

**ANTEPROYECTO PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA
“BRANCA 1 DE 50 MW”**

TITULAR

BRANCA POWER, S.L., CIF B88346143

EMPLAZAMIENTO

**Parcelas 2, Polígono 10
Coto Mayor de Vera,
T. M. Mérida (Badajoz)**



| CONTROL DE REVISIONES | | |
|------------------------------|--------------|--------------------------|
| REV. NUM. | FECHA | CAUSA DE REVISIÓN |
| 01 | 05/08/2020 | Documento inicial |
| 02 | | |
| 03 | | |

| | NOMBRE | FECHA |
|----------------------|---------------|--------------|
| ELABORADO POR | E.S. | 05/08/2020 |
| REVISADO POR | A.S. | 05/08/2020 |
| APROBADO POR | J.L.L. | 06/08/2020 |

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|----|
| DOCUMENTO N°1: MEMORIA TÉCNICA | 1 |
| DOCUMENTO N°2: ANEXOS | 24 |
| DOCUMENTO N°3: MEDICIONES Y PRESUPUESTO..... | 38 |
| DOCUMENTO N°4: PLANOS..... | 40 |

DOCUMENTO N°1: MEMORIA TÉCNICA

CONTENIDO

| | | |
|------|--|----|
| 1 | OBJETO..... | 3 |
| 2 | REGLAMENTACIÓN APLICABLE | 3 |
| 3 | BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES..... | 4 |
| 4 | SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO | 4 |
| 5 | RELACIÓN DE PARCELAS AFECTADAS | 5 |
| 6 | SERVICIOS AFECTADOS POR LA PLANTA..... | 6 |
| 7 | ACCESOS | 6 |
| 8 | POTENCIA INSTALADA | 6 |
| 9 | EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA | 6 |
| 10 | DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES..... | 7 |
| 10.1 | Módulos fotovoltaicos | 7 |
| 10.2 | Inversor..... | 8 |
| 10.3 | Seguidores solares..... | 12 |
| 10.4 | Instalación de baja tensión CC..... | 13 |
| 10.5 | Instalación de media tensión | 14 |
| 10.6 | Puesta a tierra | 15 |
| 10.7 | Centro de conexión..... | 15 |
| 11 | PUESTA A TIERRA..... | 17 |
| 11.1 | Puesta a tierra del centro de conexión | 17 |
| 11.2 | Puesta a tierra de los centros de transformación (SKID)..... | 18 |
| 11.3 | Puesta a tierra del campo fotovoltaico | 18 |
| 11.4 | Puesta a tierra del vallado perimetral y del sistema de seguridad..... | 18 |
| 12 | SERVICIOS AUXILIARES..... | 19 |
| 12.1 | Monitorización..... | 19 |
| 12.2 | Estación meteorológica | 19 |
| 12.3 | Sistema de seguridad perimetral..... | 19 |
| 13 | OBRA CIVIL..... | 20 |
| 13.1 | Viales | 20 |
| 13.2 | Canalizaciones | 21 |
| 13.3 | Cerramiento | 22 |
| 14 | PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO..... | 23 |

1 OBJETO

El objeto del presente anteproyecto llevado a cabo por **BRANCA POWER, S.L.**, con CIF B88346143, es establecer y justificar los datos de diseño de la **Planta Solar Fotovoltaica "BRANCA 1 DE 50 MW"** y al mismo tiempo exponer ante los Organismos Competentes que la instalación que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente con el fin de **solicitar el Acceso y Conexión a la SET CARMONITA 400**.

La Subestación de Red Eléctrica de España a la cual se evacuará la energía generada por la planta solar fotovoltaica es la SET CARMONITA 400.

La instalación que nos ocupa es una Instalación Solar Fotovoltaica con conexión a red de acuerdo con el **RD 413/2014, de 6 de junio**, para la **venta de la energía obtenida al mercado eléctrico ("pool")**.

2 REGLAMENTACIÓN APLICABLE

La legislación que rige la descripción y ejecución de las Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica es la que sigue:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria ITC BT-52.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- IDAE, octubre de 2002, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red
- 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 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Otras normas y condiciones impuestas por la Compañía Eléctrica, Organismos públicos afectados y ayuntamientos.

- Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras.

3 BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Como se ha descrito anteriormente, la empresa BRANCA POWER, S.L. llevará a cabo la ejecución de una "planta solar fotovoltaica" de 50 MWp.

Dicha "huerta solar", constituida por una instalación generadora, evacúa su energía a través de 8 centros de transformación de intermedia tensión, denominado Skid MV, y un Centro de Conexión, Protección y Medida (CPM). Se construirán líneas subterráneas de media tensión, que unirán los centros de transformación con el CPM.

Los centros de transformación cuentan con 30 inversores que convierten la corriente continua generada por los campos de paneles fotovoltaicos en corriente alterna senoidal 50Hz. Estos inversores son de la **marca INGTEAM**. Después se elevará esta tensión, mediante un transformador de media tensión, a 30 kV para evacuar la energía hacia una subestación colectora.

Los inversores junto al transformador más las celdas de media tensión formarán el conjunto denominado Skid MV (Skid de media tensión).

Los inversores se alimentan por campos de paneles fotovoltaicos, siendo estos **Hanwha Q Cells Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp**.

La huerta cuenta con un total de **116.208 módulos**, dando una **potencia pico total de 49.969.440 Wp**.

Los paneles solares irán montados sobre estructuras solares móviles denominadas SEGUIDORES, concretamente serán seguidores solares de un eje, con la configuración de 2 paneles en vertical.

La planta solar también consta de otros sistemas auxiliares:

- Sistema de Seguridad por cámaras de infrarrojos.
- Sistema de monitorización
- Elementos de protección: de continua, alterna, servicios auxiliares.

En cuanto a los servicios necesarios para la operación de la planta se considera lo siguiente:

- Red Eléctrica: no necesita suministro eléctrico exterior, pues la instalación produce su propia energía eléctrica de origen fotovoltaico.
- Red de Suministro de agua: no necesita conexión a la red de aguas, no consume agua para su funcionamiento.
- Red de Saneamiento: no necesita conexión con la Red de Saneamiento pues no produce aguas residuales.

4 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la instalación objeto, es el siguiente:

Tabla 1: Datos emplazamiento

| | |
|----------|----|
| Parcela | 2 |
| Polígono | 10 |

| | |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| Paraje | Coto Mayor de Vera |
| Término Municipal | Mérida |
| Provincia | Badajoz |
| Referencia Catastral | 06083A010000020000ZI |
| Coordenadas centro de Planta Solar | 726.651 m E; 4.329.555 m N (HUSO 29S) |



Ilustración 1: Localización del emplazamiento

5 RELACIÓN DE PARCELAS AFECTADAS

Se adjunta la relación de parcelas afectadas por la realización de este proyecto de energía solar fotovoltaica, así como las superficies de cada una de ellas.

Tabla 2: Relación de parcelas afectadas

| TÉRMINO MUNICIPAL | POLÍGONO | PARCELA | SUPERFICIE (Ha) | ÁREA VALLADA (Ha) |
|-------------------|----------|---------|-----------------|-------------------|
| Mérida | 10 | 2 | 328,77 | 111,74 |
| | | TOTAL | 328,77 | 111,74 |

Se describe ahora la superficie ocupada por los equipos, resultando un porcentaje de ocupación del 24,35%.

Tabla 3: Superficie ocupada por los equipos

| Item | Cantidad | Superficie Unitaria (m ²) | Superficie Total (Ha) |
|----------------------|----------|---------------------------------------|-----------------------|
| Seguidores 3 series | 1.435 | 189,33 | 27,17 |
| Centro de inversores | 8 | 46,00 | 0,04 |
| Centro de conexión | 1 | 75,0 | 0,0075 |
| | | TOTAL | 27,2175 |

6 SERVICIOS AFECTADOS POR LA PLANTA

En las proximidades de la Planta Solar se han identificado los siguientes organismos afectados por la construcción:

Tabla 4: Organismos afectados

| AFECCIÓN | Distancia mínima por respetar | ORGANISMO AFECTADO |
|--------------------|-------------------------------|---|
| Arroyo del Granado | 5 m | Confederación Hidrográfica del Guadiana |
| Nueva planta solar | - | Excelentísimo Ayuntamiento de Mérida |

Se realizarán las correspondientes Separatas al Proyecto para los organismos afectados.

7 ACCESOS

Existen varios posibles accesos, pero se ha elegido el más cercano al Centro de Conexión.

Tabla 5: Posibles accesos a la planta

| | |
|---------------|------------------------|
| Camino | CAMINO MERIDA |
| Vía principal | CARRETERA NAVA ALJUCEN |

8 POTENCIA INSTALADA

La potencia de la planta se desglosa en los siguientes apartados:

- Potencia instalada de los módulos en condiciones estándar (STC): **49,97 MWp**
- Potencia instalada de los inversores (@ $\cos\varphi = 1$, @ 25°C): **42 MW**
- Potencia nominal de la planta: **40 MWn**

9 EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA

La evacuación de energía de la planta fotovoltaica se dirigirá hacia una **subestación elevadora** de nueva construcción, que subirá la tensión de 30 kV a 400 kV para la conexión con la subestación de Red Eléctrica de España, SET CARMONITA 400.

Tabla 6: Datos punto de conexión: Subestación elevadora

| | |
|--------------------|-----------------------|
| Punto de entronque | Subestación elevadora |
| Potencia | 40 MW |
| Nivel de Tensión | 30 kV/ 400 kV |

Desde esta subestación elevadora se llevará una línea aérea de alta tensión que permite evacuar la energía hasta la subestación (punto de conexión) de Red Eléctrica de España en una nueva posición.

10 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Los componentes principales que componen la Instalación Solar Fotovoltaica son los siguientes:

Tabla 7: Componentes de la instalación

| | |
|--------------------------------------|--|
| Número total de módulos | 116.208 (4.304 series de 27 módulos) |
| Potencia pico de la instalación (Wp) | 49.969.440 |
| Tipo de módulos | Hanwha Q Cells, Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp |
| Número total de inversores | 30 |
| Tipo de inversor | INGETEAM INGECON SUN 1400TL B540 |
| Número total de seguidores | 1.435 |
| Tipo de seguidor | SOLTEC, SF7 |

10.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos Fotovoltaicos serán suministrados por **Hanwha Q Cells**. El modelo elegido es el **Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp**.



Ilustración 2: Módulo fotovoltaico Hanwha Q Cells, Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp

Para las condiciones estándar de radiación 1.000 W/m², temperatura de célula 25° C y espectro AM 1,5G tenemos las siguientes características:

| | |
|----------------------------------|-------|
| Potencia pico (Wp) | 430 |
| Tensión a máxima potencia (V) | 41,70 |
| Intensidad a máxima potencia (A) | 10,31 |
| Tensión de circuito abierto (V) | 49,33 |
| Intensidad de cortocircuito (A) | 10,83 |

Ilustración 3: Características del módulo fotovoltaico

10.2 Inversor

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua de los Módulos Fotovoltaicos en alterna y sincronizarse con la red eléctrica de la compañía suministradora.

El elegido para la instalación objeto será suministrado por **INGETEAM o similar. El modelo será el INGECON SUN 1400TL B540 de 1.400 kVA a 25°C**, limitando la potencia del total de inversores de la planta al valor de potencia nominal del proyecto, 40 MW.

Los inversores de INGETEAM proporcionan la solución ventilada por aire más fiable y potente del mercado gracias a su tecnología "outdoor" modular redundante.



Ilustración 4: Inversor INGETEAM INGECON SUN 1400TL B540

Estos inversores de 1500Vdc ofrecen un amplio rango de voltaje MPPT y máxima eficiencia en diferentes voltajes de salida AC desde 600VAC a 690VAC, permitiendo así cubrir todas las instalaciones fotovoltaicas comerciales, basándose en un diseño modular y redundante con las ventajas de los inversores strings y centrales, pero sin poseer sus inconvenientes.

De modo opcional esta generación de inversores puede integrar de forma externa o interna un módulo de seccionamiento y protección DC el cual se puede adaptar a las necesidades de cada instalación.

Personalizada a las necesidades del cliente, el inversor, es compatible con todos los perfiles LVRT, ajustes de tensión en función de la red (VRT), procedimientos de regulación de frecuencia (FRS), cortes de la frecuencia en los límites (NIF, FRT), protección anti -isla, reducción rápida y precisa de la potencia activa y reactiva, como también en el control de la velocidad de rampa, configurable en los intentos y en el tiempo de reconexión, ...

Tabla 8: Equipamiento de serie

| | |
|----------------------------------|---------------------------------------|
| Marca | INGETEAM |
| Serie | INGECON SUN 1400TL B540 |
| Potencia | 1.400 kVA a 25°C |
| Rango de tensión de salida a red | 630 Vac |
| THDi | <3% para cualquier condición de carga |
| Rango de frecuencia de red | 50/60 Hz |

| | |
|-------------------------|--|
| Limitación de potencia | 0-100% (escalones de 0,1%) |
| Comunicaciones | Modbus RTU (RS232/RS485) Modbus TCP/IP (Ethernet) |
| Puertos de comunicación | 2 |
| Entrada cables | Parte inferior |
| Salida cables | Lateral superior |

Cada centro de inversión cuenta con 4 de estos inversores y con **un transformador outdoor de intemperie y celdas compactas de media tensión**. Aunque uno de estos centros será más pequeño y tendrá sólo 2 de estos inversores.

| INGECON | | SUN | | PowerMax B Series 1,500 Vdc | | |
|-------------------------------------|--|---------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------|--|
| | 1170TL B450 | 1400TL B540 | 1500TL B578 | 1560TL B600 | 1600TL B615 | |
| Input (DC) | | | | | | |
| Recommended PV array power range* | 1,157 - 1,500 kWp | 1,380 - 1,804 kWp | 1,487 - 1,952 kWp | 1,543 - 2,037 kWp | 1,582 - 2,077 kWp | |
| Voltage Range MPPT** | 655 - 1,300 V | 783 - 1,300 V | 837 - 1,300 V | 868 - 1,300 V | 880 - 1,300 V | |
| Maximum voltage** | 1,500 V | | | | | |
| Maximum current | 1,880 A | | | | | |
| MP inputs with fuse holders | 8 up to 15 (up to 12 with the combiner box) | | | | | |
| Fuse dimensions | 63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional) | | | | | |
| Type of connection | Connection to copper bars | | | | | |
| Power blocks | 1 | | | | | |
| MPPT | 1 | | | | | |
| Max. current at each input | From 80 A to 300 A for positive and negative poles | | | | | |
| Input protections | | | | | | |
| Overvoltage protections | Type II surge arresters (type I not optional) | | | | | |
| DC switch | Motorized DC load break disconnect | | | | | |
| Other protections | Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency shutdown | | | | | |
| Output (AC) | | | | | | |
| Power IP54 @30°C / @50°C | 1,369 kW / 1,052 kW | 1,403 kW / 1,263 kW | 1,502 kW / 1,352 kW | 1,550 kW / 1,403 kW | 1,598 kW / 1,438 kW | |
| Current IP54 @30°C / @50°C | 1,500 A / 1,350 A | | | | | |
| Power IP56 @27°C / @50°C** | 1,369 kW / 1,025 kW | 1,403 kW / 1,262 kW | 1,502 kW / 1,330 kW | 1,559 kW / 1,380 kW | 1,598 kW / 1,415 kW | |
| Current IP56 @ 27°C / @ 50°C** | 1,500 A / 1,308 A | | | | | |
| Rated voltage** | 400 V IT System | 540 V IT System | 578 V IT System | 600 V IT System | 615 V IT System | |
| Frequency | 50 / 60 Hz | | | | | |
| Power Factor** | 1 | | | | | |
| Power Factor adjustable | Yes, Smax=1,169 kW | Yes, Smax=1,403 kW | Yes, Smax=1,502 kW | Yes, Smax=1,559 kW | Yes, Smax=1,598 kW | |
| THD (Total Harmonic Distortion)** | <3% | | | | | |
| Output protections | | | | | | |
| Overvoltage protections | Type II surge arresters | | | | | |
| AC breaker | Motorized AC circuit breaker | | | | | |
| Anti-islanding protection | Yes, with automatic disconnection | | | | | |
| Other protections | AC short circuits and overloads | | | | | |
| Features | | | | | | |
| Maximum efficiency | 98.3% | | | | | |
| Europe efficiency | 98.0% | | | | | |
| Max. consumption aux. services | 4,250 W | | | | | |
| Stand-by or night consumption** | 90 W | | | | | |
| Average power consumption per day | 3,000 W | | | | | |
| General Information | | | | | | |
| Ambient temperature | -20°C to +60°C | | | | | |
| Relative humidity (non condensing) | 0 - 100% | | | | | |
| Protection class | IP54 (IP56 with the sand trap kit) | | | | | |
| Maximum altitude | 4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department) | | | | | |
| Cooling system | Air forced with temperature control (230V phase + neutral power supply) | | | | | |
| Air flow range | 0 - 7,800 m ³ /h | | | | | |
| Average air flow | 4,200 m ³ /h | | | | | |
| Acoustic emission (100% / 50% load) | ≤66 dB(A) at 10m / ≤58.5 dB(A) at 10m | | | | | |
| Marking | CE | | | | | |
| EMC and security standards | EN 62009-1, EN 62009-2, EN 62009-3, EN 62009-4, EN 62009-5, EN 62009-6, EN 62009-7, EN 62009-8, EN 62009-9, EN 62009-10, EN 62009-11, EN 62009-12, EN 62009-13, EN 62009-14, EN 62009-15, EN 62009-16, EN 62009-17, EN 62009-18, EN 62009-19, EN 62009-20, EN 62009-21, EN 62009-22, EN 62009-23, EN 62009-24, EN 62009-25, EN 62009-26, EN 62009-27, EN 62009-28, EN 62009-29, EN 62009-30, EN 62009-31, EN 62009-32, EN 62009-33, EN 62009-34, EN 62009-35, EN 62009-36, EN 62009-37, EN 62009-38, EN 62009-39, EN 62009-40, EN 62009-41, EN 62009-42, EN 62009-43, EN 62009-44, EN 62009-45, EN 62009-46, EN 62009-47, EN 62009-48, EN 62009-49, EN 62009-50, EN 62009-51, EN 62009-52, EN 62009-53, EN 62009-54, EN 62009-55, EN 62009-56, EN 62009-57, EN 62009-58, EN 62009-59, EN 62009-60, EN 62009-61, EN 62009-62, EN 62009-63, EN 62009-64, EN 62009-65, EN 62009-66, EN 62009-67, EN 62009-68, EN 62009-69, EN 62009-70, EN 62009-71, EN 62009-72, EN 62009-73, EN 62009-74, EN 62009-75, EN 62009-76, EN 62009-77, EN 62009-78, EN 62009-79, EN 62009-80, EN 62009-81, EN 62009-82, EN 62009-83, EN 62009-84, EN 62009-85, EN 62009-86, EN 62009-87, EN 62009-88, EN 62009-89, EN 62009-90, EN 62009-91, EN 62009-92, EN 62009-93, EN 62009-94, EN 62009-95, EN 62009-96, EN 62009-97, EN 62009-98, EN 62009-99, EN 62009-100 | | | | | |
| Grid connection standards | IEC 62116, Aviva 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. 08, Terna ARG, 059/C, BDCW-Mitahajpansungidhikaw 2011, P-0.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, EDC1222, UNE 204007-1, ABNT NBR 16243, ABNT NBR 16250, KEE 7547, IEEE1547.1, GSCA/OSC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code | | | | | |

Notes: * Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ** Vmpg min is for rated conditions (Voc=1 p.u. and Power Factor=1). ** Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures. ** With the sand trap kit. ** Other AC voltages and powers available upon request. ** For P₀>25% of the rated power. ** For P₀<25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ** Consumption from PV field when there is PV power available.

10.2.1 SKID MT

El Skid de media tensión de INGETEAM integra todos los componentes necesarios para el conexionado a la red de media tensión en un conjunto Skid outdoor compacto. Consta de transformador de MT, celdas integradas en envolvente metálica, todo totalmente preparado para ser conectado al inversor AC. El Skid de media tensión ofrece la solución más eficaz, versátil y rentable para el conexionado a la red de media tensión de los inversores fotovoltaicos.

El Skid de MT debido a su diseño compacto puede ser transportado fácilmente, minimizando los costes de logística para ser fácilmente instalado en planta. El Skid de MT se localiza de forma adyacente en la misma plataforma de hormigón que el inversor Outdoor. La huella global del sistema completo está optimizada ya que el Skid de MT complementa los beneficios de la envolvente del inversor outdoor en una instalación sencilla y compacta.



Ilustración 6: Skid de MT INGETEAM

La solución incluye puente de interconexión entre el inversor y el transformador el cual está incluido en el SKID de MT formado por pletinas de cobre de 200x10 mm. Las celdas de control están alojadas en una envolvente de metal resistente a las condiciones meteorológicas más adversas en la cual se incluye cubículo adicional con ventilación opcional proporcionando de esta forma espacio de reserva para montar posibles equipos auxiliares tales como analizadores de red, contadores, SAI's, transformadores de auxiliares, etc.

El transformador de media tensión outdoor incluye; depósito de aceite, filtro, relé de protección DGPT2 de sobrecalentamiento y sobrepresión y nivel de aceite. Como opcionales se pueden añadir los siguientes accesorios: vallado perimetral del transformador, caja de protección para puente de baja tensión, transformador para servicios auxiliares, protecciones auxiliares, analizadores de red, contadores, SAI, aire acondicionado y cualquier elemento que se pueda requerir.

El puente de interconexión del Skid de MT queda alineado con el inversor por medio de un soporte de posicionamiento. Este soporte facilita la localización exacta entre elementos para asegurar la correcta instalación de estos.

10.3 Seguidores solares

Se ha elegido para la instalación presente un sistema de seguimiento solar en un eje de la empresa **SOLTEC**. La utilización del seguimiento, esto es, mover las superficies receptoras para maximizar la energía solar recibida a lo largo de un período de tiempo se debe al intento de disminuir el coste de la energía producida.

El sistema modular de filas autónomas permite la mayor eficiencia, así como **la máxima adaptabilidad al terreno y la posibilidad de hacer instalaciones en pendiente de hasta un 17% en dirección Norte-Sur y pendiente ilimitada en dirección Este-Oeste**. No tienen biela central, lo que posibilita la libre circulación a través del recorrido completo de las filas de seguidores solares y un mejor aprovechamiento del suelo disponible.



Ilustración 7: Ejemplo de adaptabilidad al terreno



Ilustración 8: Optimización del mantenimiento



A su vez estos seguidores tienen la posibilidad de realizar la cimentación sin hormigón:

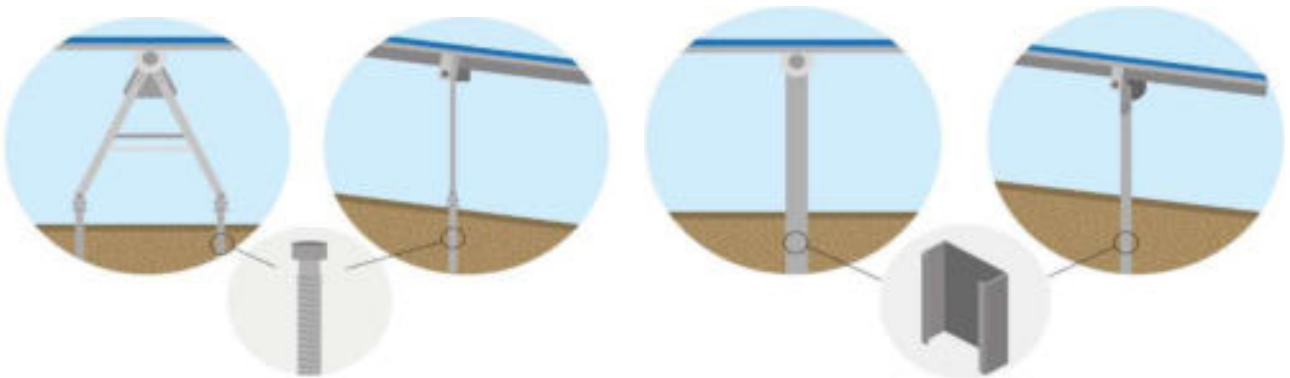


Ilustración 9: Tipos de cimentación posible

10.3.1 CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS DEL SEGUIDOR

Tenemos dos tipos de seguidores: de dos y tres series. Los módulos están repartidos en dos filas, con las medidas siguientes:

- Ancho: 4,17 metros.
- Largo: 43,00 metros (para el seguidor de 3 series)
- Altura máxima: 4,06 metros.
- Distancia entre estructuras: 11 metros.

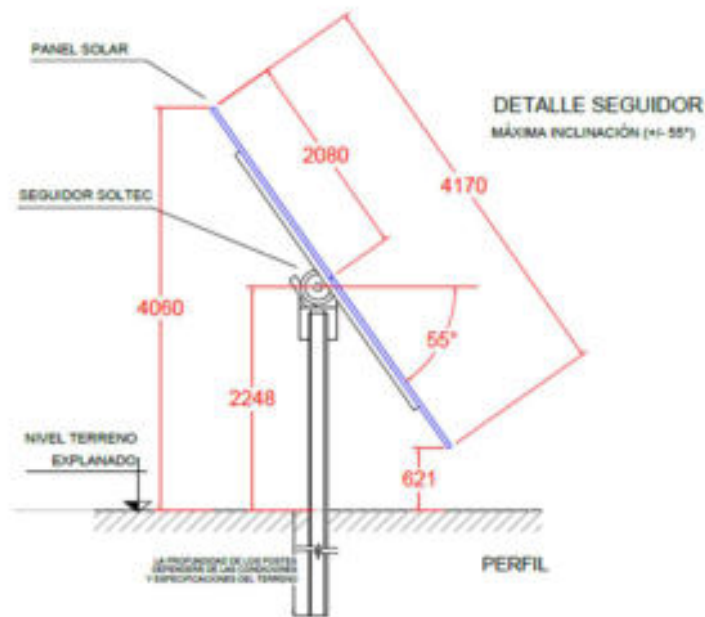


Ilustración 10: Detalle altura máxima de seguidor



Ilustración 11: Detalle planta seguidor

Disponen también de backtracking adaptativo, la funcionalidad de backtracking asimétrico en superficies inclinadas de los seguidores de **SOLTEC** **posibilita un incremento del rendimiento debido al seguimiento independiente de las filas** en función de la orientación del sol.

10.4 Instalación de baja tensión CC

La energía producida por el campo fotovoltaico, en forma de corriente alterna de baja tensión, se evacúa mediante una red enterrada a través de una canalización que unirá los módulos entre sí y con el módulo Outdoor Inversor-Transformador.

Cada centro albergará un cuadro de protección en baja tensión correspondiente al grupo de generadores asociados.

En el cálculo de la sección de cableado se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 2-8-02, y publicado en el B.O.E. del 18-9-02 y el Real Decreto 1053/2014.

La distribución se realizará en CC a tensiones cercanas a los 1.500V.

Se utilizarán cables unipolares con aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 9: Características de los cables de CC

| Tipo | PV ZZ-F | XZ1-AL |
|------------|----------------------|------------------------|
| Tensión DC | 1,5 kV | 1,5 kV |
| Conductor | Cobre | Aluminio |
| Secciones | 4-10 mm ² | 70-400 mm ² |

Para la elección de la sección del conductor se han tenido en cuenta la intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión, además de la adecuada protección de los cables contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gPV o interruptores magnetotérmicos.

Los cables se etiquetarán e identificarán adecuadamente según los esquemas eléctricos y se adoptará un código de colores, facilitando las labores de mantenimiento.

Las longitudes de los cables serán tales que eviten los esfuerzos de estos.

El conexionado en serie de los módulos se realizará mediante pequeños tramos de cables unipolares que unirán el terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del siguiente, quedando libres un terminal positivo y un terminal negativo en los módulos de los extremos de cada rama. Estos terminales libres se conectarán en paralelo a través de conectores apropiados al inversor.

La caída de tensión máxima admisible en la instalación fotovoltaica no deberá ser superior al 1,5% en la parte de CC.

10.5 Instalación de media tensión

La huerta consta de **8 centros de transformación 7xTWIN SKID DE 5.332 kVA 30 kV y 1xTWIN SKID DE 2.666 kVA 30 kV de exterior y uno de conexión, seccionamiento y medida** en edificios prefabricados.

La energía transformada a media tensión se evacua, desde cada centro de transformación, mediante una red enterrada a través de una canalización que unirá los centros entre sí y con el centro de conexión a red. Desde este centro será evacuada mediante una línea subterránea hasta el punto de conexión indicado por la compañía eléctrica.

La línea estará constituida por una terna de cables unipolares con aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 10: Características de los cables de MT

| | |
|-----------|-------------------------|
| Tipo | RHZ1 |
| Tensión | 18/30 kV |
| Conductor | Aluminio |
| Sección | 150-500 mm ² |

Los accesorios empleados para las conexiones serán terminales de tipo enchufables acodados con contacto atornillable y apantallados adecuados tanto al tipo de conductor como al tipo de celdas usadas.

10.6 Puesta a tierra

Se realizará una red equipotencial de tierras en toda la planta a la que se conectarán todos los elementos metálicos de la misma.

10.7 Centro de conexión

Se instalará un centro de protección y medida de cliente tipo caseta prefabricada, para conectar la planta fotovoltaica con la subestación elevadora.

El centro dispondrá de dos unidades muy similares con las siguientes celdas:

2 celdas con función de línea: para la entrada de los Skid MV; 1 celda de línea para la salida; una celda de protección para el transformador de servicios auxiliares, una celda de medida y una celda de interruptor automático, además de los equipos de medida de energía.

Se dotará a este centro de un transformador de servicios auxiliares, que será alimentado desde la celda de protección de una de las unidades.

Se ha previsto la instalación de un edificio prefabricado provisto de una sala de control y una sala de celdas.

Tabla 11: Características generales del centro de conexión

| | |
|---------------------------------|--------------------------------------|
| Tensión asignada | 36 kV |
| Tipo de aparamenta de MT | Celdas de aislamiento y corte en SF6 |

10.7.1 EDIFICIO PREFABRICADO

El edificio será prefabricado con las características siguientes:

Tabla 12: Características del edificio del centro de conexión

| | |
|---------------------------------|---------------------------|
| Nº de transformadores | 1 |
| Tipo de ventilación | Normal |
| Puertas de acceso peatón | 2 |
| Dimensiones exteriores | 12.190 x 2.430 x 2.590 mm |
| Altura vista | 2.595 mm |

10.7.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas utilizadas serán de distribución secundaria, blindadas y aislamiento de SF6. El conductor de puesta a tierra estará dispuesto a todo lo largo de las celdas, y estará dimensionado para soportar la intensidad admisible de corta duración. El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las características principales de las celdas previstas son:

Tabla 13: Características de las celdas de media tensión

| | |
|---|----------|
| Tensión asignada | 36 kV |
| Intensidad asignada en el embarrado | 630 A |
| Intensidad de corta duración (1 s), eficaz | 16/20 kA |
| Intensidad de corta duración (1 s) cresta | 40/50 kA |
| Nivel de aislamiento | |
| Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases | 70 kV |
| Impulso tipo rayo a tierra y entre fases | 170 kV |

Las celdas se instalarán agrupadas constituyendo un conjunto formado por las siguientes celdas:

- 2 celdas de línea (entrada)
- 1 celda de protección por fusibles
- 1 celda de medida
- 1 celda de Protección General con interruptor automático
- 1 celda de línea (salida)

10.7.3 AUTOMATISMOS Y CONTROL

En la celda de interruptor automático de vacío se incluirá un mando motorizado y bobinas de cierre y apertura, lo que permitirá la carga automática de los resortes, sin necesidad de orden de carga, cuando detecte que estos están destensados. No obstante, se dispondrá también de una palanca de carga de resortes para realizar la operación manualmente.

Para la realización del automatismo y las técnicas de telemando se instalará un sistema controlador de celdas capaz de comunicarse con un centro remoto mediante modem.

10.7.4 SEÑALIZACIONES Y MATERIAL DE SEGURIDAD

El centro de conexión cumplirá con las siguientes prescripciones:

- Las puertas de acceso al edificio llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- En un lugar bien visible del edificio se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente.
- Cartel de las cinco reglas de oro.
- Deberá estar dotado de bandeja o bolsa portadocumentos, con la siguiente documentación:
 - Manual de instrucciones y mantenimiento del CC.
 - Protocolo del transformador.
 - Documentación técnica.
- El CC dispondrá de banqueta aislante y guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras.

11 PUESTA A TIERRA

La instalación dispone de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de aislamiento.

Las masas de la instalación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes.

Se montará una Toma de Tierra independiente para el campo de paneles fotovoltaicos que permita una seguridad ante los fenómenos meteorológicos adversos, así como para los equipos de protección e Inversores.

Todos los seguidores se pondrán a tierra a través de las cajas de protecciones de continua. Cada caja de protección tendrá una pica de puesta a tierra.

Por la zanja de baja tensión DC, se colocará un cable desnudo de cobre que unirá todas las cajas de protección.

Un conductor de protección conectará la puesta a tierra de todos los centros de transformación de la planta, situándose en el fondo de la zanja de los cables de media tensión.

La sección del material empleado para la construcción de líneas de tierra será:

Tabla 14: Características puesta a tierra general

| Material | Cobre desnudo |
|------------------------|--------------------|
| Sección P.A.T. general | 35 mm ² |
| Sección C.T. y SKID | 35 mm ² |

La pantalla de los cables de MT que unirán los centros se conectará, en sus extremos, a la instalación de puesta a tierra de cada uno de ellos.

11.1 Puesta a tierra del centro de conexión

La tierra del centro de conexión estará unida a la red general de puesta a tierra que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio.

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el centro de conexión se unen a la tierra: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro.

Puesta a tierra de servicio: el neutro del transformador de SS.AA. se conectará a una tierra independiente del resto de tierras.

Para disponer una puesta a tierra única para los sistemas de protección y servicio se asegurará una resistencia de puesta a tierra igual o menor a dos ohmios.

La configuración de la red de puesta a tierra será tendrá las siguientes características:

Tabla 15: Características puesta a tierra centro de conexión

| | |
|------------------|--------------------|
| Geometría | Anillo rectangular |
| Material | Cobre desnudo |
| Sección | 35 mm ² |

11.2 Puesta a tierra de los centros de transformación (SKID)

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en los centros de transformación se unen a la tierra: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio.

El neutro del sistema de BT se conecta a la toma de tierra general.

Para disponer una puesta a tierra única para los sistemas de protección y servicio se asegurará una resistencia de puesta a tierra igual o menor a 2 Ω.

La configuración de la red de puesta a tierra tendrá las siguientes características:

Tabla 16: Características puesta a tierra centro de transformación

| | |
|------------------|--------------------|
| Geometría | Anillo rectangular |
| Material | Cobre desnudo |
| Sección | 35 mm ² |

11.3 Puesta a tierra del campo fotovoltaico

Todos los seguidores dispondrán de una puesta a tierra a través de las cajas de protección de continua.

En cada caja de protección se instalará una pica de puesta a tierra.

Además, en el fondo de la zanja de baja tensión DC, se colocará un cable desnudo de cobre que unirá todas las picas de tierra de las cajas de protección de DC.

Todas las partes metálicas se unen a la tierra: cuadros de conexión, estructura y módulos.

El campo solar será flotante, no tendrá ningún polo a tierra, por lo que se deberán proteger ambos polos con fusibles en todos los casos, tanto en las cajas de protección como en el inversor.

11.4 Puesta a tierra del vallado perimetral y del sistema de seguridad

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas accesibles del sistema de seguridad perimetral: vallado y sistema de seguridad.

Cada cámara de seguridad sobre soporte metálico dispondrá, en su arqueta correspondiente, de una pica de tierra, unidas éstas entre sí mediante una línea de enlace a base de conductor unipolar de cobre de sección mínima 16 mm². Este conductor de enlace discurrirá fondo de la canalización directamente enterrado.

La conexión a tierra de los soportes, desde su fuste hasta el electrodo de tierra, se hará sobre el tornillo que deberán de disponer éstos y se efectuará con terminal y conductor unipolar de cobre de sección mínima 16 mm².

12 SERVICIOS AUXILIARES

La función de los servicios auxiliares es la de garantizar el suministro de energía eléctrica en baja tensión, necesario para la explotación y mantenimiento de todos los equipos de la instalación.

La energía necesaria para la alimentación de los servicios auxiliares será aportada por el transformador instalado en el centro de conexión.

La instalación contará con un cuadro general situado en el centro de conexión para alimentar el sistema de seguridad perimetral y los requisitos de suministro eléctrico de los edificios principales.

Las necesidades de alimentación auxiliar de los centros de transformación (SKID) serán alimentadas desde su propio transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares, equipado en el centro de protección y medida, es necesario también para cubrir las necesidades que pueda disponer la Compañía Eléctrica, en cuanto a protecciones, teledisparo o teledisparo.

12.1 Monitorización

Se utilizará un sistema de adquisición de datos que permita controlar ciertas las diferentes variables de la instalación, que facilitará al usuario información sobre el comportamiento general del sistema.

12.2 Estación meteorológica

Para realizar las medidas de las prestaciones reales de la instalación se utilizarán los siguientes equipos:

- Piranómetros para calcular la radiación solar real en W/m², tanto horizontal como inclinada.
- Anemómetro.
- Sensores de temperatura ambiente y de célula.
- Sensores de lluvia y humedad.
- Se utilizará un mástil de 2 metros de altura, compuesto por secciones tubulares de acero galvanizado, en el que se colocarán los mecanismos de medición.
- Armario de control y comunicaciones.

12.3 Sistema de seguridad perimetral

Para detectar la presencia de intrusos se instalará un sistema de seguridad perimetral mediante un circuito cerrado de televisión.

El sistema de videovigilancia consiste en varias cámaras térmicas, instaladas sobre columnas troncocónicas de 3m y ubicadas en el perímetro de la parcela, que detectarán al intruso y activarán a varias Domo, colocadas en lugares estratégicos sobre columnas de 4 m de altura, que filman y transmiten imágenes a los monitores

de la oficina central de vigilancia. El sistema de CCTV debe proporcionar imágenes de excelente calidad tanto de día como en la oscuridad.

Se instalarán videograbadoras digitales que se encargarán de recibir las señales de vídeo y almacenarlas en formato digital.

La central de intrusión será el elemento encargado de gestionar las señales de alarma, provenientes de los sistemas de detección. En caso de que una de las zonas salte, la cámara Domo más cercana dará un barrido por la zona, evitando las alarmas no deseadas.

En caso de intrusión, el sistema enviará una señal de aviso al centro integral de seguridad. El centro procederá a la verificación por los medios existentes, avisando en su caso a las fuerzas de seguridad, bomberos, etc., además de al responsable de la instalación.

La alimentación general del sistema será por red de corriente alterna de 230 VAC y 50 Hz.

Para garantizar que el sistema funcione en caso de corte de suministro eléctrico se instalará un SAI.

13 OBRA CIVIL

La obra civil para la construcción de la instalación consistirá en:

- Explanación y acondicionamiento del terreno, lo que implica la realización de excavaciones, rellenos, compactación, drenajes y estabilidad mediante taludes, si fuera necesario según características del seguidor.
- Ejecución de los accesos a la planta.
- Construcción del cerramiento.
- Ejecución de viales interiores con un firme apto para el tránsito de vehículos.
- Realización de las cimentaciones para estructura y soportes.
- Canalizaciones para los cables de potencia y control.

13.1 Viales

Se abrirán nuevos caminos de acceso a la instalación.

En el interior del recinto se ejecutarán viales para permitir el acceso de vehículos pesados para la instalación de los edificios prefabricados y los SKID's, de grúas de gran tonelaje, así como permitir el acceso al campo solar para su limpieza y mantenimiento.

Las características principales de estos viales son:

Tabla 17: Características de los viales

| | |
|--|--------------------|
| Anchura útil de la calzada | 4 m |
| Pendiente transversal | 2% |
| Radio de curvatura mínimo (al borde interior) | 14 m |
| Firme | Zahorra artificial |

Esesor del firme

20 cm

13.2 Canalizaciones

13.2.1 CANALIZACIONES PARA BAJA TENSIÓN

Los cables de baja tensión se alojarán en zanjas de 1,25 metros de profundidad máxima y una anchura de 1,00 metros para canalizaciones de hasta 20 circuitos, para que los conductores superiores siempre estén a más de 0,6 metros de la superficie en tierra y a 0,8 en calzada.

En el lecho de la zanja se colocará una capa de arena de un espesor de 0,05 m, sobre la que se depositarán los cables a instalar. Sobre cada fila de cables se dejará una capa adicional de 0,20 m de arena. Sobre la última fila de cables se dejará otra capa de 0,10 m de arena. Encima de esta, se colocarán las placas cubrecables sobre estas irá una capa de tierra compactada procedente de la excavación de las zanjas con un espesor de 0,40 m, y sobre ésta se instalará una cinta de señalización de los cables, una por cada circuito. Finalmente se dejará una nueva capa de tierra compactada de 0,10 m, que será la superficie final.

En el caso de zanjas situadas bajo caminos, las capas entre cables estarán rellenas con hormigón y los cables se instalarán bajo tubos.

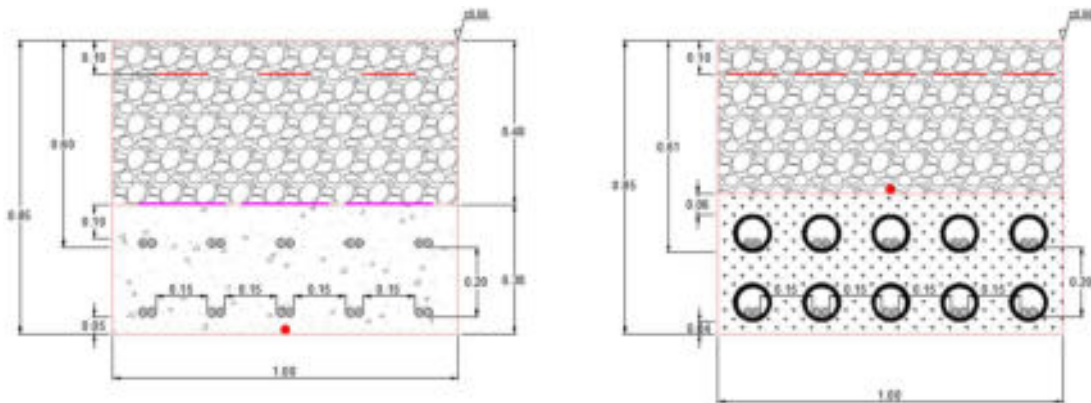


Ilustración 12: Detalle de zanjas BT normal y reforzada hasta 10 circuitos

13.2.2 CANALIZACIONES PARA MEDIA TENSIÓN

Los cables de media tensión se alojarán en zanjas de 1,35 metros de profundidad máxima y una anchura mínima de 0,40 metros para canalizaciones de un solo circuito, de 0,60 metros para canalizaciones de dos o cuatro circuitos y de 0,95 metros para canalizaciones de tres circuitos.

Se ha previsto el uso de tubos para cables de servicios auxiliares y de control para la unión entre el SKID y el CPM. Si estos cables no se instalan, se puede reducir la profundidad de las zanjas.

En el lecho de la zanja se colocará una capa de arena de un espesor de 0,10 m, sobre la que se depositarán los cables a instalar. Sobre esta fila de cables se dejará otra capa de 0,25 m de arena. Encima se colocarán las placas cubrecables, una encima de cada circuito; sobre esta irá una capa de tierra compactada procedente de la excavación de las zanjas con un espesor mínimo de 0,60 m, y sobre ésta se instalará una cinta de señalización de los cables, una encima de cada circuito. Finalmente se dejará una nueva capa de tierra compactada de 0,10 m, que será la superficie final.

En el caso de zanjas situadas bajo caminos, las capas entre cables estarán rellenas con hormigón y los cables se instalarán bajo tubos de igual manera que ocurriría con las zanjas de baja tensión.

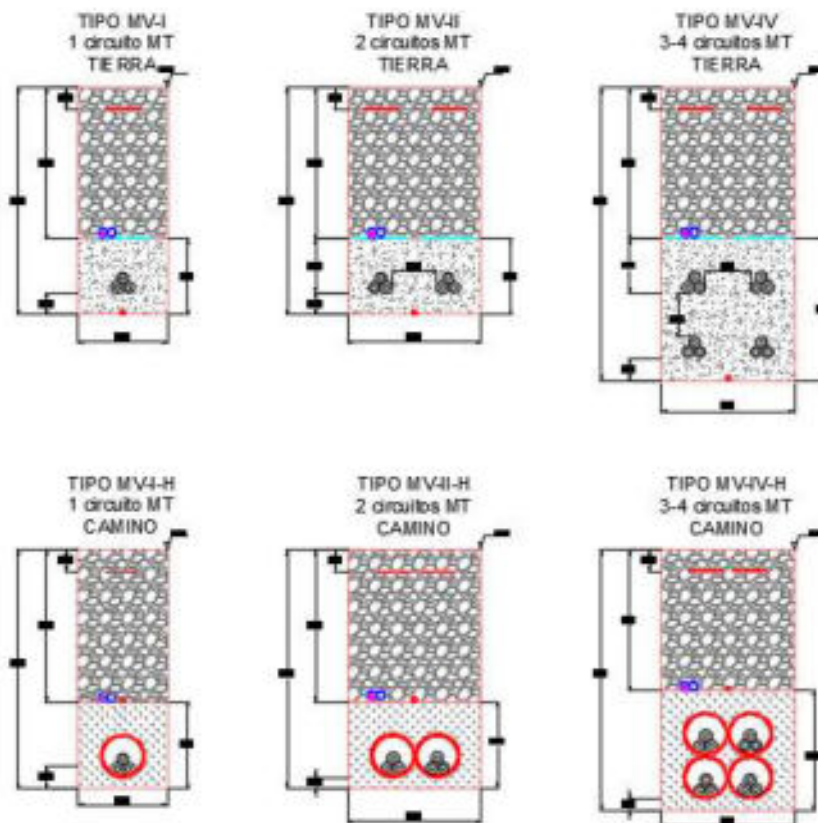


Ilustración 13:Detalle de zanjas MT normal y reforzada

13.2.3 OTRAS CANALIZACIONES PARA BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Los tipos de zanja presentes en el proyecto al completo se pueden consultar en el anexo Planos, donde se detallan los cruces subterráneos de cableado con caminos exteriores, oleoductos y gasoductos, además de los propios cruces entre zanjas de cables de baja tensión y de media tensión.

13.3 Cerramiento

Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cerramiento realizado con malla metálica anudada galvanizada tipo 200-17-30, fijado todo sobre postes metálicos de 48 mm de diámetro, colocados cada 2,50 m.

La sujeción de los postes al suelo se realizará mediante hincado de los mismos, sin usar dados de hormigón. La malla no estará anclada al suelo en puntos distintos a los de los postes de sujeción.

El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2 m sobre el terreno. El ancho de los huecos de la malla será de 30 cm, la altura de los huecos dependerá de la distancia al suelo. Puede verse un detalle en el plano D-03.00.

Se instalará una puerta principal de acceso a la instalación de 6 metros de anchura de doble hoja, que se abrirá manualmente.

El cerramiento tendrá en sus puertas señales normalizadas de advertencia de riesgo eléctrico.

14 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se adjunta un cronograma con las distintas actividades a realizar para la construcción del Parque Solar. Se ha dividido en varias etapas hasta conseguir la Puesta en Marcha, indicando la duración aproximada en meses.

| CRONOGRAMA EJECUCIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---|
| MES: | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | |
| Estudio Medio Ambiental Planta | █ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DIA | | | | | | | █ | █ | █ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AAP Planta | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | █ | █ | | | | | | | | | | | | | |
| AAC Planta | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | █ | █ | | | | | | | | | | | | | |
| Construcción Planta FV | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | █ | █ | █ | █ | █ | █ | █ | █ | |
| Movimiento de Tierras | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | | | | | | | | | | |
| Caminos de Zahorra | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | | | | | | | | | | |
| Apertura de Zanjas e Instalación MT y BT | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | | | | | | | | | | |
| Hincado de Estructura | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | | | | | | |
| Montaje de Estructura | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | | | | | | |
| Montaje de Módulos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | | | | | |
| Cimentaciones Power Stations | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ | | | | |
| Instalación Inversores y Combiner Boxes | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ |
| Terminación Eléctrica - Conexiones BT y MT | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ |
| Commissioning & Puesta en marcha. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ |
| Puesta en Marcha | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | █ | █ | █ | █ |

Madrid, agosto de 2020

Ingeniero Industrial

Fdo.: José Luis Lires González

Colegiado nº 146 del COIIB

DOCUMENTO N°2: ANEXOS

CONTENIDO

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE | 26 |
| 1.1 | Potencia pico del generador fotovoltaico (P*) | 26 |
| 1.2 | Radiación sobre superficie horizontal (Ga(0))..... | 26 |
| 1.3 | Performance ratio (PR)..... | 27 |
| 1.4 | Producción anual estimada | 31 |
| 1.5 | Informe de PVsyst | 31 |

1 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La energía anualmente producida por una instalación fotovoltaica E_{AC} , puede expresarse como el producto de una serie de factores independientes:

$$E_{AC} = P^* * \left(\frac{G_{inc}}{G^*}\right) * PR$$

Donde P^* equivale a la potencia pico de la instalación, G_{inc} se corresponde con la irradiación anual incidente sobre la superficie el generador, G^* indica la irradiación con la que se determina la potencia nominal de las células y generadores fotovoltaicos ($1000W/m^2$) y PR equivale al *performance ratio* de la instalación, tal y como se define en el apartado 1.3.

1.1 Potencia pico del generador fotovoltaico (P^*)

Es la potencia máxima que entrega el generador en las condiciones estándar de medida ($1000W/m^2$ de irradiación solar, $25^\circ C$ de temperatura de célula, distribución espectral 1,5 AM e incidencia normal). La potencia pico instalada en la planta es de 49.969.440 Wp.

1.2 Radiación sobre superficie horizontal ($G_a(0)$)

La irradiación anual incidente en la superficie del generador puede expresarse como el producto de los siguientes parámetros:

$$G_{inc} = G_a(0) * Ganancia$$

Donde $G_a(0)$ es la irradiación anual incidente sobre una superficie horizontal y *Ganancia* es el incremento de irradiación que incide en la superficie del módulo con respecto a la superficie horizontal.

Para determinar la irradiación media anual incidente en una superficie horizontal en el emplazamiento objeto de análisis, se evalúan las fuentes de información de irradiación solar disponibles en la zona, según muestra la siguiente tabla:

Tabla 1: Irradiación horizontal

| BASE DE DATOS | Irradiación media horizontal (kWh/m ² día) |
|---------------------|---|
| PVSYST | 1.794 |
| Irradiación elegida | 1.794 |

1.2.1 GANANCIA NETA

La irradiación incidente sobre el generador depende de las condiciones climatológicas del emplazamiento y de la disposición del generador. En el presente estudio el generador estará situado sobre un seguidor de un eje.

Se ha realizado una simulación del recurso solar con la aplicación informática **PVSYST 6.7.9**. El citado programa es habitualmente empleado en el sector y cuenta con los principales parámetros que permiten

particularizar los resultados en función de los equipos de la instalación, la ubicación y la orografía del emplazamiento, entre otros. A partir de los resultados obtenidos se ha estimado una **ganancia generada para la estructura con seguidores en el generador de un 35,2% con respecto al plano horizontal.**

1.3 Performance ratio (PR)

El performance ratio es el factor de rendimiento global de la instalación que considera todas las pérdidas energéticas estimadas en la instalación fotovoltaica.

Las pérdidas energéticas consideradas en el cálculo del PR de la planta fotovoltaica son las siguientes:

1.3.1 PÉRDIDAS ANGULARES Y ESPECTRALES (IAM)

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico está referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que además de $1000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar (AM 1.5) durante todo el tiempo de operación. La desviación de este último efecto de la idealidad supuesta implica una reducción en la producción que debe ser tomada en consideración a la hora de determinar la producción anual de una instalación fotovoltaica como la que nos ocupa.

1.3.1.1 Reflectancia angular

La irradiación que finalmente recibe el módulo disminuye debido a la reflexión de los rayos solares cuando atraviesan dos superficies con diferentes índices de refracción. En nuestro caso, el cristal anti reflectante del módulo y la propia célula solar. El valor de la irradiación que se refleja se calcula mediante la Ley de Fresnel. La figura siguiente muestra el fenómeno descrito:

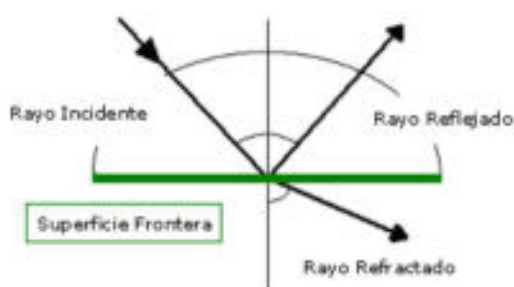


Ilustración 1: Fenómeno de reflexión de la luz

No existe reflexión cuando el ángulo de incidencia con la superficie del módulo es exactamente 90° . Adicionalmente las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad.

Actualmente, con el fin de minimizar las pérdidas asociadas a la reflexión acaecida en la cubierta frontal de los módulos, los principales suministradores están empleando vidrios texturizados. De esta manera se consigue que la cantidad de luz reflejada por la superficie sea menor, mejorándose así el rendimiento del dispositivo.

1.3.1.2 Reflectancia espectral

Los dispositivos semiconductores son espectralmente selectivos, es decir, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral).

La variación horaria y estacional del espectro solar respecto del espectro solar normalizado afecta al comportamiento de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas en la conversión.

1.3.2 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Las características técnicas de un módulo solar se facilitan para unas condiciones estándares de medida:

Tabla 2: Condiciones Estándares de medida

| | |
|-------------------------------|------------------------|
| Radiación | 1.000 W/m ² |
| Distribución espectral | 1,5G AM |
| Temperatura de célula | 25°C |

La producción es proporcional a la intensidad de radiación, la distribución espectral tiene una influencia significativa en la potencia suministrada y por último la temperatura influye en el voltaje de circuito abierto del módulo de forma negativa.

Determinación de la temperatura de trabajo de un módulo. Conociendo la disminución de potencia por °C de aumento, nos queda determinar la temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico. El dato facilitado por el fabricante es el TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula) que se define como la temperatura que alcanza el módulo solar cuando es sometido a las siguientes condiciones:

Tabla 3: Condiciones de operación de célula

| | |
|-------------------------------|----------------------|
| Radiación | 800 W/m ² |
| Distribución espectral | 1,5G AM |
| Temperatura de célula | 20°C |
| Velocidad del viento | 1 m/s |

La temperatura en una célula depende exclusivamente de la temperatura ambiente y de la intensidad de radiación solar.

$$T_c - T_{amb} = C * G_{cm}(\alpha, \beta)$$

Donde "C" es una constante con el siguiente valor:

$$C = \frac{TONC (°C) - 20}{800 W/m^2}$$

1.3.3 PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN O NO CUMPLIMIENTO DE LA POTENCIA NOMINAL

A pesar de que los módulos se producen mediante un proceso industrial, no son todos idénticos, ya que se componen de células fotovoltaicas que son por definición distintas unas de otras.

Esto implica que el valor de la potencia que pueden entregar de modo individual, referida a las condiciones estándar de referencia, STC, va a presentar una distorsión. Ésta se encuentra dentro de un margen que oscila desde el $\pm 3\%$ hasta el $\pm 10\%$ sobre su potencia nominal, aunque actualmente todas las tolerancias son positivas.

1.3.4 PÉRDIDAS POR NO UNIFORMIDAD O "MISMATCH"

Las pérdidas por mismatch o conexionado son pérdidas energéticas causadas al realizar la conexión entre módulos con distinto valor de potencia.

Cuando se conectan un conjunto de módulos en serie se va a producir una limitación sobre la corriente de la serie, ya que el panel que disponga de menor potencia de todos los conectados no va a permitir que circulen más amperios que los máximos que él pueda dar.

Del mismo modo, cuando se realice la conexión en paralelo, el de menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Así, la potencia de un generador fotovoltaico será inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen.

1.3.5 PÉRDIDAS POR SOMBREADO

Un sistema fotovoltaico suele estar condicionado por la presencia de sombras en determinadas horas del día. En un sistema con seguimiento es complicado que algún momento se generen sombras de unos elementos sobre otros por tener implementado el sistema de Backtracking.

Estas sombras generan unas pérdidas energéticas causadas por un lado por la disminución de captación de irradiación solar (al existir menor irradiación, la potencia generada disminuye) y, por otro, por los posibles efectos de mismatch a las que estas puedan dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles.

1.3.6 PÉRDIDAS POR POLVO O SUCIEDAD

Sobre la superficie del panel instalado en la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad. Esta deposición puede dar lugar a una disminución en la corriente y tensión producida por el panel.

Estas pérdidas dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de las lluvias. En la práctica esto se suma a la aparición de puntos de suciedad localizada que van a dar lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

1.3.7 PÉRDIDAS POR CAÍDAS ÓHMICAS EN EL CABLEADO

Tanto en la zona de CC como en la parte de CA de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, siendo necesario un equilibrio entre el coste extra de la instalación producido por un incremento en la sección de los cables y la reducción de las pérdidas de potencia en el generador fotovoltaico.

1.3.8 PÉRDIDAS EN INVERSOR

El inversor fotovoltaico de conexión a red es un dispositivo electrónico que presenta unas determinadas pérdidas en sus componentes de conmutación. Es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

El inversor opera directamente conectado al generador y dispone de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia (que varía en función de las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes.

1.3.8.1 Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC

El funcionamiento de los inversores se define mediante una curva de rendimiento en función de cuál sea la potencia de operación. Es muy importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, hecho que normalmente va a ir ligado a una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

Además de su diseño interno y características constructivas el rendimiento del inversor viene determinado por la utilización o no en el equipo de un transformador de aislamiento galvánico.

1.3.8.2 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Los inversores se caracterizan por trabajar con una curva de rendimiento en función de la potencia, de modo que será esencial conseguir el seguimiento del punto de máxima potencia definido como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador y la energía que se extraería en un seguimiento ideal.

En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador. Por ejemplo, la presencia de sombras o la aparición de suciedades va a provocar escalones en la curva I-V de la célula, y por tanto del generador, y por ello, el inversor va a pasar a operar en un punto que no es el de máxima potencia.

1.3.9 PÉRDIDAS DESPUÉS DEL INVERSOR (ELÉCTRICAS)

1.3.9.1 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de CA

Tanto en la zona de CC como en la parte de CA de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, siendo necesario un equilibrio entre el coste extra de la instalación producido por un incremento en la sección de los cables y la reducción de las pérdidas de potencia en el generador fotovoltaico.

1.3.9.2 Pérdidas en Medida y Transformación

Una vez leída la energía generada por los contadores, se deberá corregir teniendo en cuenta las pérdidas de los transformadores y de la línea de media tensión.

Según lo señalado por la empresa eléctrica distribuidora, las pérdidas de interconexión a red serán aquellas que van desde los contadores individuales de los generadores hasta el punto de entronque, englobando pérdidas de los transformadores y la línea de media tensión.

1.3.10 DESCRIPCIÓN DE PÉRDIDAS GENERALES EN PLANTA

1.3.10.1 Disponibilidad

Durante la operación es necesario realizar una serie de trabajos relacionados con el mantenimiento preventivo de la instalación. Esto puede ocasionar la parada de elementos de la instalación. Del mismo modo, se producirán averías o condiciones de mal funcionamiento de los equipos que habrá que sustituirlos o repararlos lo más rápido posible.

1.3.10.2 Pérdida de producción de módulos (Degradación)

El proceso de degradación que sufre una célula consta de dos etapas diferenciadas. En una etapa inicial se produce una degradación de la célula debido a la exposición a la irradiación después de su fabricación. En una segunda etapa, mucho más larga, se produce una degradación del módulo en su conjunto por la acción de los condicionantes ambientales.

No obstante, para estimar correctamente la disminución en producción por degradación de los materiales constituyentes del módulo sería necesario disponer de la curva de degradación del dispositivo fotovoltaico empleado realizada o comprobada por un laboratorio independiente reconocido en el sector fotovoltaico.

1.4 Producción anual estimada

La energía neta exportada durante **el primer año de operación** se refleja en la siguiente tabla:


Tabla 4: Producción de energía

| | |
|--|---------|
| Irradiación Anual Horizontal (kWh/m ²) | 1.794 |
| Ganancia | 35,2% |
| Irradiación Global Incidente (kWh/m ²) | 2.426 |
| PR _T (%) | 82,53 |
| Horas Equivalentes, HES [kWh/kWp] | 2.002 |
| Producción de la Instalación (MWh/año) | 100.029 |

1.5 Informe de PVsyst

Se adjunta a continuación el informe de resultados obtenidos tras la simulación realizada con el software PVsyst.

| | | PVSYST V6.74 | RIC Energy (Spain) | 06/08/20 | Page 1/6 | | | |
|--|-------|--|--------------------|--|----------|-------|-------|-------|
| Grid-Connected System: Simulation parameters | | | | | | | | |
| Project : Carmonita 400 | | | | | | | | |
| Geographical Site | | Mérida_Badajoz | | Country Spain | | | | |
| Situation | | Latitude 39.09° N | | Longitude -6.39° W | | | | |
| Time defined as | | Legal Time Time zone UT+1 | | Altitude 275 m | | | | |
| Meteo data: | | Mérida_Badajoz | | Promedio (Meteonorm 7.2 (1991-2010), SOLARGIS, PVGIS) Sat=10 | | | | |
| Simulation variant : Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540 | | | | | | | | |
| Simulation date 06/08/20 12h23 | | | | | | | | |
| Simulation parameters | | System type Tracking system, with backtracking | | | | | | |
| Tracking plane, tilted Axis | | Axis Tilt 0° | | Axis Azimuth 0° | | | | |
| Rotation Limitations | | Minimum Phi -55° | | Maximum Phi 55° | | | | |
| Backtracking strategy | | Nb. of trackers 1392 | | Identical arrays | | | | |
| Backtracking limit angle | | Tracker Spacing 11.0 m | | Collector width 4.20 m | | | | |
| | | Phi limits +/- 67.4° | | Ground cov. Ratio (GCR) 38.2 % | | | | |
| Models used | | Transposition Perez | | Diffuse Perez, Meteonorm | | | | |
| Horizon | | Average Height 1.9° | | | | | | |
| Near Shadings | | Linear shadings | | | | | | |
| PV Array Characteristics | | | | | | | | |
| PV module | | Si-mono Model Q.PEAK DUO L-G8.2 430 | | | | | | |
| Custom parameters definition | | Manufacturer Hanwha Q Cells | | | | | | |
| Number of PV modules | | In series 27 modules | | In parallel 4304 strings | | | | |
| Total number of PV modules | | Nb. modules 116208 | | Unit Nom. Power 430 Wp | | | | |
| Array global power | | Nominal (STC) 49969 kWp | | At operating cond. 45570 kWp (50°C) | | | | |
| Array operating characteristics (50°C) | | U mpp 1023 V | | I mpp 44548 A | | | | |
| Total area | | Module area 248964 m² | | Cell area 216035 m² | | | | |
| Inverter | | | | | | | | |
| Custom parameters definition | | Model INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR | | | | | | |
| Characteristics | | Manufacturer Ingeteam | | Unit Nom. Power 1263 kWac | | | | |
| | | Operating Voltage 782-1300 V | | Max. power (=>30°C) 1403 kWac | | | | |
| Inverter pack | | Nb. of inverters 30 units | | Total Power 37890 kWac | | | | |
| | | | | Pnom ratio 1.32 | | | | |
| PV Array loss factors | | | | | | | | |
| Array Soiling Losses | | | | Loss Fraction 1.0 % | | | | |
| Thermal Loss factor | | Uc (const) 29.0 W/m²K | | Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s | | | | |
| Wiring Ohmic Loss | | Global array res. 0.20 mOhm | | Loss Fraction 0.8 % at STC | | | | |
| LID - Light Induced Degradation | | | | Loss Fraction 2.5 % | | | | |
| Module Quality Loss | | | | Loss Fraction 0.0 % | | | | |
| Module Mismatch Losses | | | | Loss Fraction 0.8 % at MPP | | | | |
| Incidence effect (IAM): User defined IAM profile | | | | | | | | |
| 0° | 20° | 30° | 40° | 50° | 60° | 70° | 80° | 90° |
| 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 0.950 | 0.750 | 0.000 |

|  | PVSYST V6.74 | RIC Energy (Spain) | 06/08/20 | Page 2/6 |
|---|--------------------------------|--------------------|------------------------|--------------|
| Grid-Connected System: Simulation parameters | | | | |
| System loss factors | | | | |
| AC loss, transfo to injection | Grid Voltage | 30 kV | Loss Fraction | 1.6 % at STC |
| External transformer | Wires: 3x700.0 mm ² | 10955 m | Loss Fraction | 0.1 % at STC |
| | Iron loss (24H connexion) | 48943 W | Loss Fraction | 0.8 % at STC |
| | Resistive/inductive losses | 147.1 mOhm | Loss Fraction | 0.8 % at STC |
| User's needs : | | | | |
| | Unlimited load (grid) | | | |
| Auxiliaries loss | | | | |
| | Proportional to Power | 5.0 W/kW | ... from Power thresh. | 0.0 kW |
| Grid power limitation | | | | |
| Power factor | Active Power | 40.0 MW | Pnom ratio | 1.249 |
| | Cos(phi) | 1.000 leading | Phi | 0.0° |

Grid-Connected System: Horizon definition

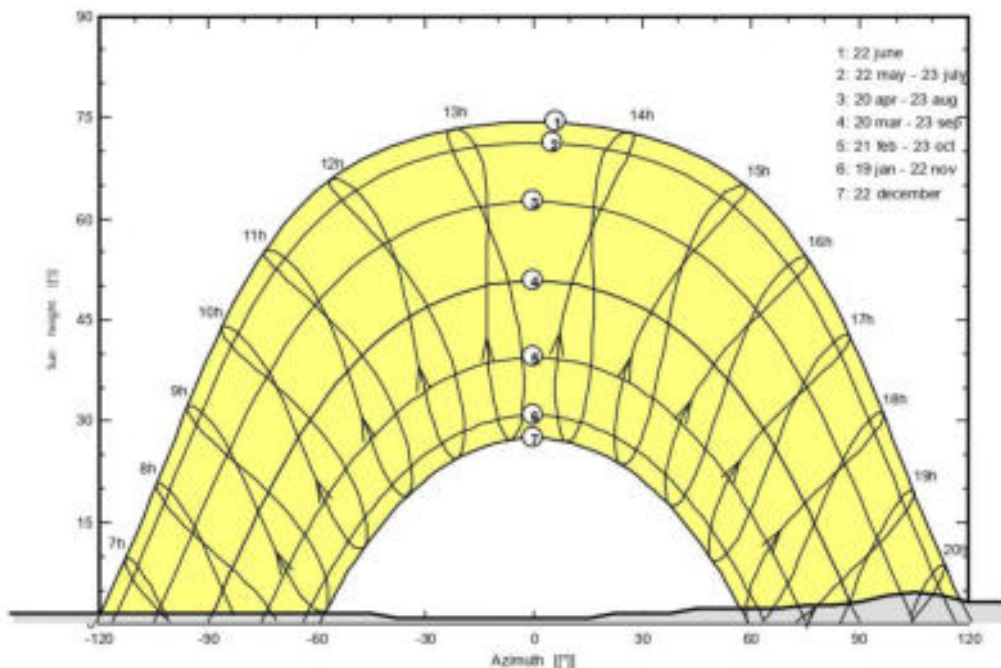
Project : Carmonita 400
Simulation variant : Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540

| | | | | |
|-------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------|---------------|
| Main system parameters | System type | Tracking system, with backtracking | | |
| Horizon | Average Height | 1.9° | | |
| Near Shadings | Linear shadings | tracking, tilted axis, Axis Tilt | | |
| PV Field Orientation | Model | Q.PEAK DUO L-G8.2 430 | Pnom | 430 Wp |
| PV modules | Nb. of modules | 116208 | Pnom total | 49969 kWp |
| PV Array | INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR | | Pnom | 1263 kW ac |
| Inverter | Nb. of units | 30.0 | Pnom total | 37890 kW ac |
| Inverter pack | Unlimited load (grid) | | Cos(Phi) | 1.000 leading |
| User's needs | | | | |

| | | | | |
|----------------|----------------|-------|-----------------|------|
| Horizon | Average Height | 1.9° | Diffuse Factor | 0.97 |
| | Albedo Factor | 100 % | Albedo Fraction | 0.85 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|
| Height [°] | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 |
| Azimuth [°] | -180 | -173 | -165 | -158 | -150 | -143 | -135 | -128 | -120 | -113 | -105 | -98 | -90 |
| Height [°] | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Azimuth [°] | -83 | -75 | -68 | -60 | -53 | -45 | -38 | -30 | -23 | -15 | -8 | 0 | 8 |
| Height [°] | 0.8 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.7 | 2.7 | 3.1 | 4.2 | 4.6 |
| Azimuth [°] | 15 | 23 | 30 | 38 | 45 | 53 | 60 | 68 | 75 | 83 | 90 | 98 | 105 |
| Height [°] | 4.2 | 3.1 | 3.1 | 3.1 | 2.3 | 2.3 | 1.9 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | | | |
| Azimuth [°] | 113 | 120 | 128 | 135 | 143 | 150 | 158 | 165 | 173 | 180 | | | |

Merida_Badajoz



| | | | | |
|---|---------------------------------|--|--------------|--------------------|
| | PVSYST V6.74 | RIC Energy (Spain) | 06/08/20 | Page 4/6 |
| Grid-Connected System: Near shading definition | | | | |
| Project : | | Carmonita 400 | | |
| Simulation variant : | | Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540 | | |
| Main system parameters | System type | Tracking system, with backtracking | | |
| Horizon | Average Height | 1.9" | | |
| Near Shadings | Linear shadings | tracking, tilted axis, Axis Tilt 0° | | |
| PV Field Orientation | Model | Q.PEAK DUO L-G8.2 430 | Axis Azimuth | 0° |
| PV modules | Nb. of modules | 116208 | Pnom | 430 Wp |
| PV Array | INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR | | Pnom total | 49969 kWp |
| Inverter | Nb. of units | 30.0 | Pnom | 1263 kW ac |
| Inverter pack | Unlimited load (grid) | | Pnom total | 37890 kW ac |
| User's needs | | | Cos(Phi) | 1.000 leading |

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

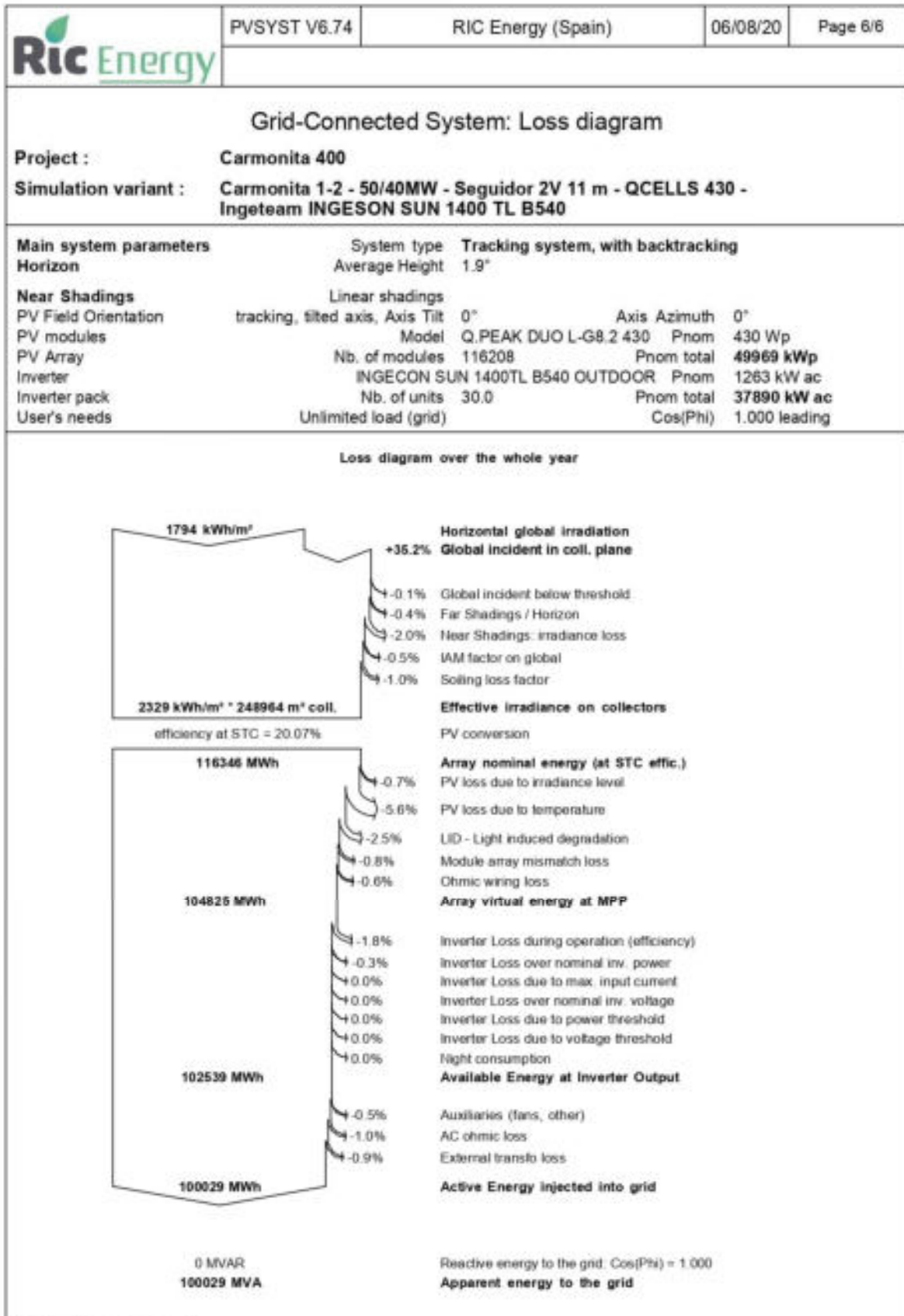
Iso-shadings diagram
Carmonita 400

Near shading factor (linear calculation) - iso-shadings curves

Attenuation for dPhi=0.000 and dAzim=0.000

- 1- 22 June
- 2- 22 May - 23 July
- 3- 20 Apr - 23 Aug
- 4- 20 Mar - 23 Sept
- 5- 21 Feb - 23 Oct
- 6- 19 Jan - 22 Nov
- 7- 22 December

| | | | | | | | | | |
|--|--------------|--|------------------------|---|--|--------|--------|---------|-------|
| | PVSYST V6.74 | RIC Energy (Spain) | 06/08/20 | Page 5/6 | | | | | |
| Grid-Connected System: Main results | | | | | | | | | |
| Project : | | Carmonita 400 | | | | | | | |
| Simulation variant : | | Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540 | | | | | | | |
| Main system parameters | | System type Tracking system, with backtracking | | | | | | | |
| Horizon | | Average Height 1.9° | | | | | | | |
| Near Shadings | | Linear shadings | | | | | | | |
| PV Field Orientation | | tracking, tilted axis, Axis Tilt 0° | | | | | | | |
| PV modules | | Model Q.PEAK DUO L-G8.2 430 Pnom 430 Wp | | | | | | | |
| PV Array | | Nb. of modules 116208 Pnom total 49969 kWp | | | | | | | |
| Inverter | | INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR Pnom 1263 kW ac | | | | | | | |
| Inverter pack | | Nb. of units 30.0 Pnom total 37890 kW ac | | | | | | | |
| User's needs | | Unlimited load (grid) Cos(Phi) 1.000 leading | | | | | | | |
| Main simulation results | | System Production | | | | | | | |
| | | Produced Energy | 100029 MWh/year | Specific prod. 2002 kWh/kWp/year | | | | | |
| | | Apparent energy | 100029 MVAh | Perf. Ratio PR 82.53 % | | | | | |
| Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 49969 kWp | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540 | | | | | | | | | |
| Balances and main results | | | | | | | | | |
| | GlobHor | DiffHor | T Amb | GlobInc | GlobEFF | EArray | E_Grid | EApGrid | PR |
| | kWh/m² | kWh/m² | °C | kWh/m² | kWh/m² | MWh | MWh | MVAh | |
| January | 69.7 | 26.60 | 8.33 | 97.1 | 32.4 | 4416 | 4235 | 4235 | 0.872 |
| February | 88.5 | 33.40 | 9.86 | 120.3 | 114.9 | 5438 | 5213 | 5213 | 0.867 |
| March | 136.1 | 51.90 | 13.00 | 180.0 | 172.1 | 7990 | 7653 | 7653 | 0.851 |
| April | 172.7 | 60.30 | 15.03 | 233.3 | 223.3 | 10214 | 9777 | 9777 | 0.839 |
| May | 212.4 | 69.20 | 18.32 | 282.2 | 271.9 | 12897 | 11580 | 11580 | 0.818 |
| June | 229.2 | 66.40 | 23.91 | 303.3 | 292.1 | 12730 | 12182 | 12182 | 0.804 |
| July | 261.7 | 90.30 | 26.20 | 341.3 | 330.1 | 14198 | 13669 | 13669 | 0.796 |
| August | 219.4 | 80.50 | 26.27 | 302.0 | 295.1 | 12661 | 12121 | 12121 | 0.803 |
| September | 161.2 | 46.80 | 22.57 | 228.8 | 212.4 | 9425 | 9027 | 9027 | 0.818 |
| October | 113.3 | 42.40 | 17.83 | 152.5 | 145.7 | 6986 | 6382 | 6382 | 0.839 |
| November | 78.5 | 27.90 | 11.91 | 108.1 | 103.2 | 4952 | 4651 | 4651 | 0.861 |
| December | 60.9 | 24.90 | 8.94 | 83.8 | 79.5 | 3783 | 3629 | 3629 | 0.867 |
| Year | 1733.6 | 552.60 | 16.97 | 2425.6 | 2328.5 | 184474 | 180029 | 180029 | 0.825 |
| Legends: | GlobHor | Horizontal global irradiation | | GlobEFF | Effective Global, corr. for IAM and shadings | | | | |
| | DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | | EArray | Effective energy at the output of the array | | | | |
| | T Amb | Ambient Temperature | | E_Grid | Energy injected into grid | | | | |
| | GlobInc | Global incident in coll. plane | | EApGrid | Apparent energy to the grid | | | | |
| | | | | PR | Performance Ratio | | | | |



DOCUMENTO N°3: MEDICIONES Y PRESUPUESTO

1 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR FV "BRANCA 1 DE 50 MW"

| | |
|--|-------------------------------|
| CAPÍTULO 1. EQUIPOS (ESTRUCTURA SEGUIDOR, MÓDULOS, INVERSORES) | 15.299.206,51 € |
| CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL | 1.330.499,81 € |
| CAPÍTULO 3. CENTRO DE CONEXIÓN (CC) | 82.372,05 € |
| CAPÍTULO 4. INSTALACIÓN DE AT DENTRO DE LA PLANTA | 373.447,50 € |
| CAPÍTULO 5. INSTALACIÓN EVACUACIÓN BAJA TENSIÓN | 387.282,97 € |
| CAPÍTULO 6. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN | 70.124,17 € |
| CAPÍTULO 7. INSTALACIÓN DE SEGURIDAD | 227.194,32 € |
| CAPÍTULO 8. CORRECCIONES MEDIOAMBIENTALES | 62.492,33 € |
| CAPÍTULO 9. SEGURIDAD Y SALUD | 23.217,86 € |
| <u>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</u> | <u>17.855.837,53 €</u> |
| 13% Gastos Generales | 2.321.258,88 € |
| 6% Beneficio Industrial | 1.071.350,25 € |
| <u>SUMA DE G.G. Y B.I.</u> | <u>3.392.609,13 €</u> |
| 21% IVA | <u>3.749.725,89 €</u> |
| <u>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</u> | <u>24.998.172,54 €</u> |

Madrid, agosto de 2020

Ingeniero Industrial



Fdo.: José Luis Lires González

Colegiado nº 146 del COIIB

DOCUMENTO N°4: PLANOS

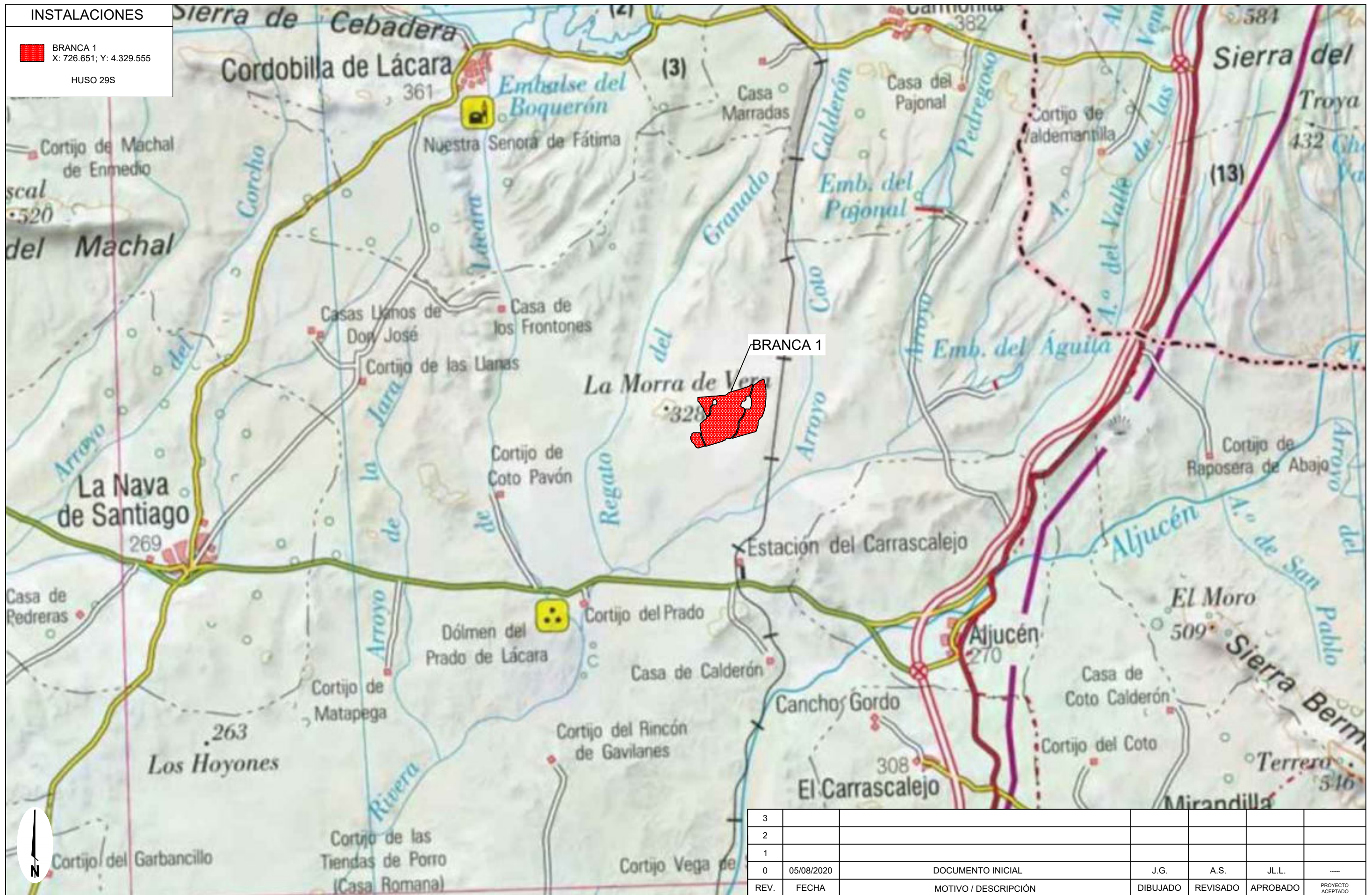
Se adjunta la relación de planos contenida en el proyecto. Las imágenes que se han usado para algunos planos están extraídas de la página web del Instituto Geográfico Nacional (IGN).

ÍNDICE DE PLANOS:

- L-01.10: UBICACIÓN PLANTA FV
- L-02.10: IMPLANTACIÓN GENERAL
- E-03.10: ESQUEMA UNIFILAR DE CONJUNTO
- D-01.10: DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE BT
- D-02.10: DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE MT
- D-03.10: DETALLE SEGUIDOR 3 SERIES
- D-04.10: DETALLE SKID's MT
- D-05.10: EDIFICIOS AUXILIARES

INSTALACIONES

BRANCA 1
X: 726.651; Y: 4.329.555
HUSO 29S



| | | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | | |
| 2 | | | | | | |
| 1 | | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. | --- |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO | PROYECTO ACEPTADO |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)
Jose Luis Lires
FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**
DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)
Nº DE PROYECTO: BA-016-2020
FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

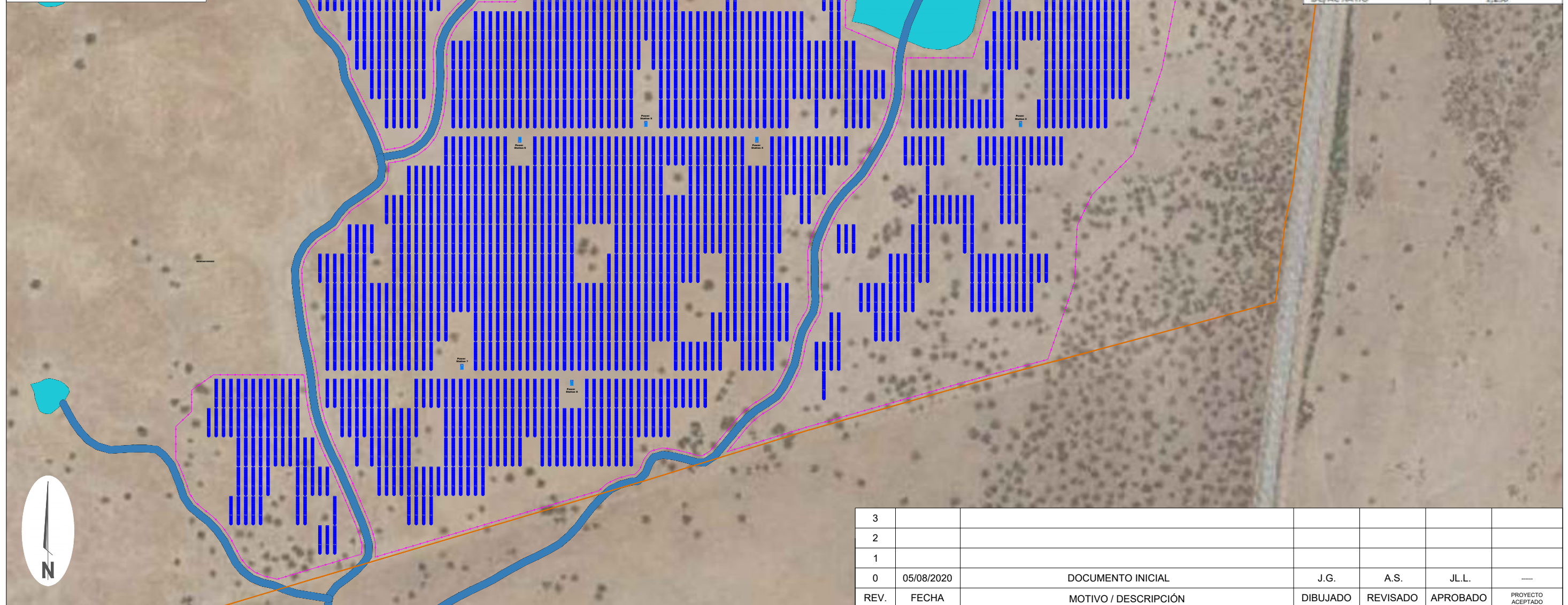
TÍTULO PLANO: **UBICACIÓN PLANTA FV**
ESCALA: 1:70.000
FORMATO: A3
SUBC DWG Nº: ---
DWG Nº: **L-01.10**
HOJA: REV.:

| RELACIÓN DE PARCELAS AFECTADAS POR EL PROYECTO DE PARQUE SOLAR | | |
|--|--------------|-----------------------|
| POLÍGONO | PARCELA | SUPERFICIE TOTAL (Ha) |
| 10 | 2 | 328,77 |
| | TOTAL | 328,77 |

| SUPERFICIE OCUPADA POR LOS EQUIPOS | | | |
|------------------------------------|--------------------------|----------|-----------------|
| Item | Superficie Unitaria (m2) | Cantidad | Sup. Total (Ha) |
| Seguidores de 81 módulos | 189,3 | 1.435 | 27,169 |
| SKID-MV (4 Inversor) | 46,0 | 7 | 0,032 |
| SKID-MV (2 Inversor) | 46,0 | 1 | 0,005 |
| G.C.R. | | | 0,083 |

| LEYENDA | |
|---------|--------------------------------------|
| | POWER STATION (4 INVERSORES) |
| | POWER STATION (2 INVERSORES) |
| | CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA |
| | SEGUIDOR SOLAR 81 MODULOS (3 series) |
| | LIMITE DE PARCELA |
| | VALLADO PERIMETRAL |

| RESUMEN PROYECTO | |
|------------------------------|--------------------------|
| MODULOS FOTOVOLTAICOS | |
| FABRICANTE | Hanwha Q Cells |
| MODELO | Q.PEAK DUO L-G8.2 |
| POTENCIA @STC (W) | 430 |
| TENSION (V) | 1.500 |
| MODULOS POR STRING | 27 |
| SERIES | 4.304 |
| NUMERO DE MODULOS | 116.208 |
| SEGUIDORES | |
| FABRICANTE | SOLTEC |
| MODELO | SF7 |
| DE 87 MODULOS (3 SERIES) | 1.435 |
| DE 58 MODULOS (2 SERIES) | 0 |
| PITCH E-W (m) | 11 |
| INVERSORES | |
| FABRICANTE | INGETEAM |
| MODELO | INGECON SUN 1400TL |
| POTENCIA AC a 40°C (kW) | 1.333 |
| TENSION AC (V) | 670 |
| NUMERO DE INVERSORES | 30 |
| TRANSFORMADORES | |
| TIPO 1 | 7xTWIN SKID DE 5.352 kVA |
| TIPO 2 | 1xTWIN SKID DE 2.666 kVA |
| CANTIDAD | 8 |
| SISTEMA | |
| POTENCIA PICO (kW) | 48.969 |
| POTENCIA NOMINAL (kW) | 39.990 |
| DC/AC RATIO | 1,250 |



| | | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | | |
| 2 | | | | | | |
| 1 | | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. | --- |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO | PROYECTO ACEPTADO |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)

Jose Luis Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

Nº DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO: **IMPLANTACIÓN GENERAL**

ESCALA: 1:6.000

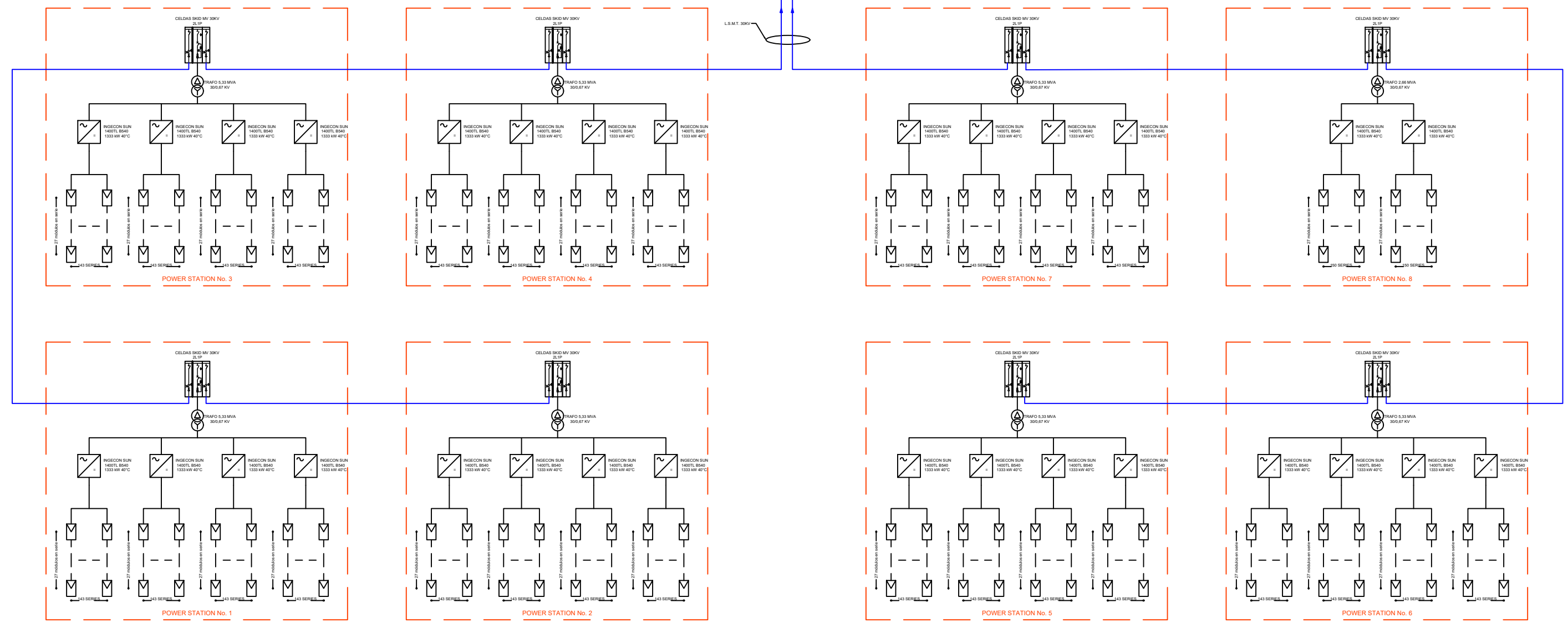
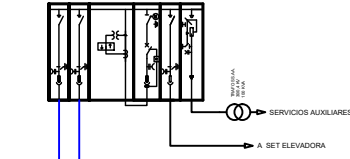
FORMATO: A3

SUBC DWG Nº: ---

DWG Nº: L-02.10

HOJA: REV.:

CENTRO DE SECCIONAMIENTO, PROTECCIÓN Y MEDIDA 30KV



| | | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | | |
| 2 | | | | | | |
| 1 | | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. | --- |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO | PROYECTO ACEPTADO |

| | | | | | | |
|---------------|----------|-------------------------------------|---------|-------|-------|--|
| TÍTULO PLANO: | | ESQUEMA UNIFILAR DE CONJUNTO | | | | |
| ESCALA: | FORMATO: | SUBC DWG Nº: | DWG Nº: | HOJA: | REV.: | |
| S/E | A3 | --- | E-03.10 | | | |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)

Jose Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

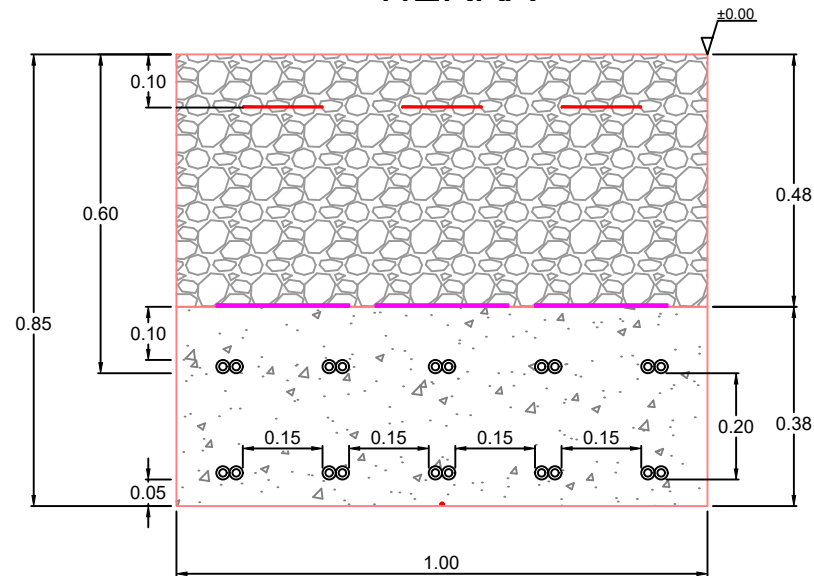
PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

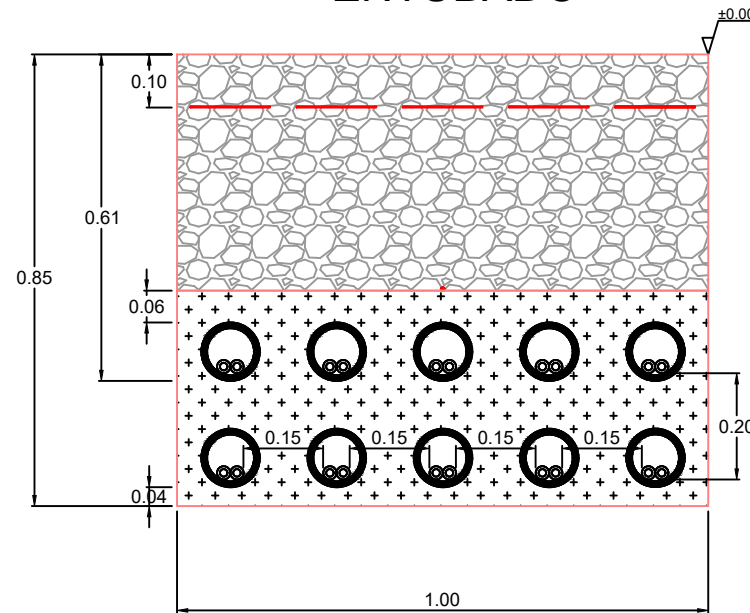
Nº DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

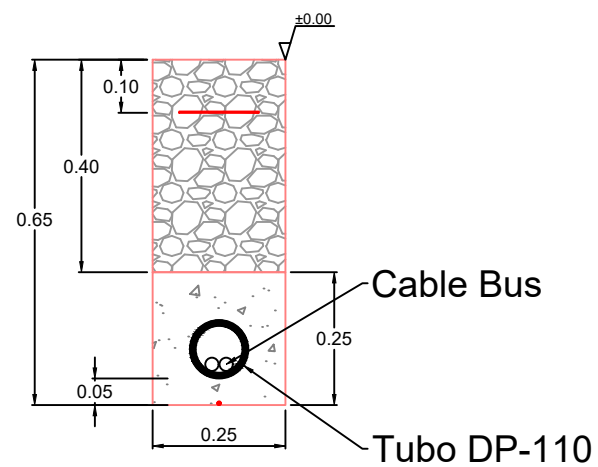
TIPO BT-I
Canalización
de 1-10 circuitos
TIERRA



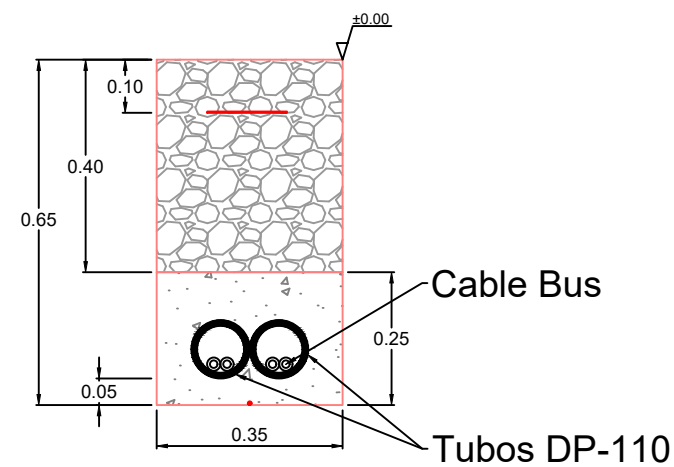
TIPO BT-I-H
Canalización
De 1-10 circuitos
ENTUBADO



TIPO T-I
Cable bus



TIPO T-II
Cable bus



LEYENDA

- ⊗ Cables BT (+&-)
- ⊙ Tubo DP-110
- Cinta de señalización
- Placa de protección mecánica
- Cable de tierra Cu desnudo 35 mm²
- ⊞ Tierra compactada
- ⊞ Arena
- ⊞ Hormigón H15

| | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO |
| | | | | | PROYECTO ACEPTADO |













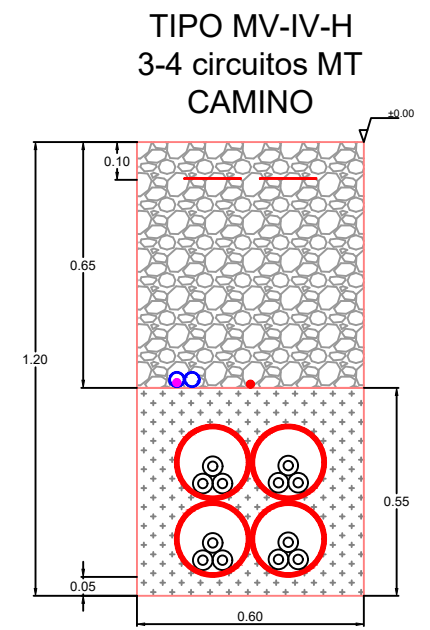
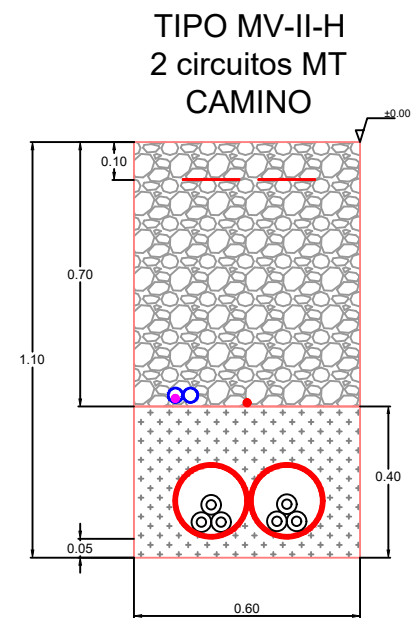
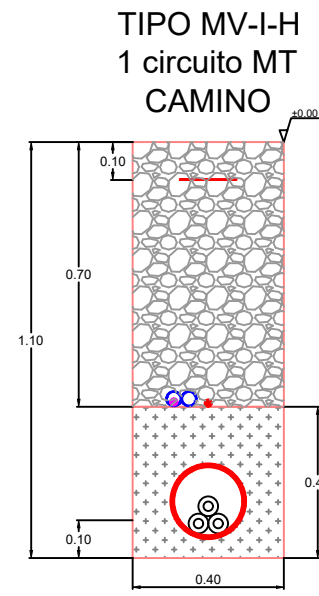
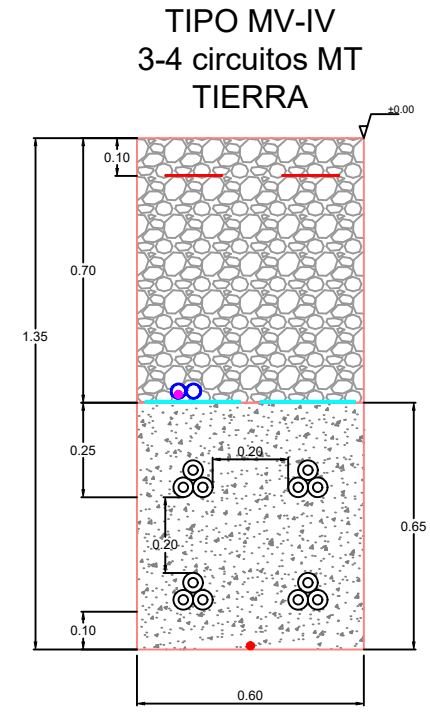
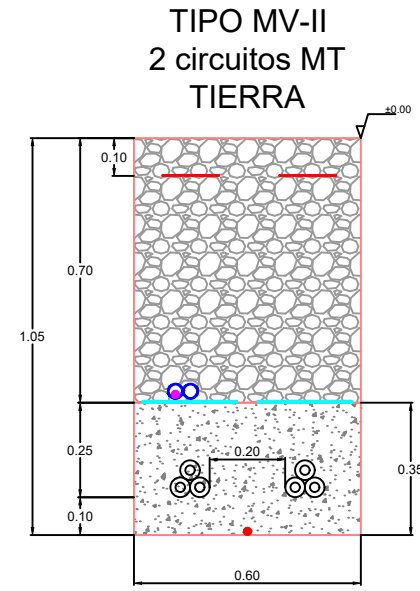
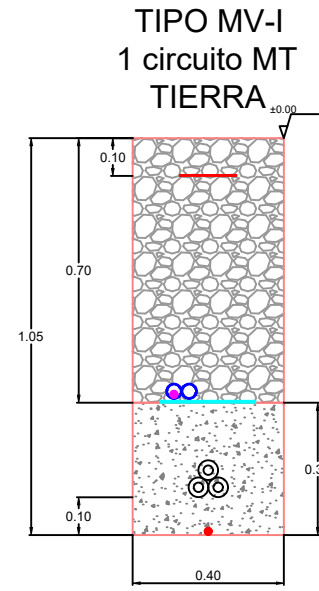
EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)
Jose Lires
FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**
DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)
N° DE PROYECTO: BA-016-2020
FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO: **DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE BT**
ESCALA: S/E
FORMATO: A3
SUBC DWG N°: ---
DWG N°: **D-01.10**
HOJA: REV.:

LEYENDA

-  Tubo PVC 40
-  Tubo PVC 200
-  Cinta de señalización
-  Placa de protección mecánica
-  Cable de tierra Cu desnudo
-  Cables MT (3fases)
-  Tierra compactada
-  Arena
-  Hormigón H15
-  Cable de comunicación



| | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO |
| | | | | | PROYECTO ACEPTADO |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

N° DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO: **DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE MT**

ESCALA: S/E

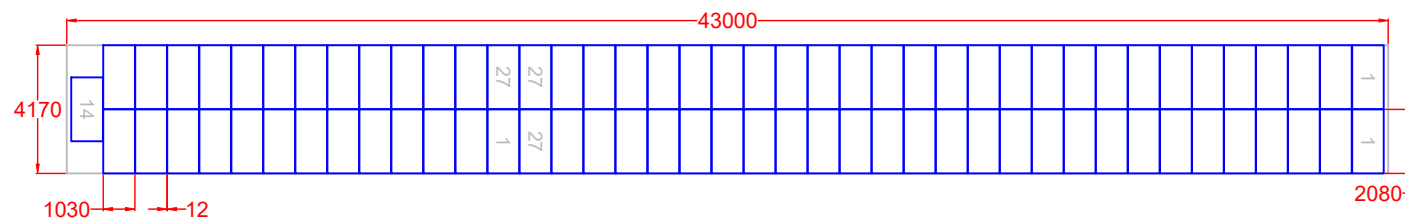
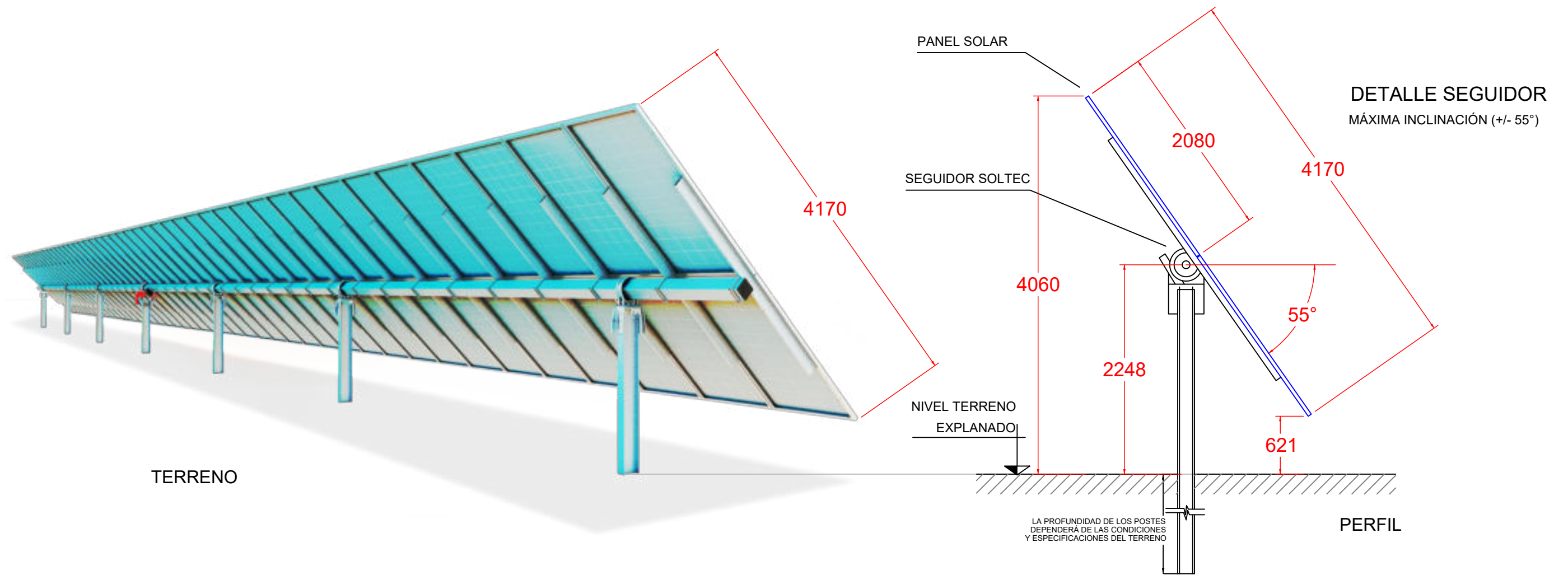
FORMATO: A3

SUBC DWG N°: ---

DWG N°: **D-02.10**

HOJA: REV.:

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de Ric Energy, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.



PLANTA

Cotas en mm.

| | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|----------|
| 3 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO |

| | | | | | |
|----------------------------------|----------|--------------|----------------|-------|-------|
| TÍTULO PLANO: | | | | | |
| DETALLE SEGUIDOR 3 SERIES | | | | | |
| ESCALA: | FORMATO: | SUBC DWG Nº: | DWG Nº: | HOJA: | REV.: |
| S/E | A3 | --- | D-03.10 | | |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)

Jose Luis Lires Gonzalez

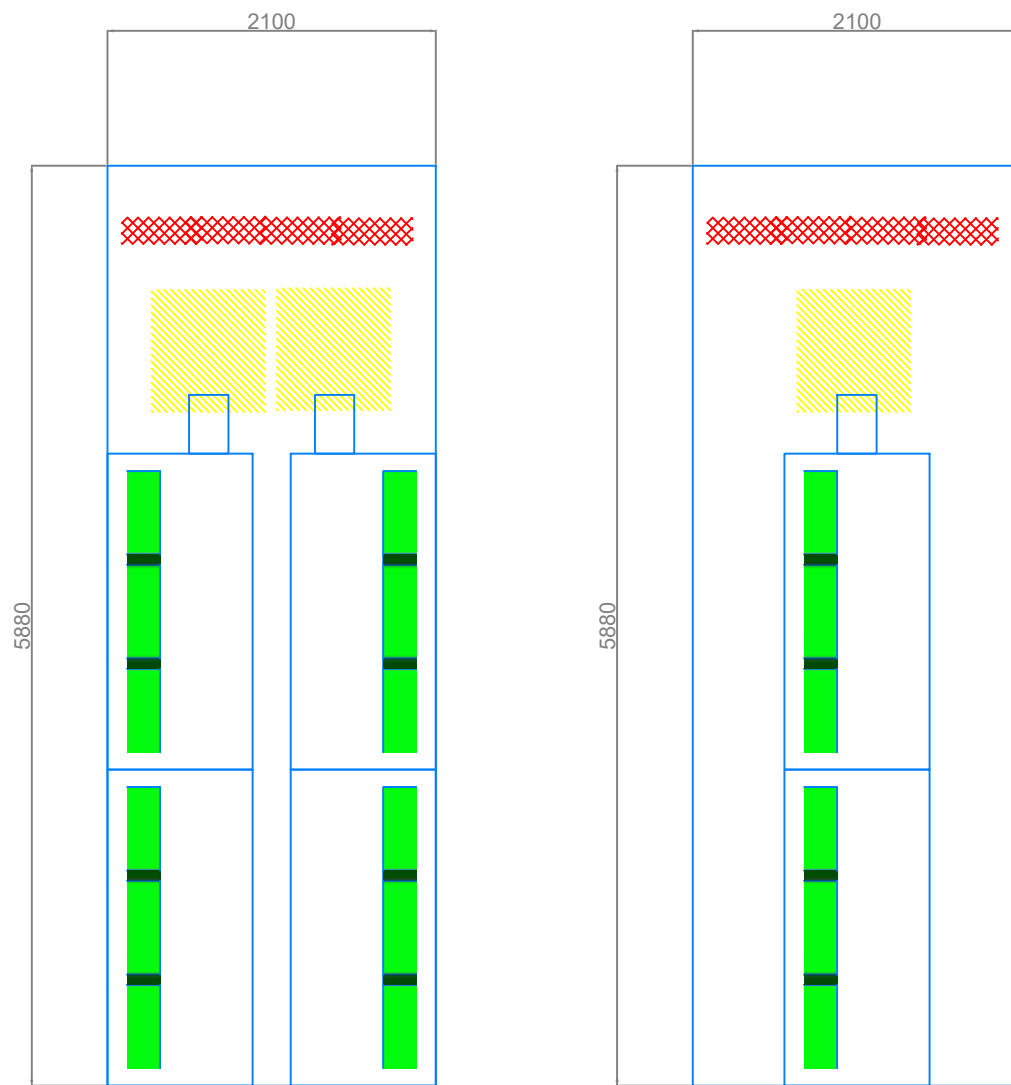
FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

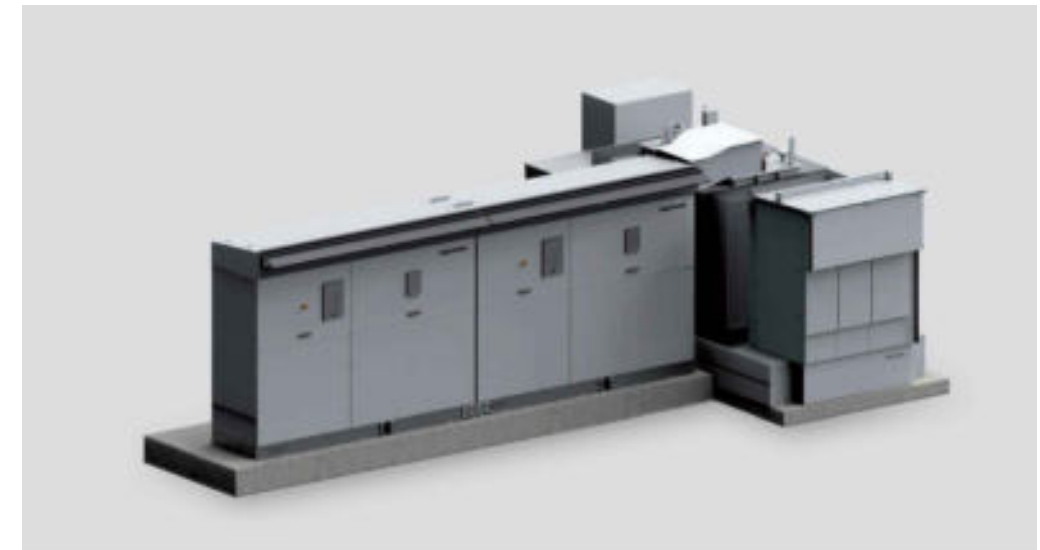
DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

Nº DE PROYECTO: BA-016-2020




FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO



INFERIOR VIEW



3D VIEW

-  DC input and grounding
-  MV connection
-  LV cabinet grounding and comms (FO)

Preliminary design

| | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO |
| | | | | | PROYECTO ACEPTADO |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

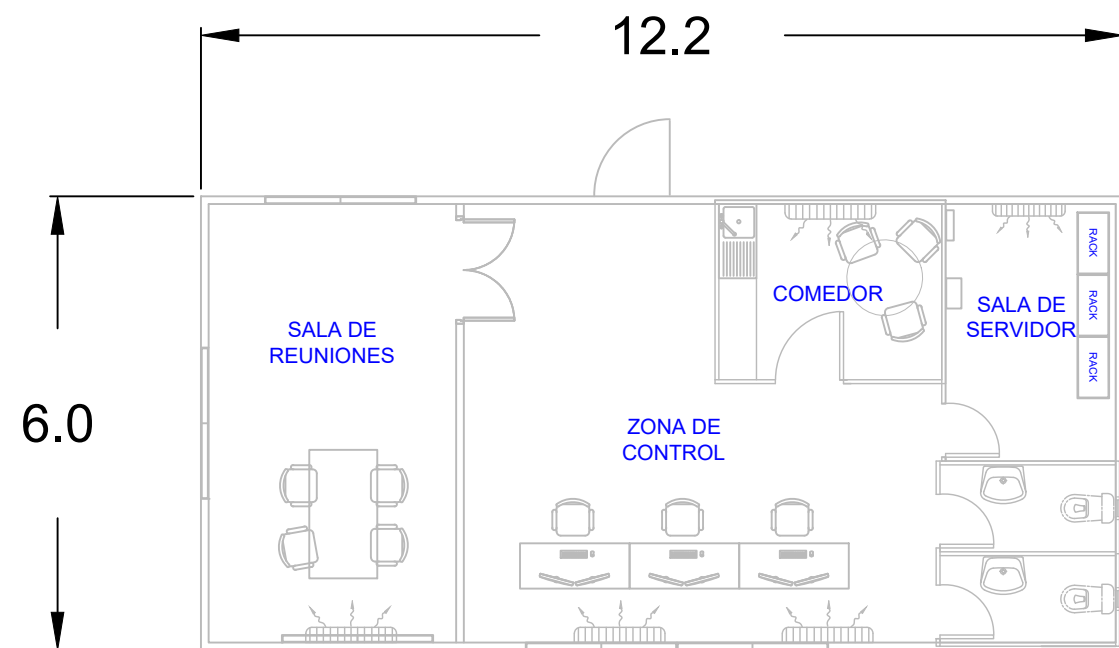
N° DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

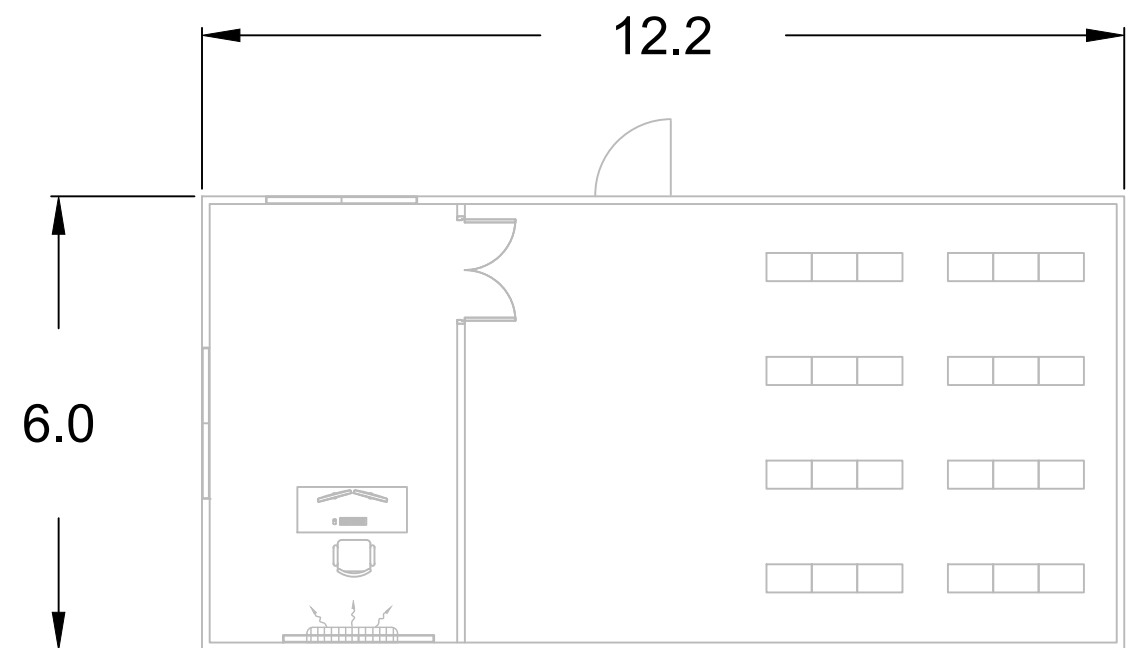
TÍTULO PLANO:

DETALLE SKID's MT

| | | | | | |
|-----------------------|----------------|---------------------|---------------------------|-------|-------|
| ESCALA: S/E | FORMATO: A3 | SUBC DWG N°: --- | DWG N°: D-04.10 | HOJA: | REV.: |
|-----------------------|----------------|---------------------|---------------------------|-------|-------|



SALA DE OFICINAS Y CONTROL



ALMACEN

| | | | | | | |
|------|------------|----------------------|----------|----------|----------|-------------------|
| 3 | | | | | | |
| 2 | | | | | | |
| 1 | | | | | | |
| 0 | 05/08/2020 | DOCUMENTO INICIAL | J.G. | A.S. | JL.L. | --- |
| REV. | FECHA | MOTIVO / DESCRIPCIÓN | DIBUJADO | REVISADO | APROBADO | PROYECTO ACEPTADO |



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Luis Lires Gonzalez

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

N° DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO: **EDIFICIOS AUXILIARES**

ESCALA: S/E

FORMATO: A3

SUBC DWG N°: ---

DWG N°: **D-05.10**

HOJA: REV.: