
1.2. BLOQUES DE POTENCIA				2.049.300,00
1.2.1 Bloque de Potencia de intemperie tipo skid, constituido por 2 inversores SMA SUNNY CENTRAL 2500 EV 1500V de 2500 kVA (a 25°C). 1 Transformador de potencia 0,55/30 kV Dyny11. Celdas de AT 1P+2L, siendo la función de protección con interruptor automatico, transformador de servicios auxiliares 50 kVA y Cuadro de Servicios Auxiliares incluido. Suministrado totalmente ensamblado en plataforma metálica, y puesto en obra.	Ud	5	203.700,00	1.018.500,00
1.2.2 Bloque de Potencia de intemperie tipo skid, constituido por 2 inversores SMA SUNNY CENTRAL 2500 EVI 1500V de 2500 kVA (a 25°C). 1 Transformador de potencia 0,55/30 kV Dy11y11. Celdas de AT 1P+1L, siendo la función de protección con interruptor y telemando, transformador de servicios auxiliares 50 kVA y Cuadro de Servicios Auxiliares incluido. Suministrado totalmente ensamblado en plataforma metálica, y puesto en obra.	Ud	4	199.500,00	798.000,00
1.2.3 Bloque de Potencia de intemperie tipo skid, constituido por 2 inversores SMA SUNNY CENTRAL 2500 EVI 1500V de 2500 kVA (a 25°C). 1 Transformador de potencia 0,55/30 kV Dy11y11. Celdas de AT 2P+2L, siendo la función de protección con interruptor y telemando, transformador de servicios auxiliares 50 kVA y Cuadro de Servicios Auxiliares incluido. Suministrado totalmente ensamblado en plataforma metálica, y puesto en obra.	Ud	1	212.800,00	212.800,00
1.2.4 Controlador de Planta "PPC" sistema SCADA	Ud	1	20.000,00	20.000,00
1.3. ESTRUCTURA SOLAR				2.782.325,00
1.3.1 Estructura solar Monoline 3H de PVHardware, de 60 m de longitud para 81 modulos de 2m de longitud. Con motor autoalimentado, incluido tornilleria y suministro completo puesto en obra. Perfiles IPEs o CPs correspondientes incluidos.	Ud	1.223	2.275,00	2.782.325,00
1.4. CABLEADO Y COMPONENTES ELECTRICOS				434.111,38
1.4.1 Harness para unificación de 3 strings + construido con cable aislado de Cobre con designación H1Z2Z2-K, de 4mm ² y conector MC4 para input con fusibles de 15A integrados y output de 16mm ² . Valido para 1500Vcc. Color rojo para los positivos y negro para los negativos.	Ud	3.669	18,00	66.042,00
1.4.2 Cable Al aislado XLPE para cc tipo RV 1,5 kV	m	38.224	2,80	106.988,98
1.4.3 Cable de Al aislado unipolar XLPE para AT 30 kV	m	7.600	12,88	97.880,40
1.4.5 Cajas Stringbox de Fibra de vidrio IP65 con Aparamenta incluida (fusibles y seccionadores, de acuerdo a los planos de proyecto, 1500Vcc, con monitorización.	Ud	240	680,00	163.200,00
1.8 CONTROL Y MONITORIZACIÓN				150.000,00
1.9 VIGILANCIA Y SEGURIDAD				70.000,00

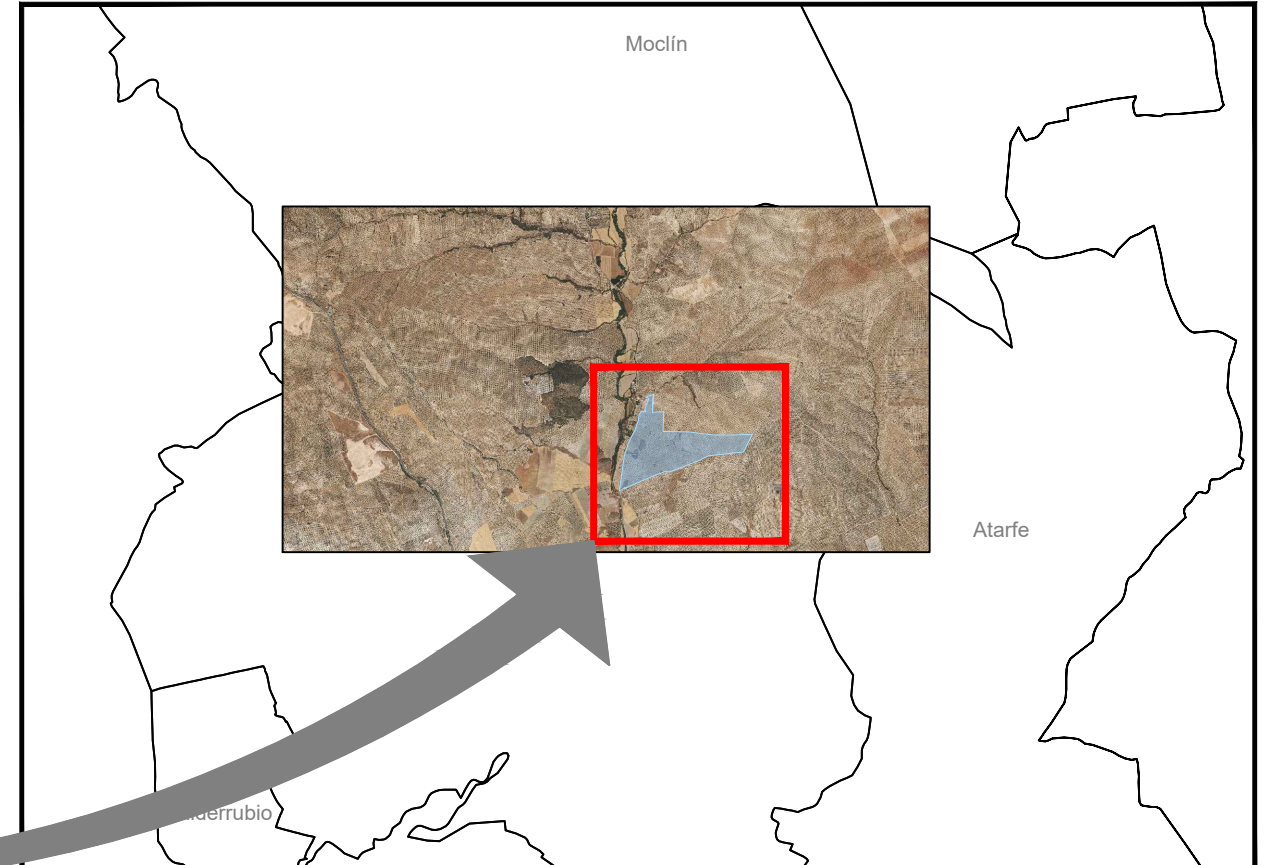
2.	OBRA CIVIL				553.394,34
2.1	DESBROCE Y MOVIMIENTO DE TIERRAS				102.624,25
2.1.1	DESBROCE. Desbroce de 10 cm de la capa vegetal y destocoado de la superficie con medios mecánicos, con carga y transporte a vertedero dentro de la parcela de los productos sobrantes para acopio temporal y posterior uso de la tierra vegetal dentro de la parcela.	m2	818.600	0,05	40.930,00
2.1.2	DESMONTE. Desmonte de terreno con medios mecánicos, carga sobre camión y transporte a zona de extendido dentro de la obra.	m3	14.348	3,10	44.477,25
2.1.3	TERRAPLEN. Relleno con medios mecánicos formado por el extendido, regado y compactado al 95% del P.M., con material procedente de la excavación.	m3	14.348	1,20	17.217,00
2.2	CAMINOS				220.060,80
2.2.1	Caminos interiores de 6m de ancho, relleno con zahorra y material de la propia excavación, compactación al 98% Proctor y extendido de grava.	m	9.056	24,30	220.060,80
2.3	VALLADO				80.892,00
2.3.1	Vallado perimetral de 2m con malla cinética de alambre anudado de acero galvanizado, con postes de acero galvanizado totalmente instalada, incluido uniones y pp de elementos comunes.	m	5263	10	52.630,00
Ref.	Descripción	Unidad	Medición	P. Unitario	P. Total
2.3.2	Puerta de acceso automática de 10m de longitud y 2m de altura, deslizante sobre carril embutido en zuncho de hormigón de 40x40cm, con Puerta de acceso peatonal en el lateral. Totalmente instalada y puesta en funcionamiento.	ud	2	14.131,00	28.262,00
2.6	ZANJAS				33.631,29
2.6.1	Zanja AT+BT interna	m	20.118	1,65	33.194,70
2.6.2	Zanja evacuación	m	297	1,47	436,59
2.7	DRENAJES				14.000,00
2.8	CIMENTACIONES				54.000,00
2.9	EDIFICIO DE O&M				40.000,00
2.10	LIMPIEZA Y RESTAURACIÓN DEL TERRENO				8.186,00
3	MONTAJE ELECTRICO Y MECÁNICO				6.000.000,00
3.1	MONTAJE MECÁNICO				3.687.500,00
3.2	MONTAJE ELÉCTRICO				2.312.500,00
4	GESTION DE RESIDUOS				19.950,00
5	SEGURIDAD Y SALUD				46.573,41
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL					22.006.554,13
	Gastos Generales (8%)				1.760.524,330
	Beneficio industrial (6%)				1.320.393,248
TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN					25.087.471,70
	IVA (21%)				5.268.369,058
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA					30.355.840,76

ANEXO III. PLANOS

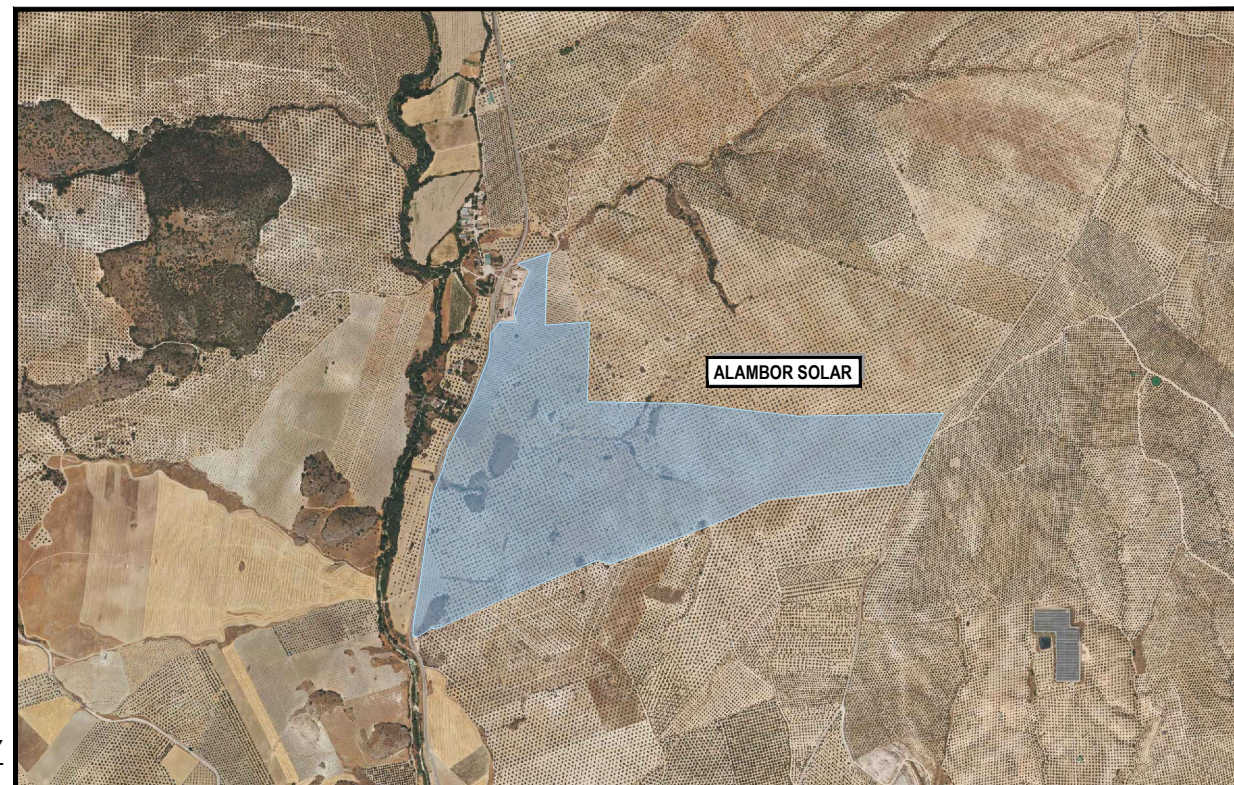
N.º PLANO	DESCRIPCIÓN
CAP4-ALA-PLN - 0100	LOCALIZACIÓN
CAP4-ALA -PLN - 0110	IMPLANTACIÓN
CAP4-ALA -PLN - 0110	MOVIMIENTO DE TIERRAS
CAP4-ALA -SLD - 0100	ESQUEMA UNIFILAR AT
CAP4-ALA -ME- 1200	TIPOLOGÍA DE ZANJAS AT
CAP4-ALA -ME - 1201	TIPOLOGÍA DE ZANJAS BT
CAP4-ALA -ME - 1220	SEGUIDOR 3H




SITUACIÓN GEOGRÁFICA
Sin Escala

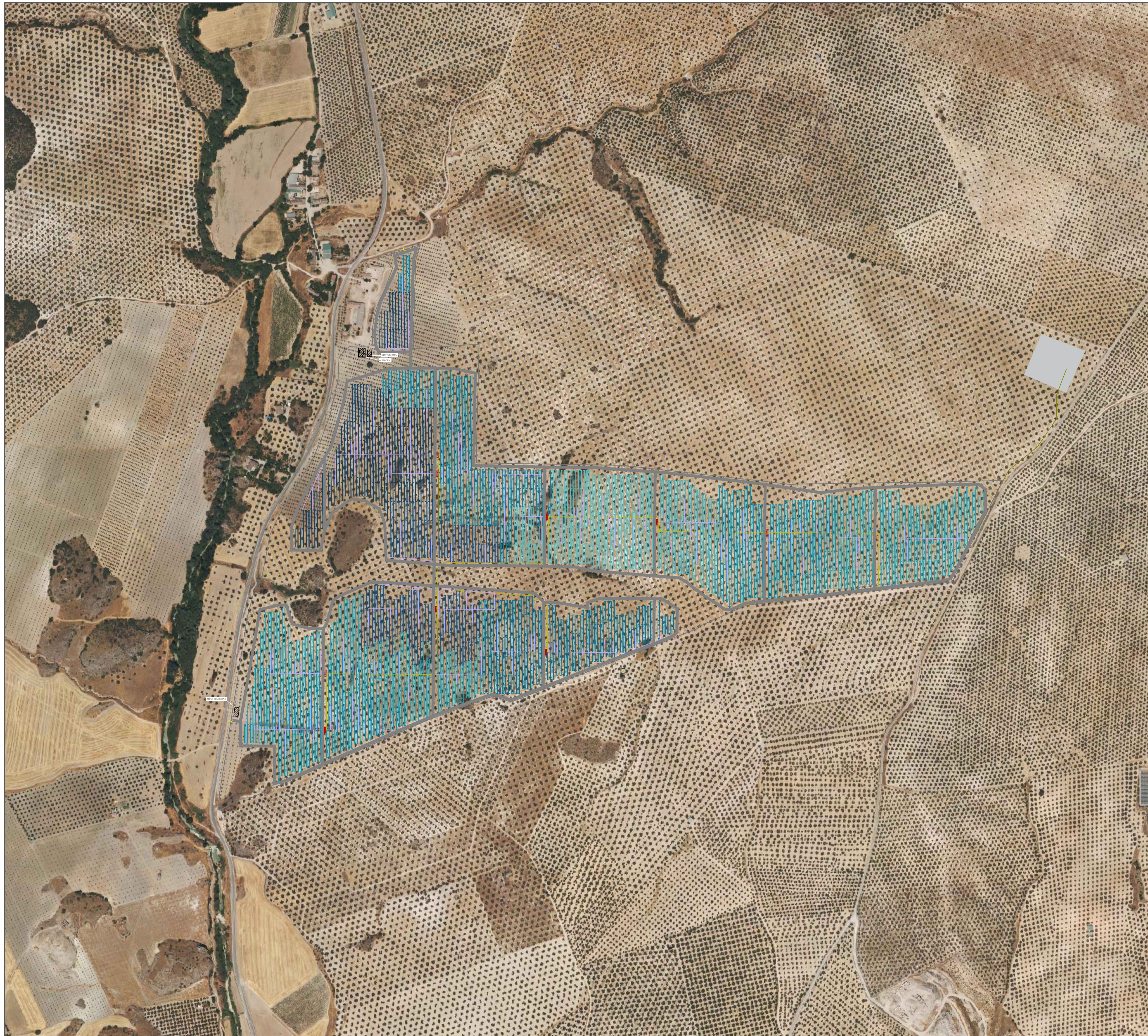


LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA
Escala 1:100.000



PLANTA GENERAL FV
Escala: 1:25.000

					CLIENTE:	PLANTA:							
					ALAMBOR SOLAR, S.L.	PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR (50,00 MW)							
						PINOS PUENTE (GRANADA)							
					ESTADO: PRELIMINAR	TITULO: LOCALIZACIÓN							
R1	PROPUESTA INICIAL	07/08/20	RCC	LMEF	ESCALA:	TAMAÑO:	FECHA:	ID PROYECTO:		Nº PLANO:	HOJA:	HOJA SIGUENTE:	REVISION:
REV:	DESCRIPCIÓN:	FECHA:	DIBUJADO:	REVISADO:	S/E	A3	07/08/20	CAP4-ALA		CAP4-ALA-IGI-PLN-0101	1	-	R1



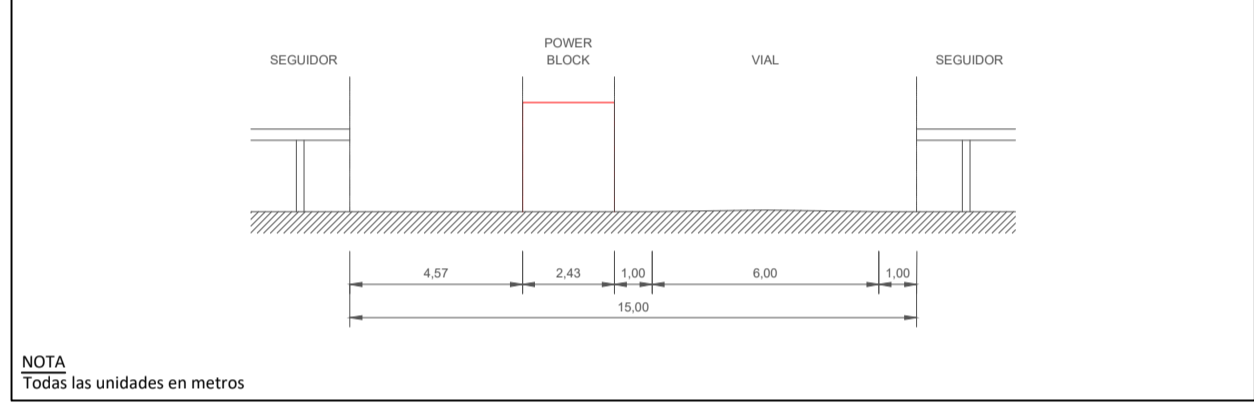
DATOS DE PLANTA

Potencia Pico:	50.000.000 Wp
P. Nominal - POI:	45.000.000 Wac
Pitch:	7,00 m.
Módulos FV:	RISEN ENERGY CO., Ltd 505 Wp (20,58%) 99.009 uds 27 módulos por string 3.667 strings
Seguidor:	PVH 3H Seguidor solar a un eje N-S (3) módulos en posición horizontal 1.223 uds
10 Power Block:	20 uds SMA SUNNY CENTRAL 2500-EV 2500 kVA

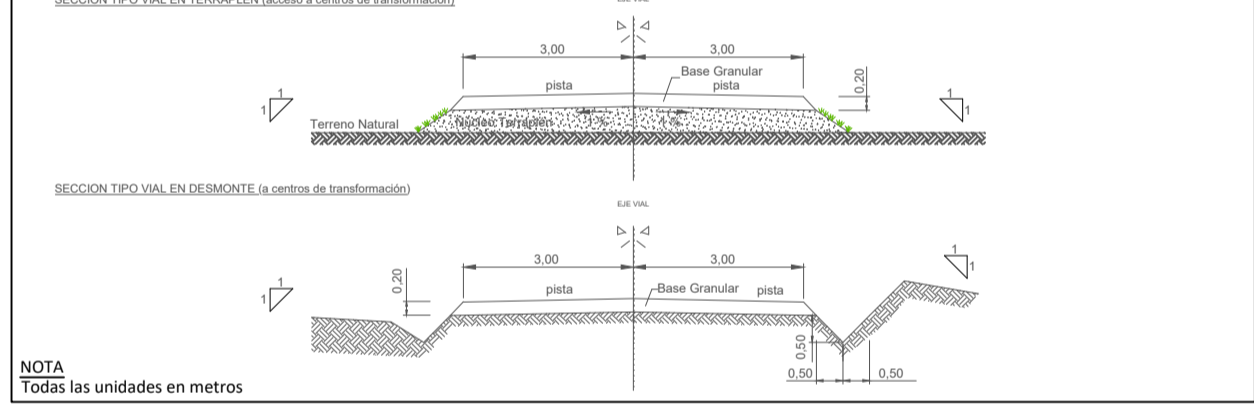
LEYENDA

- Subestación
- Centro de transformación
- Los colores indican la conexión del campo solar con cada CT
- Estructuras de montaje
- Viales
- Zanjas de alta tensión
- Zanjas de baja tensión
- Vallado
- Cables del inversor al inversor
- Cajas de String
- Acceso

DETALLE VIALES



SECCIONES VIALES TIPO



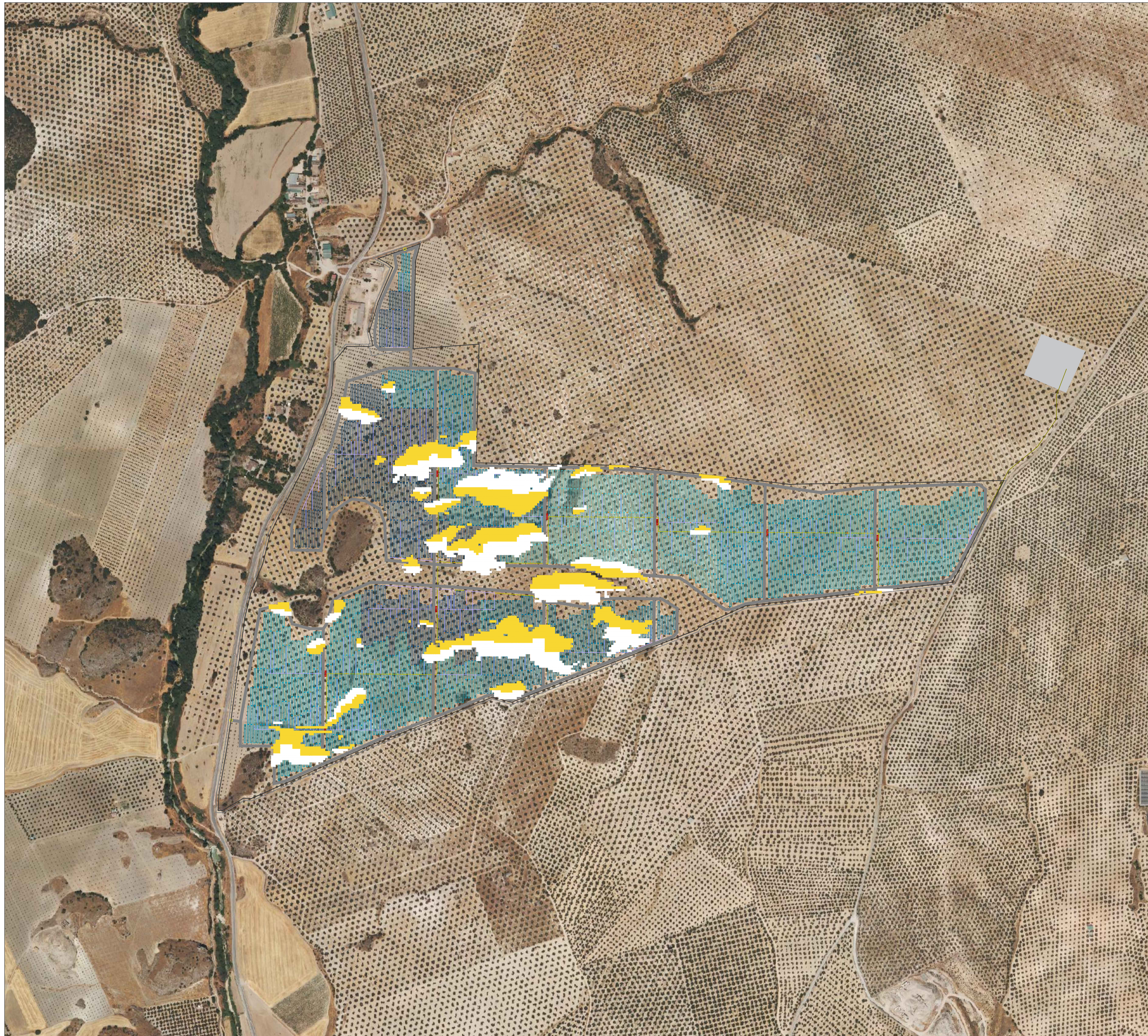
R1	PRIMERA EDICIÓN	MVS	07/08/20
REV:	DESCRIPCIÓN:	POR:	FECHA:
ESTADO:			

CLIENTE:
ALAMBOR SOLAR, S.L.

PLANTA:
PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR (50,00 MW)
PINOS PUENTE (GRANADA)

TITULO:
IMPLANTACIÓN

ESCALA:	1:4.000	TAMAÑO:	A1	FECHA:	07/08/20	DIBUJADO:	MVS	REVISADO:	LMEF
ID PROYECTO:	CAP4-ALA	Nº PLANO:	CAP4-ALA-IGH-PLN-0110	HOJA:	1	HOJA SIGUIENTE:	-	REVISION:	R1



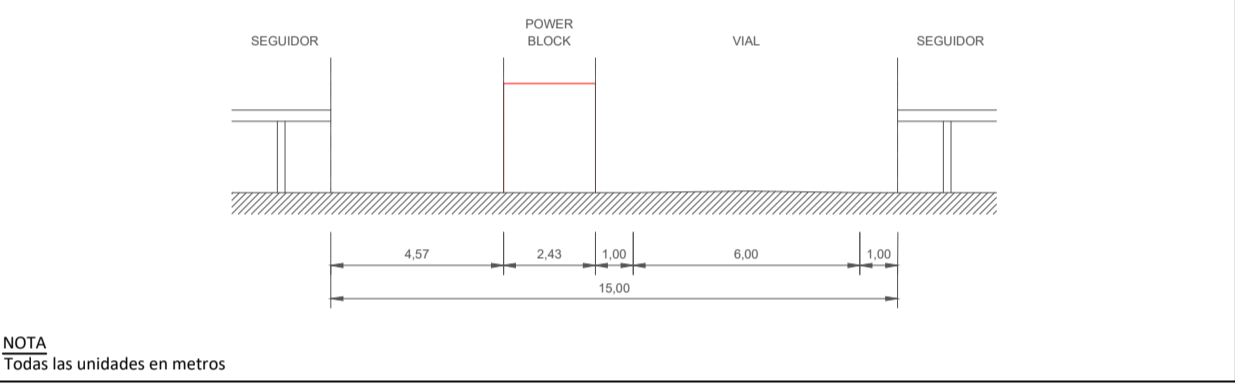
DATOS DE PLANTA

Potencia Pico:	50.000.000 Wp
P. Nominal - POI:	45.000.000 Wac
Pitch:	7,00 m.
Módulos FV:	RISEN ENERGY CO., Ltd 505 Wp (20,58%) 99.009 uds 27 módulos por string 3.667 strings
Seguidor:	PVH 3H Seguidor solar a un eje N-S (3) módulos en posición horizontal 1.223 uds
10 Power Block:	20 uds SMA SUNNY CENTRAL 2500-EV 2500 kVA

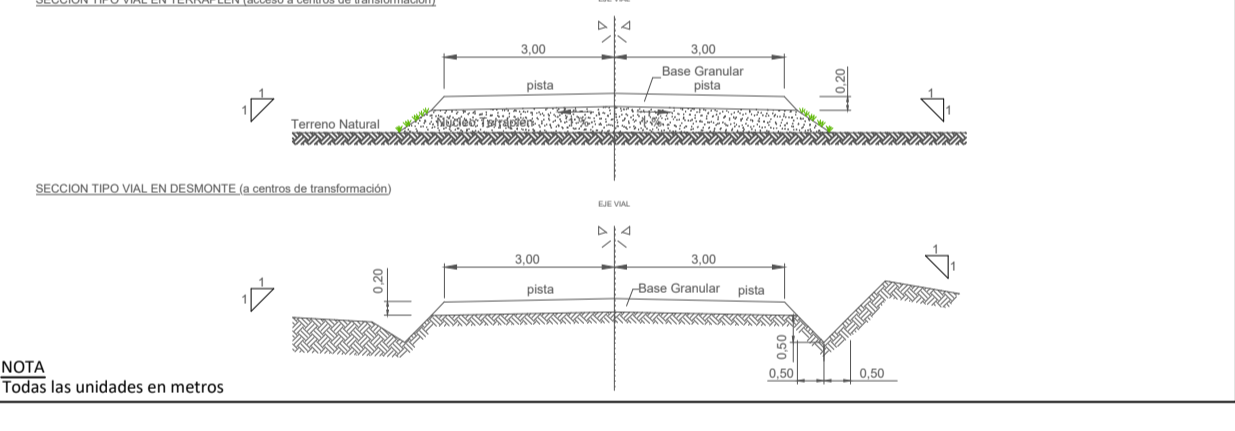
LEYENDA

- Subestación
- Centro de transformación
- Los colores indican la conexión del campo solar con cada CT
- Estructuras de montaje
- Viales
- Zanjas de alta tensión
- Zanjas de baja tensión
- Vallado
- Cables del inversor al inversor
- Cajas de String
- Acceso

DETALLE VIALES



SECCIONES VIALES TIPO



MOVIMIENTO DE TIERRAS

- Zona de excavación
- Zona de terraplenado

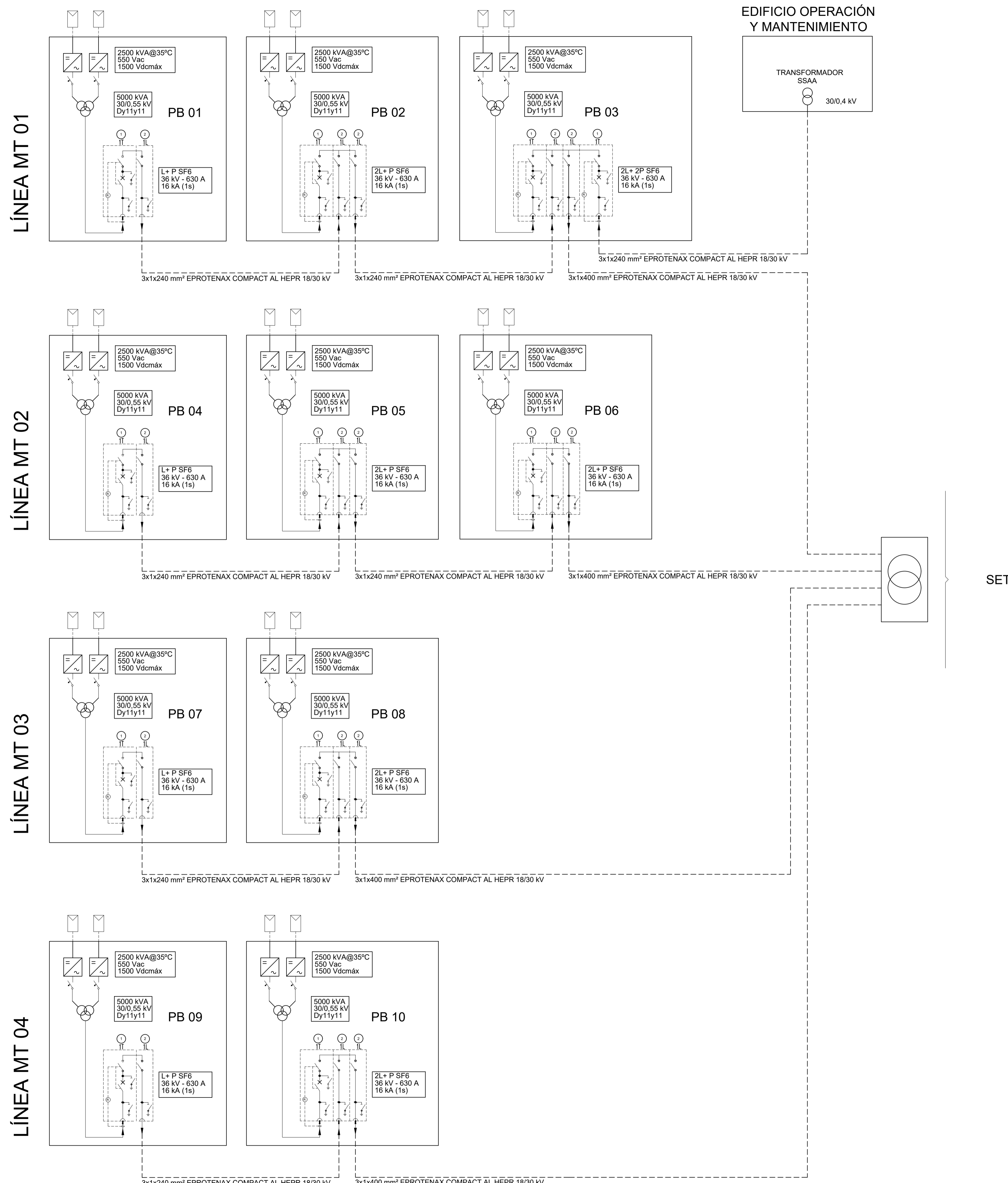
R1	PRIMERA EDICIÓN	MVS	07/08/20
REV:	DESCRIPCIÓN:	POR:	FECHA:
ESTADO:			

CLIENTE:
ALAMBOR SOLAR, S.L.

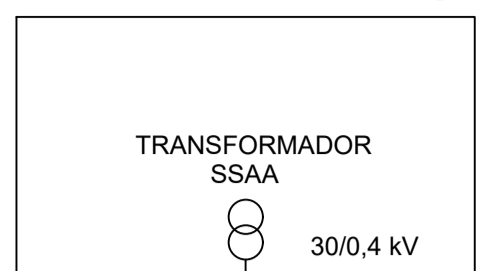
PLANTA:
PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR (50,00 MW)
PINOS PUENTE (GRANADA)

TITULO:
MOVIMIENTO DE TIERRAS

ESCALA:	1:4.000	TAMAÑO:	A1	FECHA:	07/08/20	DIBUJADO:	MVS	REVISADO:	LMEF
ID PROYECTO:	CAP4-ALA	Nº PLANO:	CAP4-ALA-IGH-PLN-0110	HOJA:	1	HOJA SIGUIENTE:	-	REVISION:	R1



EDIFICIO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO



LEYENDA	
1	CELDA DE PROTECCIÓN AT
2	CELDA DE LÍNEA AT

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO	
TENSION DE SERVICIO	30 kV
TENSION MÁXIMA EN SERVICIO	36 kV
TENSION MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL	36 kV
NIVEL BÁSICO DE IMPULSO	170 kV
TENSION FREQ. INDUSTRIAL 1 MINUTO	70 kV
RÉGIMEN DE NEUTRO	LIMITADO 500 A
INTENSIDAD NOMINAL BARRAS	630 A
INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO NOMINAL	16 kA
DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO	1 s
TENSION DE SERVICIOS AUXILIARES	125 V c.c. ; 400/230 V c.a.

SET

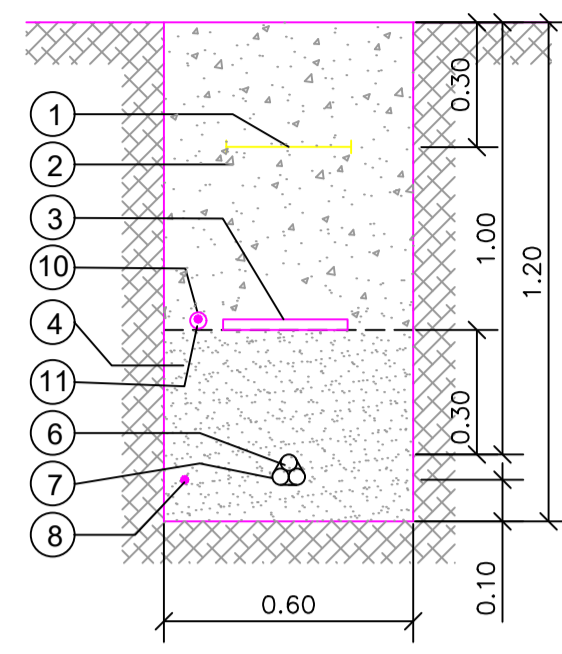
RO	PRIMERA EDICIÓN	MVS	07/08/20
REV:	DESCRIPCIÓN:	POR:	FECHA:
ESTADO:		PRELIMINAR	
CLIENTE:			
ALAMBOR SOLAR, S.L.			
PLANTA:			
PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR, S.L.(3.000 MW) PINOS PUENTE (GRANADA)			
TÍTULO:			
ESQUEMA UNIFILAR AT			
ESCALA:	S/E	TAMAÑO:	A1
FECHA:	07/08/20	DIBUJADO:	MVS
REVISADO:		HOJA:	1
ID PROYECTO:	CAP4-ALA	Nº PLANO:	CAP4-ALA-IGI-SLD-0100
HOJA SIGUIENTE:		REVISIÓN:	RO

SECCIÓN ZANJA TIPO EN CALZADA DE TIERRA

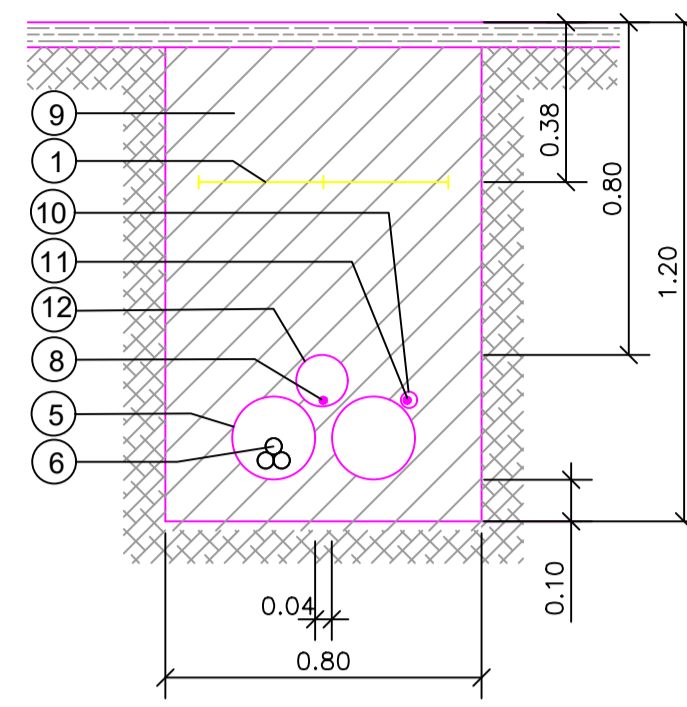
SECCIÓN ZANJA TIPO EN CRUCES DE CALZADA/CAMINO

SECCIÓN ZANJA TIPO EN CALZADA PAVIMENTADA

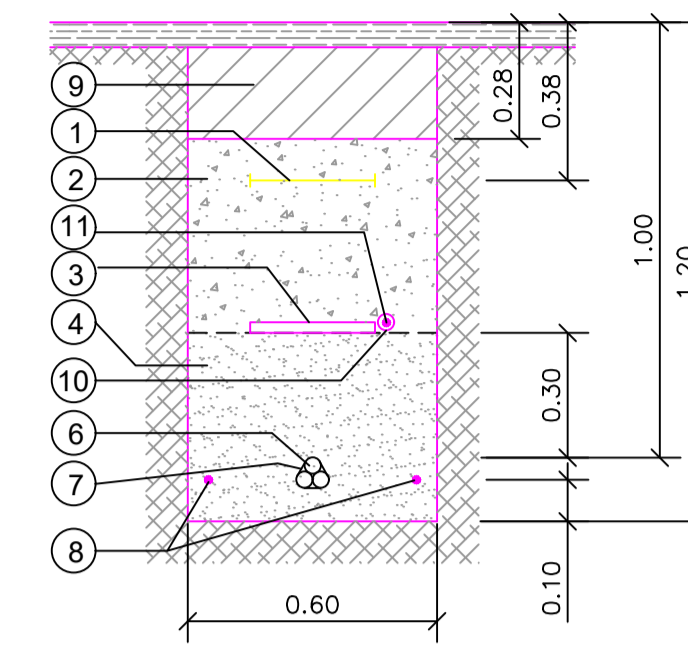
1 TERNAS



AT-A1

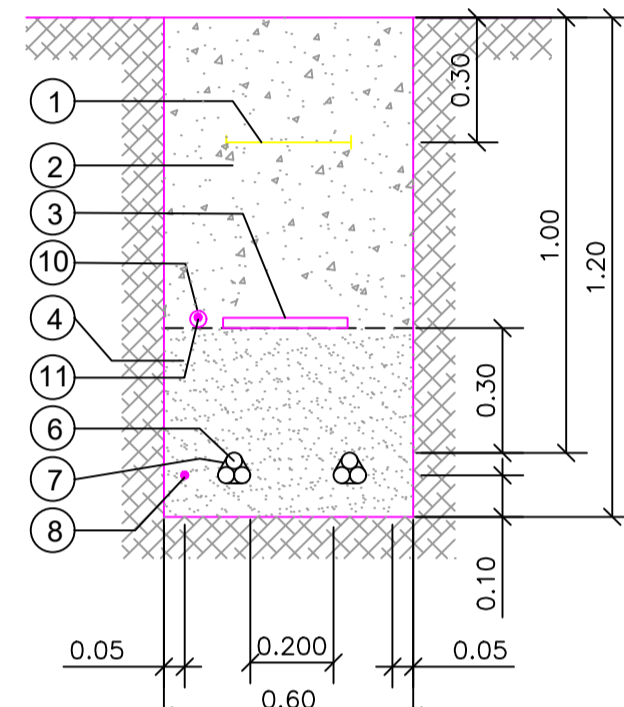


AT-B1

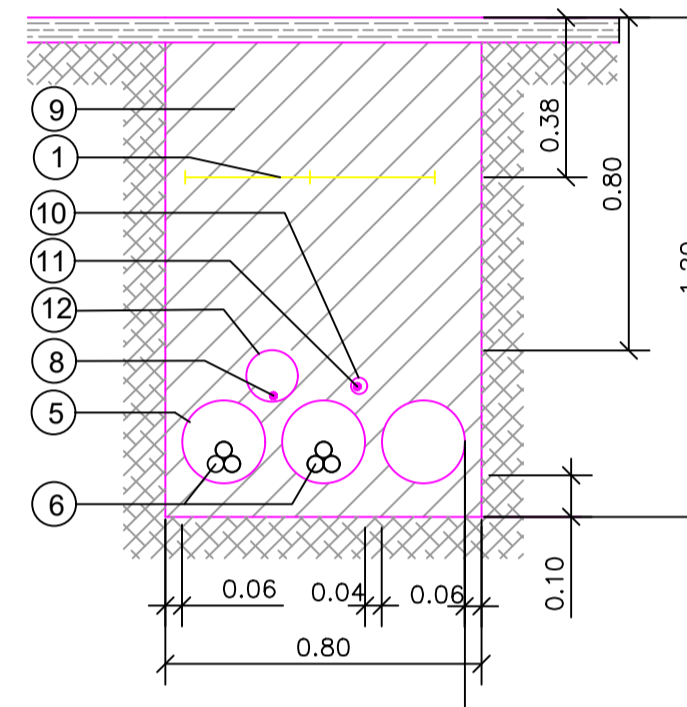


AT-C1

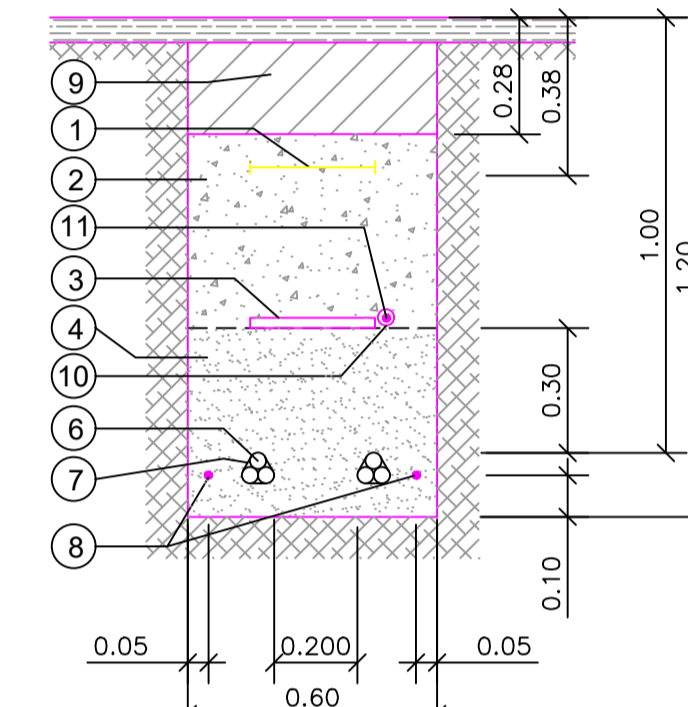
2 TERNAS



AT-A2

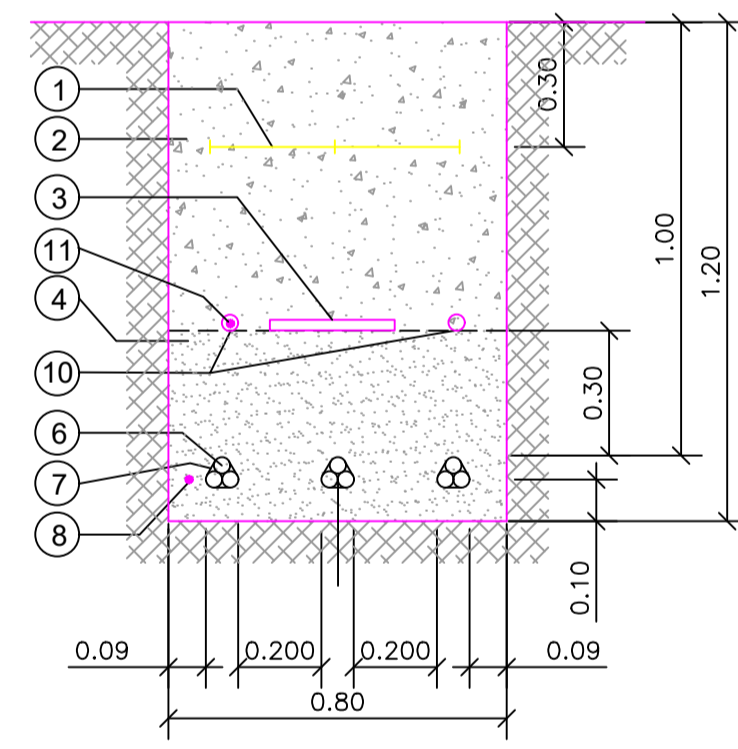


AT-B2

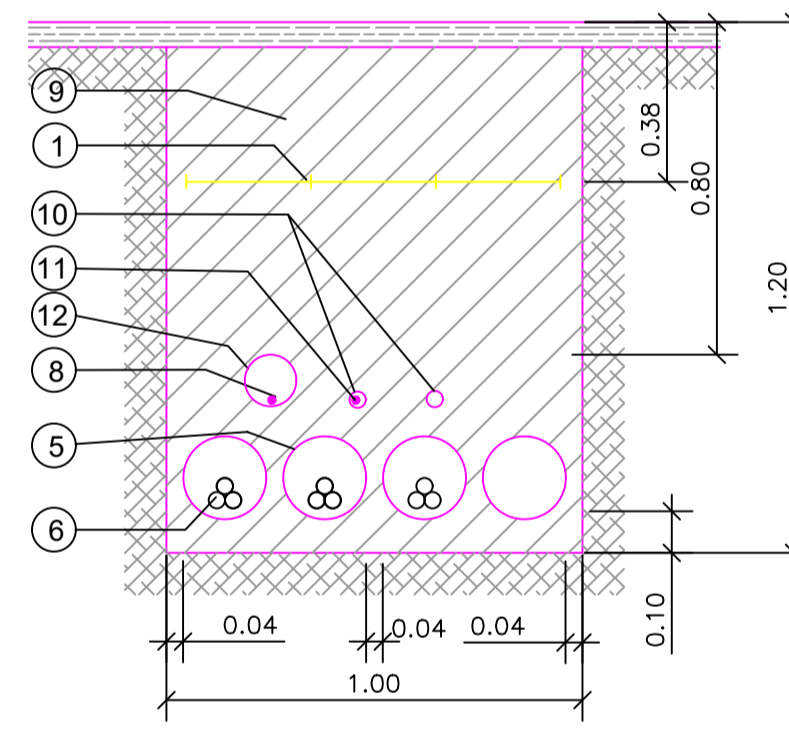


AT-C2

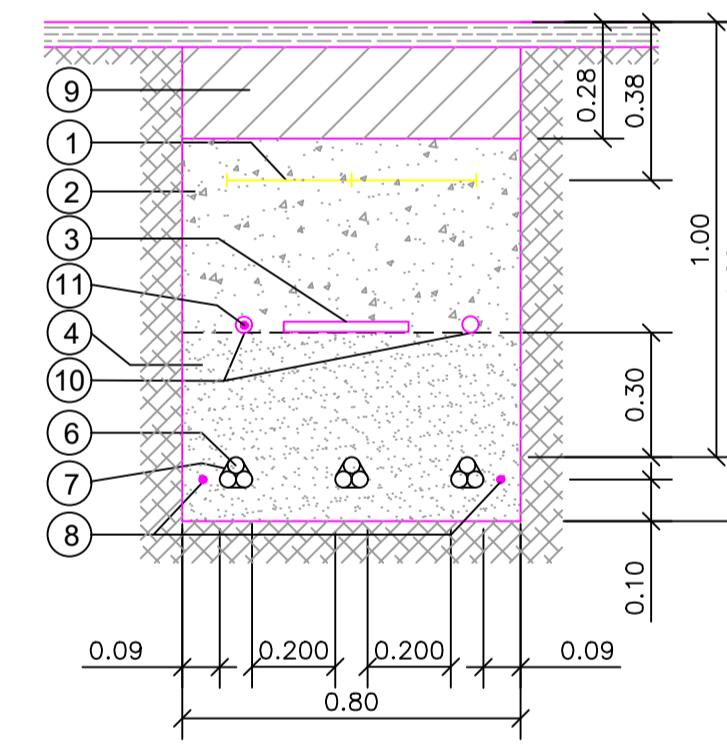
3 TERNAS



AT-A3

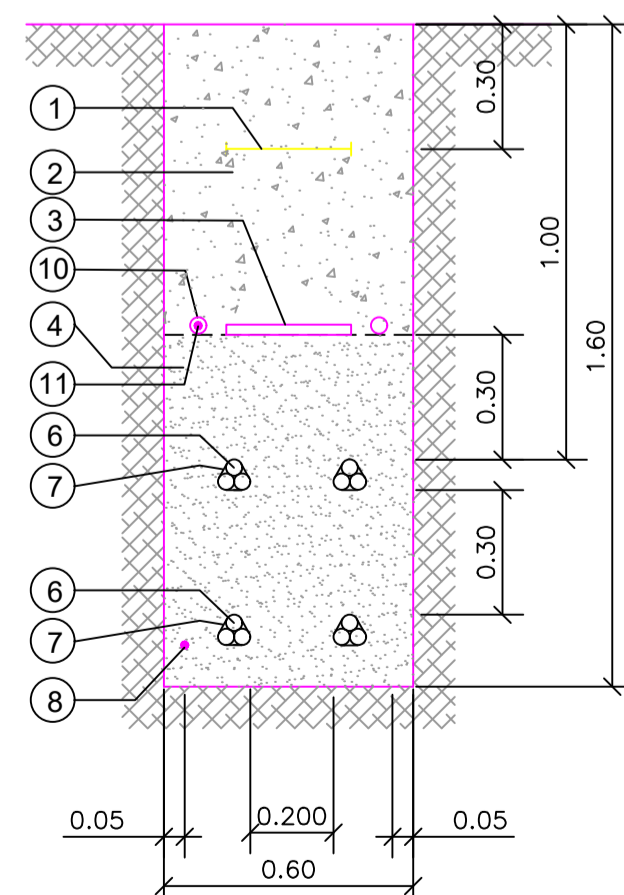


AT-B3

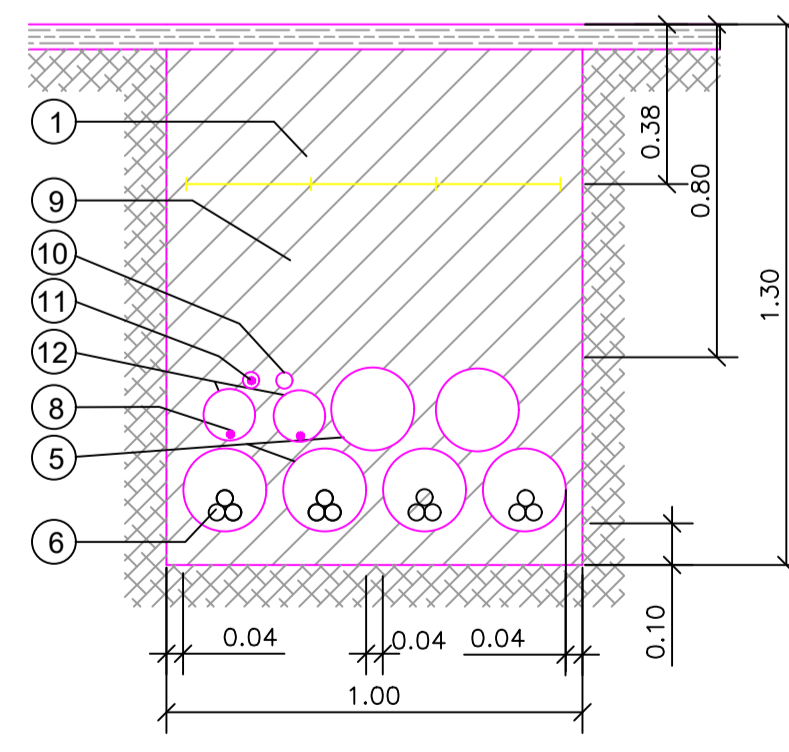


AT-C3

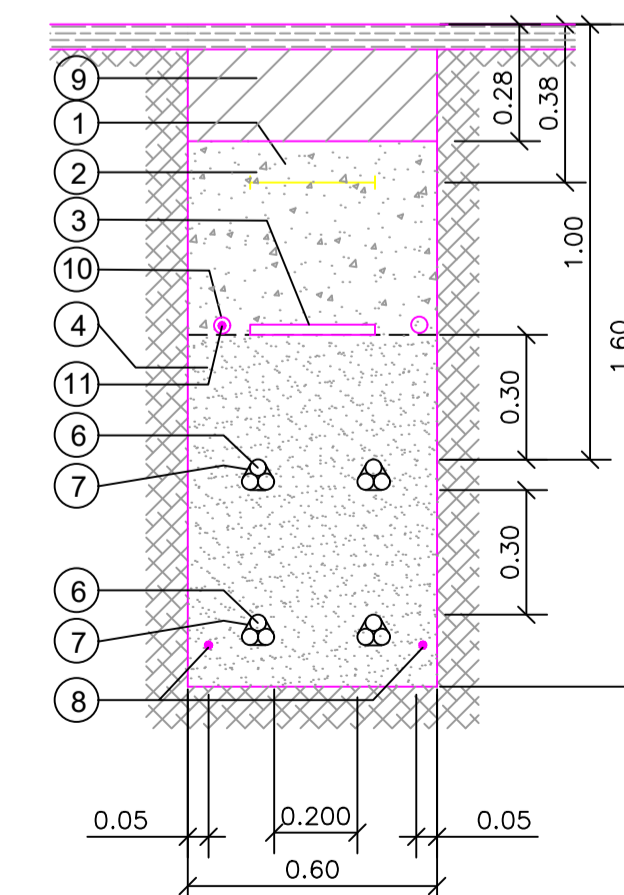
4 TERNAS



AT-A4



AT-B4



AT-C4

LEYENDA

1	BALIZA SEÑALIZADORA
*2	RELLENO CON TIERRAS DE EXCAVACIÓN
3	PLACA PROTECCION MECANICA
4	ARENA SELECCIONADA
5	TUBO DE PVC 200mmØ SEGÚN UNE 61386
6	LÍNEA M.T. CABLES UNIPOLARES
7	ABRAZADERA TIPO UNEX (COLOCADA CADA 1.50 m)
8	CABLE DE TIERRA
9	HORMIGÓN HNE-15
10	TUBO DE PVC 40mmØ PARA FIBRA OPTICA
11	CABLE FIBRA OPTICA
12	TUBO DE PVC 90mmØ PARA CABLE TIERRA

*La posición 2 se compactará mecánicamente por tongadas de un espesor máximo de 0,15 m.

NOTA
Todas las unidades en metros

R3	ACTUALIZACIÓN	RCC	27/07/20
REV:	DESCRIPCIÓN:	POR:	FECHA:
ESTADO:			
CLIENTE: ALAMBOR SOLAR, S.L.			
PLANTA: PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR (50,00 MW) PINOS PUENTE (GRANADA)			
TITULO: TIPOLOGIA ZANJAS AT			
ESCALA:	S/E	TAMAÑO:	A1
FECHA:	02/09/2020	DIBUJADO:	RCC
REVISADO:	LMEF	HOJA:	1
ID PROYECTO:	CAP4-ALA	Nº PLANO:	CAP4-ALA-IGI-ME-1200
HOJA SIGUIENTE:	-	REVISION:	R1

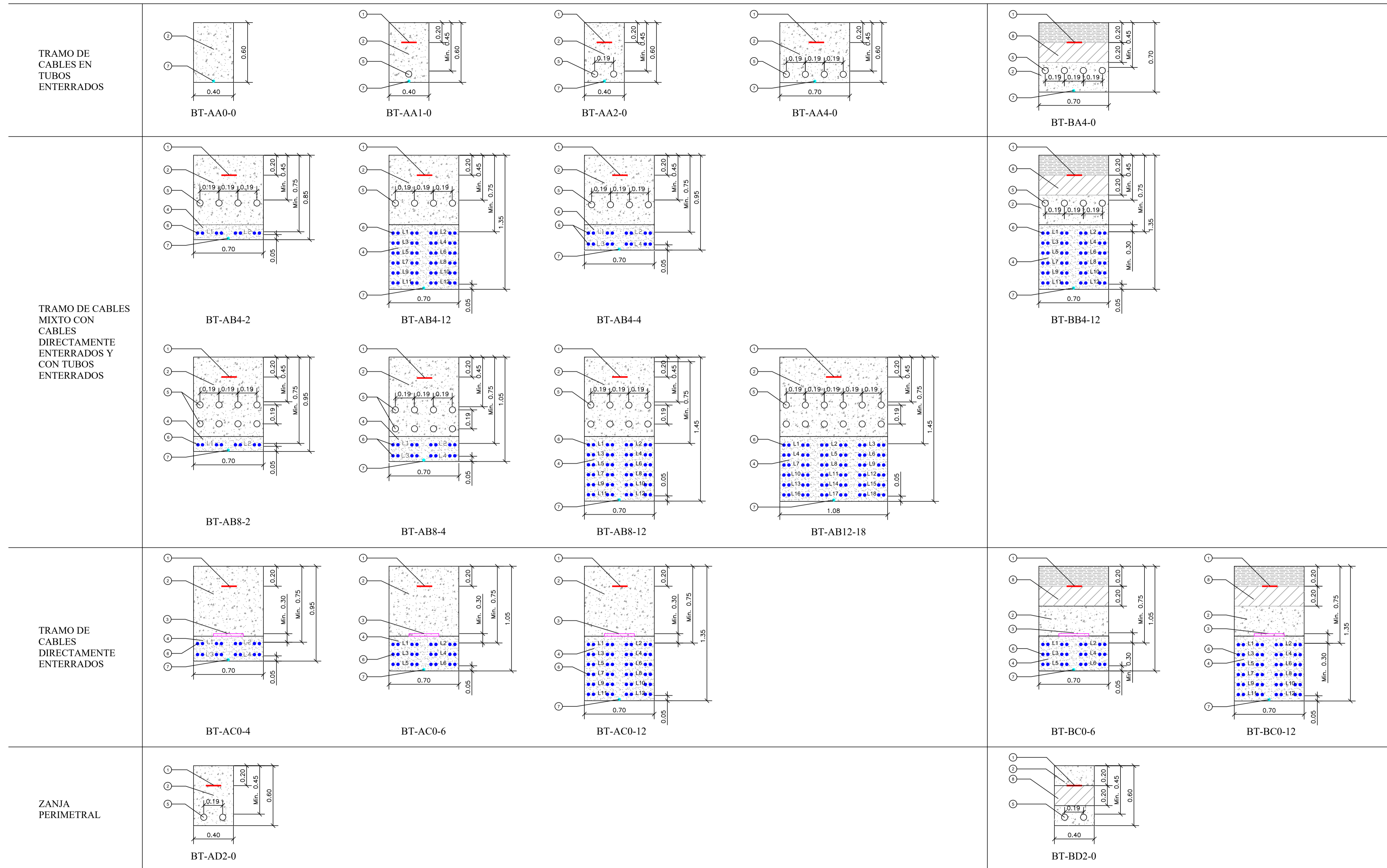
SECCIÓN ZANJA TIPO EN CALZADA DE TIERRA

SECCIÓN ZANJA TIPO EN CRUCES CALZADA PAVIMENTADA

LEYENDA	
1	BALIZA SEÑALIZADORA
*2	RELLENO CON TIERRAS DE EXCAVACIÓN
3	PLACA PROTECCION MECANICA
4	ARENA SELECCIONADA
5	TUBO DE PVC 32mmØ SEGÚN UNE 61386
6	LÍNEA B.T. CABLES UNIPOLARES
7	CABLE DE TIERRA
8	HORMIGÓN HNE-15

*La posición 2 se compactará mecánicamente por tongadas de un espesor máximo de 0,15 m.

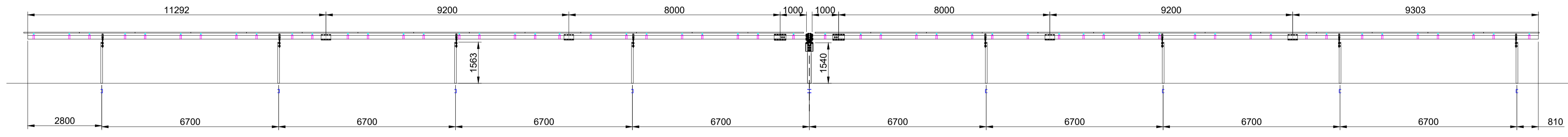
NOTA
Todas las unidades en metros



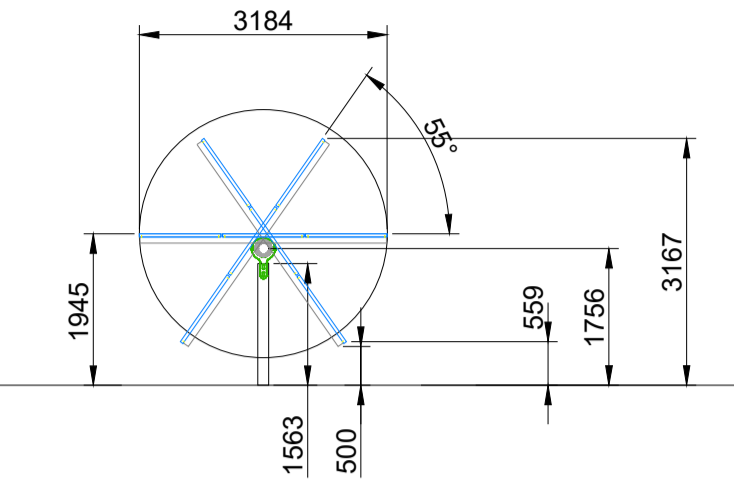
R1	PRIMERA EDICIÓN	JLG	18/06/20
REV:	DESCRIPCIÓN:	POR:	FECHA:
ESTADO:			
CLIENTE: ALAMBOR SOLAR, S.L.			
PLANTA: PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR (50,00 MW) PINOS PUENTE (GRANADA)			
TÍTULO: TIPOLOGIA ZANJAS BT			
ESCALA:	S/E	TAMAÑO:	A1
FECHA:	02/09/2020	DIBUJADO:	JLG
REVISADO:	LMEF	REVISIÓN:	R1
ID PROYECTO:	CAP4-ALA	Nº PLANO:	CAP4-ALA-IGI-ME-1201
HOJA:	1	HOJA SIGUIENTE:	-

MONOLINE 3H 81M

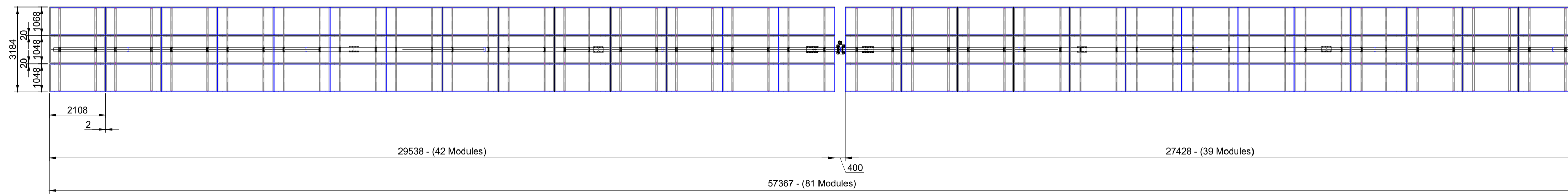
NOTA
Todas las unidades en milímetros



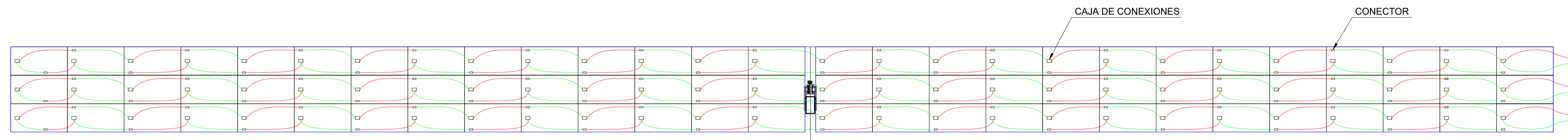
ALZADO



VISTA LATERAL

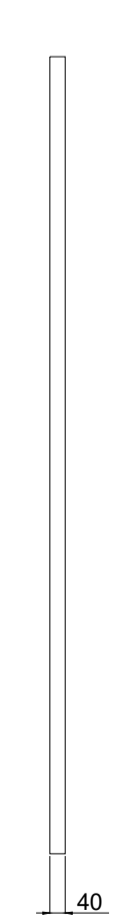


PLANTA

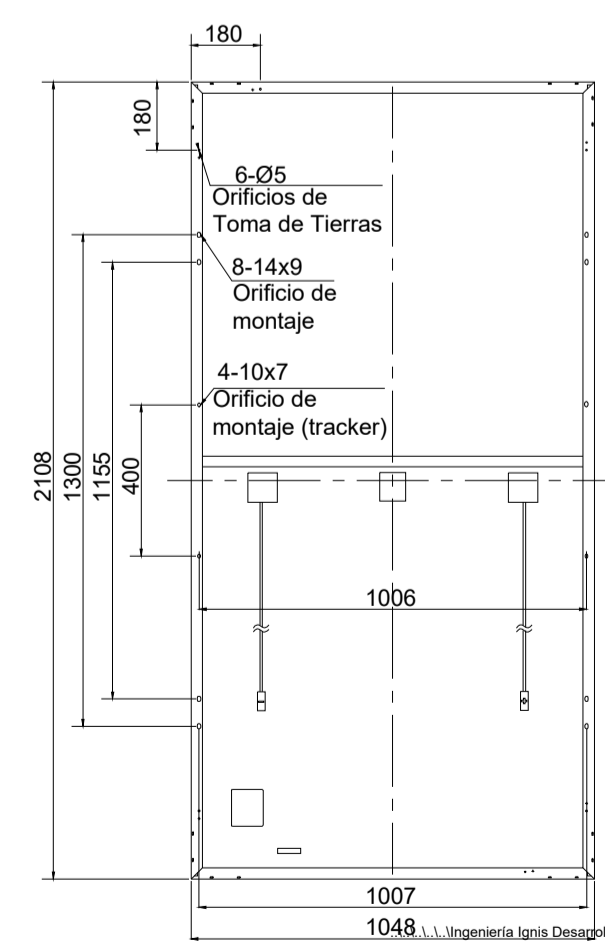


CONEXIONADO 3 STRING

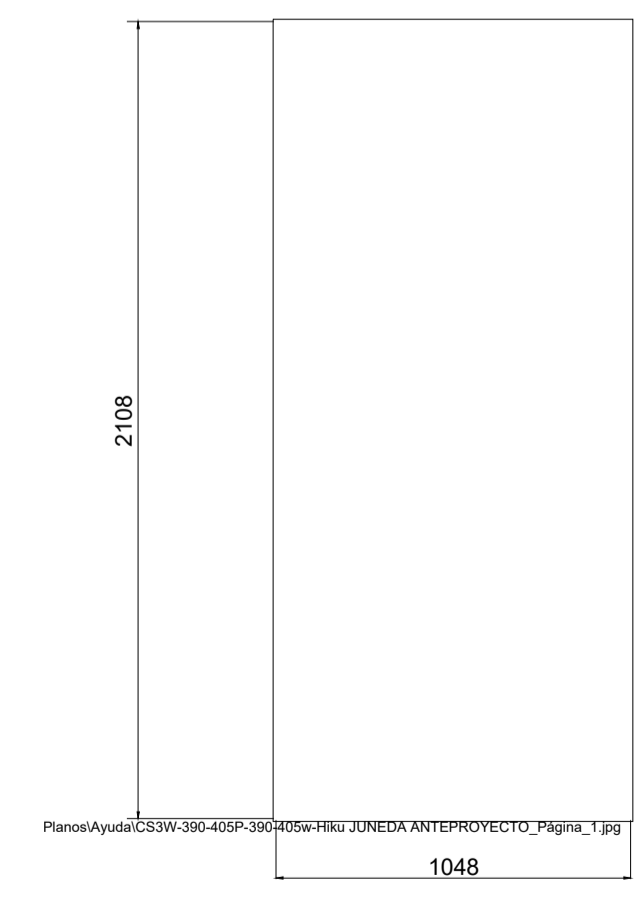
CARACTERISTICAS MODULO FOTOVOLTAICO	
RSM150-8-505M 1500V	
POTENCIA MAXIMA	505 W
TENSION EN PUNTO Pmax	42.2 V
CORRIENTE EN EL PUNTO Pmax	11.98 A
TENSION EN CIRCUITO ABIERTO	51.1 V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	12.60 A
EFICIENCIA DEL MODULO	20.58%
Valores en Condiciones de Prueba estandar STC (AM 1.5, Irradacion 1000W/m², Temperatura Celula 25° C	



VISTA LATERAL



VISTA TRASERA



VISTA FRONTAL

R2	ACTUALIZACIÓN	RCC	21/07/20
REV:	DESCRIPCIÓN:	POR:	FECHA:
ESTADO:			
CLIENTE: ALAMBOR SOLAR, S.L.			
PLANTA: PLANTA FOTOVOLTAICA ALAMBOR SOLAR (50,00 MW) PINOS PUENTE (GRANADA)			
TITULO: SEGUIDOR 3H			
ESCALA:	TAMAÑO:	FECHA:	DIBUJADO:
1:100	A1	02/09/2020	MGP
ID PROYECTO:	Nº PLANO:	HOJA:	HOJA SIGUIENTE:
CAP4-ALA	CAP4-ALA-IGI-ME-1220	1	-
REVISADO:		REVISIÓN:	
R1		R1	