ANEJO 16: APROVISIONAMIENTO DE ENERGÍA Y ELECTRIFICACIÓN

INDICE:

1. ANTECEDENTES 1
2. OBJETO 1
3. MARCO NORMATIVO 1
4. ESTUDIO DE SOLUCIONES 4
5. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA 6
6. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 7
6. 1. DEMANDAS DE POTENCIA 8
6. 2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN 8
6.2.1. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS 8
6.2.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO PRINCIPAL 9
6.2.3. ARMARIOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN 10
6.2.4. SEGUIDOR SOLAR A UN EJE 12
6.2.5. CONDUCTORES 13
6.2.6. PUESTA A TIERRA 14
6.2.7. CANALIZACIONES 15
6.2.8. PROTECCIONES 15
6.2.9. CONVERTIDORES VECTORIALES 16
6.2.10. SISTEMA DE ALARMA 19
6.2.11. GENERADOR FOTOVOLTAICO ALIMENTACIÓN CONTROL DE SEGUIDOR 19
6.2.12. GENERADOR FOTOVOLTAICO ALIMENTACIÓN CONTROL DE BALSA 19
6.2.13. ACUMULADORES 19
6.2.14. REGULADOR DE CARGA 21
6.2.15. INVERSORES 21
7. CALCULOS JUSTIFICATIVOS 22
7. 1. ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO 22
7.1.1. DATOS METEOROLÓGICOS 24
7.1.2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA TEÓRICA 24

7.1.3. CÁLCULO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA REAL ESPERADA ... 25
7.1.4. RESULTADOS ... 28
7. 2. DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES ... 29
7. 3. CÁLCULO DE CONDUCTORES ... 30
7.3.1. CRITERIOS DE CÁLCULO ... 30
7.3.2. RESULTADOS ... 31

1. ANTECEDENTES

El proyecto de modernización del regadío en la Comunidad de Regantes de Castronuño contempla la construcción de una estación de bombeo y la instalación de nuevos equipos de bombeo.

El incremento de las tarifas eléctricas en los últimos años ha aumentado considerablemente el coste de bombeo por metro cúbico de agua. Por ello es importante la búsqueda de sistemas de abastecimiento de energía eficientes y renovables, como es el caso de la energía solar.

La reducción del coste de los sistemas de energía solar ha acercado la tecnología al medio rural, permitiendo producir y consumir energía limpia, renovable y de una fuente inagotable como es el sol.

La capacidad de conexión eléctrica a red en la estación de bombeo de Castronuño está limitada por la potencia concedida a la línea existente (600kW), insuficiente para alimentar a todos los grupos de bombeo, lo que hace muy interesante la alternativa solar.

2. OBJETO

El objeto del presente anejo es la definición de la ejecución, el diseño, descripción, justificación de las obras a ejecutar para la realización de las instalaciones de suministro de energía a la estación de bombeo. En concreto este anejo se centra en la planta de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica, con el fin de dotar de suministro eléctrico a dos bombas de impulsión de agua en la estación de bombeo de la Comunidad de Regantes de Castronuño, sirviendo como documento que permita la ejecución de las obras y la obtención de permisos, concesiones y trámites administrativos necesarios para su puesta en servicio.

El alcance del presente anejo es el diseño de un generador fotovoltaico integrado por un conjunto de módulos fotovoltaicos interconectados entre sí, con orientación adecuada, con seguidores solares para su optimización; la red de corriente continua desde dicho generador fotovoltaico hasta los convertidores vectoriales de alimentación eléctrica de los motores de las respectivas bombas; así como, los armarios de protección de toda la instalación.

3. MARCO NORMATIVO

Para la redacción del presente anejo se ha seguido la reglamentación y la normativa que a continuación se relaciona:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- 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 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.
- RD 444/1994 de 11 de marzo, y RD 1950/1995 de 1 de diciembre, sobre los procedimientos de evaluación de la conformidad y los requisitos de protección relativos a compatibilidad electromagnética de los equipos, sistemas e instalaciones
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de industria.
- Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos.
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales. Ley 31/95 (B. O. E. Nº 268 del 09-11-95).
- Real Decreto 1627/1997 Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción. (B. O. E. Nº 256 del 25-12-97).
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.
- Reglamento (UE) nº 305/2011 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el Reglamento Delegado (UE) 2016/364, las clases posibles de reacción al fuego de los cables eléctricos a nivel europeo.
- Comunicación de la Comisión 2015/C 226/04, traspuesta al derecho interno por la Resolución de 1 de septiembre de 2015 (BOE: 10/09/2015), se incluye la referencia a la norma armonizada EN 50575:2014 (UNE-EN 50575:2015) "Cables de energía, control y comunicación. Cables para aplicaciones generales en construcción sujetos a requisitos de reacción al fuego" y en la Comunicación de la Comisión 2016/C209/03, traspuesta al derecho interno por Resolución de

21 de junio de 2016 (BOE de29/06/2016), se publicó la referencia al Addendum 1 de dicha norma, lo cual implica la entrada en vigor del marcado CE en cuanto a los requisitos de comportamiento de reacción al fuego de los cables eléctricos.

- Directiva 89/336/CEE y 92/31/CEE relativas a la compatibilidad electromagnética.
- Directiva 2002/95/CE sobre restricciones a la utilización de determinadas sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos.
- Norma UNE 157701:Criterios generales para la elaboración de proyectos de instalaciones eléctricas de baja tensión
- Norma UNE 60909-0; Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna; Cálculo de corrientes.
- Norma UNE 21239-1; Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna; Factores para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna.
- Norma UNE 21239-2; Equipos eléctricos; Datos para el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Norma UNE 21239-4; Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna; Ejemplo para el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Norma UNE 21192-92; Cálculo de intensidades térmicamente admisibles.
- Norma UNE 21123; Prescripciones generales con emisión de humos y opacidad reducida
- UNE 20-460-94 Parte 5-523: Intensidades admisibles en los cables y conductores aislados.
- UNE 20-434-90: Sistema de designación de cables.
- UNE 20-435-90 Parte 2: Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones de 1 a 30kV.
- UNE 20-460-90 Parte 4-43: Instalaciones eléctricas en edificios. Protección contra las sobreintensidades.
- UNE 20-460-90 Parte 5-54: Instalaciones eléctricas en edificios. Puesta a tierra y conductores de protección.
- UNE-EN 60947-2: Aparamenta de baja tensión. Interruptores automáticos.
- Anexo B: Interruptores automáticos con protección incorporada por intensidad diferencial residual.
- UNE-EN60947-3: Aparamenta de baja tensión. Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores y combinados fusibles.
- UNE-EN 60269-1: Fusibles de baja tensión.

- UNE-EN 60898: Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobreintensidades.
- Recomendaciones UNESA.
- Normas CEI (Comisión Electrotécnica internacional)

4. ESTUDIO DE SOLUCIONES

Las opciones estudiadas para alimentar de energía el nuevo sistema de riego en la Comunidad de Regantes de Castronuño son las siguientes:

- Instalación conectada a la red de Distribución de Compañía, con capacidad para cubrir la demanda de energía en los periodos de mayor consumo, durante los periodos tarifarios reducidos. Implica la modernización de la infraestructura eléctrica de la Compañía Distribuidora, así como mantener el coste de disponibilidad energética o término de energía durante todo el año por la potencia contratada. Esta solución presenta las siguientes ventajas e inconvenientes:

  ✓ Se garantiza la disponibilidad y funcionamiento de las bombas durante toda la campaña, independientemente de la demanda.

  - Se requiere la dotación de nuevos terrenos para la Comunidad de Regantes, al no haber espacio en la ubicación actual.
  - Elevado coste en mejorar la infraestructura eléctrica (nueva línea y subestación).
  - Elevado coste de mantenimiento de la disponibilidad eléctrica o término de potencia.
  - Coste de la energía supeditado a continuos cambios e incrementos.
  - Huella de carbono con índices elevados.

- Instalación de bombeo solar directo en autoconsumo, con capacidad suficiente para abastecer todos los equipos de consumo energético que conforman el sistema de riego – con el apoyo de balsa de acumulación, sin acumuladores-. Esta solución presenta las siguientes ventajas e inconvenientes:

  ✓ Se consigue alimentar los equipos con energía renovable, favoreciendo la sostenibilidad del entorno.

  ✓ Se garantiza el coste energético del agua de riego durante los próximos 25 años.

  - No se garantiza el suministro de agua al sistema del 100% ya que depende de la oferta solar disponible durante la campaña de riego.
  - Se requiere dotación de nuevos terrenos para la Comunidad de Regantes, donde se ubicará el generador solar.
  - Se requiere sobredimensionar el campo solar generador de forma que pueda funcionar incluso en condiciones de radiación reducida, por lo que en nuestro caso debería tener una potencia superior a 1.500Kwp.

- Requiere una elevada inversión.
- Requiere un sistema de gestión más complejo y menos desarrollado en el mercado.
- El generador solar tiene otros costes de mantenimiento.

• Sistema mixto, con bombeo solar en autoconsumo aislado y con instalación conectada a la red de distribución. Con este sistema se pretende reducir los costes de la energía eléctrica sustituyendo parte de la energía de red por energía solar en la medida de lo posible – con el apoyo de balsa de acumulación-, aportando agua al sistema con los equipos de bombeo conectados a la red eléctrica en caso de ser necesarios.

Esta solución presenta las siguientes ventajas e inconvenientes:

- ✓ La instalación solar se diseña para conseguir la mayor cobertura de uso posible, sin necesidad de sobredimensionarla para el uso puntual de la máxima demanda de riego. De esta forma, se reduce considerablemente la inversión.
- ✓ Se reduce el tamaño de las instalaciones de suministro de energía de red. Tampoco se requiere la modernización y mejora de la infraestructura de la Compañía Eléctrica. Todo ello supone un ahorro considerable de inversión.
- ✓ Se consigue alimentar los equipos en buena medida con energía renovable, favoreciendo la sostenibilidad del entorno.
- ✓ Se garantiza en gran medida el coste energético del agua de riego durante los próximos años.

- Se requiere dotación de nuevos terrenos para la Comunidad de Regantes, donde se ubicará el generador solar.
- Parte del coste de la energía supeditado a cambios regulatorios.
- Requiere un sistema de gestión más complejo y menos desarrollado en el mercado.
- El generador solar tiene otros costes de mantenimiento.

Solución adoptada:

En base a las anteriores posibilidades de alimentación energética, se elige la opción tercera. Se pretende adoptar una solución global que incorpore las últimas mejoras sobre el control de equipos convencionales de bombeo, mejorando su eficiencia, y aprovechando al máximo la energía solar disponible en cada momento, a coste cero. La instalación solar se dimensionará para cubrir el 100% del consumo eléctrico de dos de las bombas del sistema de bombeo, funcionando desconectadas de la red eléctrica de la Compañía Distribuidora de Energía, de forma aislada al 100%.

Para garantizar las necesidades de bombeo de agua se incorporarán otras dos bombas de servicio, más una de reserva, conectadas a la red eléctrica. De esta forma ambos sistemas aportarán agua a la red de riego, consumiendo la

energía disponible del sol y complementando con la energía de la red en los periodos de mayor demanda de agua. Este sistema garantiza la disponibilidad del agua en la red de riego con independencia de la oferta solar, en caso de ser necesario o por cualquier circunstancia sobrevenida.

Mejoras del sistema de riego: en cualquier caso, se ha contemplado la incorporación al sistema de riego de una balsa de acumulación de agua que permita por una parte la regulación de la demanda de riego y por otra su uso como "batería" del sistema de bombeo solar, pudiendo activarse éste aunque no exista demanda de agua, para su posterior aprovechamiento. Con el aprovechamiento de la balsa de acumulación mejora la cobertura de funcionamiento del sistema solar y permite la utilización del sistema conectado a red sólo en periodos tarifarios favorables.

Expuesto lo anterior, se diseña por tanto, además de un sistema de bombeo convencional conectado a la red eléctrica, un sistema de "bombeo solar con generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico en régimen aislado y acumulación de agua en balsa elevada".

La balsa de acumulación mejora el sistema en lo siguiente:

- ✓ Permite dimensionar el campo solar con menos potencia de captación que una instalación de bombeo solar directo y por tanto reduce la inversión.
- ✓ Mejora el rendimiento del generador fotovoltaico al poder funcionar a pleno rendimiento siempre que haya oferta solar y la balsa no esté llena.
- ✓ Permite la utilización de las bombas conectadas a red en periodos tarifarios más bajos, independientemente de la demanda de riego.
- ✓ Genera una cobertura de las necesidades de riego ante un paso de nube o de otra contingencia sobrevenida.
- ✓ Independiza, en cierta medida, el consumo de riego del bombeo.
- ✓ Minimiza el coste del agua bombeada.

5. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

La Estación de Bombeo constará de 5 bombas de 250 KW de potencia nominal, dos de las cuales serán alimentadas con energía solar de forma directa mediante convertidores vectoriales solares y funcionamiento continuo con arranque y parada en cascada en función de la radiación solar que incida sobre el campo fotovoltaico. Las otras tres bombas estarán conectadas a la red eléctrica de distribución. Las alimentadas con solar fotovoltaica estarán conectadas al generador fotovoltaico y serán de funcionamiento prioritario, para aprovechar al máximo la energía solar disponible. El resto de bombas serán activadas en función de las necesidades de consumo y reserva acumulada de agua.

La balsa servirá como "batería" o "acumulador de agua", permitiendo al sistema bombear agua y dejarlo en reserva cuando exista "oferta solar", aunque no

exista demanda en la red de riego. De la misma forma se podrá utilizar el agua acumulada en la balsa para el riego, aunque el sistema de bombeo solar no esté en funcionamiento o no exista oferta solar.

Por lo tanto, el sistema de riego diseñado requiere de dos tecnologías de aprovisionamiento de energía, que serán las siguientes:

- Instalación solar fotovoltaica; con capacidad generadora suficiente para alimentar de forma directa tanto a los equipos de bombeo descritos como a los sistemas complementarios que lo requieran.
- Instalación de suministro de energía mediante la conexión a la red eléctrica. Esta tecnología requiere de las siguientes infraestructuras:
    - Infraestructura necesaria para la conexión de los equipos eléctricos de la estación de bombeo con la red de distribución en media tensión de la Compañia Eléctrica. Incluye la línea en media tensión que conecta la red de la compañía con el transformador a baja tensión y sus protecciones, que se ubicarán en un prefabricado de hormigón junto a la estación de bombeo.
    - Infraestructura necesaria para la conexión y alimentación de los equipos en la red de baja tensión de la estación de bombeo, conectando ésta con el centro de transformación, así como las protecciones y cuadros de potencia que se ubicarán en el interior de la estación de bombeo.

6. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

La instalación fotovoltaica se distribuirá en los siguientes subsistemas generadores:

- Un generador solar dotado de seguidores solares a un eje horizontal que alimentará los convertidores vectoriales en corriente continua (CC) para el accionamiento de las bombas 1 y 2 constituido por 1.296 módulos solares de 440Wp instalados sobre 27 seguidores solares a un eje. Ocupará una superficie total de 13.775,11 m2 y se ubicará en las parcelas de secano 51 y 52 del polígono 2 de Castronuño (Valladolid), entre 674 y 669 m de altitud sobre el nivel del mar.
- Sistema fotovoltaico autónomo para abastecer el filtro en carga, iluminación, válvulas motorizadas, autómata de control y sensores, ubicado todo ello en la caseta de la balsa y constituido por un generador solar de 4 módulos fotovoltaicos, subsistema de acumulación con regulador de carga e inversor.
- Sistema fotovoltaico autónomo para abastecer la iluminación y el control del seguidor solar ubicado en el campo solar, y constituido por un generador solar de 4 módulos fotovoltaicos, subsistema de acumulación con regulador de carga e inversor.

6. 1. DEMANDAS DE POTENCIA

A continuación, se enumeran las cargas de la instalación proyectada, que se han tenido en cuenta para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica y para los sistemas autónomos de energía.

La potencia instalada se calcula considerando las potencias nominales de los receptores, que a continuación se relacionan:

	P. (kW)	Cantidad	Subtotal	Coef. Utilización	Coef. Simultaneidad	P. TOTAL	Factor Pot.	Pot. kVA
BOMBA 1	184	1	184	1	1	184	0,99	182,16
BOMBA 2	184	1	184	1	1	184	0,99	182,16
Iluminacion interior	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
Iluminación exterior	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
Motorización valvula DN600	0,75	1	0,75	1	1	0,75	1	0,75
Motorización valvula DN400	0,75	1	0,75	1	1	0,75	1	0,75
Filtro de limpieza	0,6	1	0,6	1	1	0,6	1	0,6
Toma de corriente PLC	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
1 Enchufe herramientas	2	1	2	1	1	2	1	2
Módulo de control seguidor	0,4	1	0,4	1	1	0,4	1	0,4
		Total	552			372,8		369,12

La energía necesaria para la alimentación de las bombas se obtiene del campo solar y el resto de consumos serán alimentados por los dos sistemas fotovoltaicos autónomos diseñados para tal fin.

6. 2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

6.2.1. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Se instalarán módulos solares fotovoltaicos de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 440 W, con 144 medias células de 166x83 mm, vidrio exterior templado de 32 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de poli fluoruro de vinilo, poliéster y policloruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, con las siguientes características:

<u>Especificaciones Eléctricas</u>

Módulo Tipo SHARP NU-JD440 o equivalente

Potencia máxima (Pmáx.) 440 Wp

Corriente máxima de potencia (Imp.) 10,68 A

Apertura de circuito de voltaje (Voc.) 49,77 V

Corriente de Cortocircuito (Isc.) 11,49 A

Eficiencia modular STC (%) 19.9 %

Temperatura de funcionamiento (º C) -40º C - +85º C

Voltaje máximo del sistema 1500 VDC (IEC)

Máxima potencia de fusibles en serie 15 A

Coeficiente de temperatura de Potencia máxima (Pmáx.) -0,39% / ºC

Coeficiente de temperatura de Apertura de circuito de voltaje (Voc.) -0,32% / ºC

Coeficiente de temperatura de Corriente de Cortocircuito (Isc.) 0,05% / ºC

Temperatura nominal de funcionamiento de celda (NOCT.)

45º ±2ºC

Características Mecánicas

Tipo de celda Monocristal 166x83 mm
Dimensiones 2108x1048x40 mm.

Nº de medias Celdas 144 (6x24)

Peso 25,5 Kg

Marco Aleación anodizado

Caja de conexiones IP 67

Cables de salida 1x4 mm² L=1670 mm

6.2.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO PRINCIPAL

El generador fotovoltaico estará constituido por 1.296 módulos solares interconectados y soportados sobre 27 seguidores solares de eje horizontal.

Mediante el movimiento del seguidor solar los módulos fotovoltaicos seguirán al sol de forma automática entre las posiciones Este (amanecer) y Oeste (atardecer), por tanto la orientación del eje longitudinal del seguidor será Norte-sur.

El seguidor solar estará constituido por perfilería de acero galvanizado en caliente de alta resistencia diseñada para soportar, con los módulos montados, las sobrecargas de viento y nieve. Dichos perfiles estructurales serán de acero, con una calidad mínima de S235-275JR.

Estas estructuras móviles, en adelante denominados "Trackers", soportan los módulos solares que conforman las ramas fotovoltaicas y estarán constituidas por perfiles mono-poste, ejes y correas de acero galvanizado en caliente capaces de soportar hasta 48 módulos cada uno. Estarán anclados al terreno mediante micro pilotes de hormigón. La tornillería empleada para anclar los módulos a los perfiles del seguidor será de acero inoxidable calidad A2 clase 70.

Los módulos solares se interconectarán a través de armarios de conexión, los cuales cuentan con los elementos de protección y de corte necesarios para mantener la seguridad y posibilitar las labores de mantenimiento.

Eléctricamente los módulos solares se conectan en serie para aumentar la tensión de funcionamiento, formando lo que se denominan "ramas solares". Cada rama de la instalación estará compuesta por 16 módulos solares conectados eléctricamente en serie. De esta forma cada seguidor de 48

módulos solares contendrá 3 ramas eléctricas. La instalación estará compuesta por 81 ramas solares.

Por tanto, el generador fotovoltaico de la instalación estará formado por 81 ramas en paralelo con 16 módulos conectados en serie, de manera que conseguiremos una potencia pico total en el campo que alimentará las bombas principales de 570.240 Wp. Al disponer de 16 módulos en serie tendremos una tensión de circuito abierto en cada rama de 796.32 Vcc y una tensión e intensidad de máxima potencia respectivamente de 659.2Vcc y 10,68 A. Al tener 81 ramas en paralelo la corriente de cortocircuito del sistema será de 930,5 A y la corriente a máxima potencia será de 865,08 A.

Las ramas solares se irán agrupando en paralelo en 4 armarios de primer nivel de protección y seccionamiento ubicados en el campo solar, denominados tipo "CC" de acuerdo con los esquemas de conexión. Cada uno de estos cuadros se conectará mediante una línea eléctrica en corriente continua con la estación de bombeo, y volcarán toda la energía en un armario de embarrado de segundo nivel general denominado tipo"CG" que agrupará la totalidad de la energía del campo solar. Desde este armario general de embarrado tipo "CG" se repartirá la energía a los equipos de consumo a través de 2 armarios de distribución tipo "CD", uno para cada uno de los convertidores vectoriales. Estos armarios tipo "CD" dispondrán de los elementos de protección necesarios y desde estos se podrá hacer el seccionamiento de la alimentación solar a cada uno de los 2 convertidores vectoriales de forma independiente.

6.2.3. ARMARIOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN

La instalación dispondrá de los siguientes elementos de protección:

- Armario tipo "CC" de seccionamiento y protección, ubicado en el campo solar, en armario de poliéster (Clase IP65 Protección II) para unificación de circuitos de corriente continua desde seguidores solares, equipado con hasta 48 fusibles de línea 10x38, descargador de sobretensiones, interruptor general de corte en carga de 400 A, fusibles de salida de línea de 400A, sistema de toma de tierras, incluso soporte fijación a estructura metálica. Se instalarán 4 armarios de conexión y protección tipo "CC".

Los armarios de conexión tipo "CC" de seccionamiento y protección, tendrán las siguientes características:

- Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos.
- Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10.
- Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvánico.
- Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16.
- Bases portafusibles cilíndricas 10 x 38 mm, intensidad asignada 16 A.
- Unidades fusibles cilíndrico gPV en polo positivo y en polo negativo

- Fusibles 16 A.
- Poder de Corte 10 kA.
- Seccionador de corte en carga In = 400A.
- Descargadores de tensión multipolar, Vmax= 1.000 V, Clase I + II.
- Bases para fusibles NH000 y NH00 CC tipo cuchilla.
- Unidades fusibles 400 Amp, NH000 y NH00 gPV en polo positivo y negativo, poder de Corte 10 kA.
- Todos los elementos no metálicos, tales como regletas de bornas, canales de cables, abrazaderas, terminales, etc., deberán ser de material no higroscópico y no propagador de la llama.
- Asimismo, tanto el cuadro, como cada nivel de tensión, dispondrán de su rótulo correspondiente.
- En los armarios, una vez realizado el cableado externo, se taparán los huecos con lana de roca taponando lo mejor posible el hueco de paso de cables.

• Armario de conexión tipo "CG" de unificación de líneas, ubicado en la estación de bombeo, en armario de poliéster (Clase IP65 Protección II) para unificación de circuitos de corriente continua desde los armarios tipo "CC", equipado con un embarrado perforado para la conexión de las líneas de entrada y salida de cada polo positivo/negativo y preparado para aguantar una intensidad máxima de 1500 A. Dispondrá de una pantalla transparente de policarbonato plástico y sistema de toma de tierras y soporte. Se instalará 1 armario de conexión tipo "CG" que alimentarán a los 2 armarios tipo "CD".

• Armario de conexión tipo "CD" de distribución y conexión, ubicado junto a los convertidores vectoriales, en armario de poliéster (Clase IP65 Protección II) para la distribución de energía desde el armario general "CG" de circuitos de corriente continua hasta los convertidores, equipado con un embarrado perforado para la conexión de las líneas de entrada y salida de cada polo positivo/negativo y preparado para aguantar una intensidad máxima de 600 A. Dispondrá de una pantalla transparente de policarbonato plástico y sistema de toma de tierras y soporte. Se instalarán 2 armarios de conexión tipo "CD" y cada uno de ellos alimentará un convertidor vectorial, con las siguientes características:

- Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos.
- Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10.
- Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvánico.
- Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16.

- Compartimentos debidamente protegidos frente a contactos indirectos, con señal correspondiente de riesgo eléctrico, e identificación correcta de cada polo.
- Seccionador de corte en carga In = 600A.
- Bases para fusibles NH000 y NH00 CC tipo cuchilla.
- Unidades fusibles 400 Amp, NH000 y NH00 gPV en polo positivo y negativo, poder de Corte 10 kA.
- Todos los elementos no metálicos, tales como regletas de bornas, canales de cables, abrazaderas, terminales, etc., deberán ser de material no higroscópico y no propagador de la llama.
- Asimismo, tanto el cuadro, como cada nivel de tensión, dispondrán de su rótulo correspondiente.
- En los cuadros, una vez realizado el cableado externo, se taparán los huecos con lana de roca taponando lo mejor posible el hueco de paso de cables.

6.2.4. SEGUIDOR SOLAR A UN EJE

El seguidor solar es el encargado de fijar los módulos solares al suelo y orientarlos a la posición de máxima radiación.

El tipo de seguidor que se empleará en este caso será un seguidor solar a un eje horizontal formado por 6 pilares tipo "C" de acero galvanizado en los cuales se fija un cabezal tipo casquillo donde ira montado el eje cilíndrico de giro principal sobre el que rotan todos los módulos solares. Dichos pilares van alineados y repartidos 3 a 3 a cada lado del pilar motor tipo HBE. El pilar motor va ubicado en el centro del seguidor y lleva instalado el conjunto motor- sinfín que acciona todo el eje cilíndrico de giro principal. Dicho motor es alimentado desde una unidad de "control y alimentación" autónoma, incorporada a cada seguidor y funciona sin suministro eléctrico adicional. Los módulos solares se fijan al tubo principal de giro mediante unos perfiles en omega a través de tornillería de acero inoxidable. La capacidad portante máxima de este seguidor es de 48 módulos y los ángulos máximos de seguimiento van de -55º a 55º.

Cada uno de los seguidores o trakers dispone de un motor independiente, aunque el posicionamiento se gestiona desde un cuadro de control centralizado que comunica con cada uno de ellos a través de una red wifi interna, de este modo todos los seguidores se posicionan con el mismo ángulo, siguiendo un calendario estacional.

El sistema de seguimiento incorpora un equipo de control ubicado en un poste con sensor para medición del viento y de nivel de nieve, que garantiza que los seguidores se dirijan a la posición de defensa en caso de que se superen los valores establecidos de viento y que puedan realizar un volcado de la nieve siempre que no exista riesgo por viento.

MODELO	Trac Smart
Tipo de seguimiento	Seguidor a un eje horizontal
Angulo máximo	+-55º
Configuración de módulos	48 módulos 1V
Dimensiones generales	3 m E - O , 40m N - S
Potencia nominal	21,120KW
Altura del seguidor	1,4 m
Longitud pilar máxima desde suelo	1,6/1,4
Número de pilares	7
Materiales	Acero galvanizado en caliente
Tipo de actuador	Tornillo sinfín
Tipo de motor	24Vcc/150W
Máxima pendiente del terreno	12% N - S
Sistema de protección frente a viento	Posicionamiento en bandera
Tiempo para posición de defensa	4 minutos

6.2.5. CONDUCTORES

El cable a utilizar en el sistema CC desde la salida de módulos hasta los convertidores vectoriales de alimentación a las bombas se calcula de forma que la caída de tensión no sea superior al 1,5 - 3,5%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de CC.

En el tramo que transcurre en el campo generador fotovoltaico, se realizará la recogida aérea de los cables RV-K 0,6/1 kV, procedentes de las distintas ramas fotovoltaicas a través de la perfilería del propio seguidor solar hasta llegar a los cuadros tipo "CC" (cuadros de seccionamiento, agrupamiento y protección primaria) pasando en algunos casos por la correspondiente zanja, donde se realizará un paso de aéreo a subterráneo con canalización bajo tubo independiente corrugado de doble capa de PE de 63 mm de diámetro. La profundidad de las zanjas será de 0,6 m, las cuales dispondrán de una anchura mínima de 0,4 m.

En el tramo que transcurre desde los armarios de seccionamiento, agrupamiento y protección primaria del campo generador fotovoltaico, denominados cuadros tipo "CC", hasta el cuadro general tipo "CG" (armarios de seccionamiento, agrupamiento y protección general) ubicado en la "sala eléctrica" de la Estación de Bombeo, se realizará con cables RV AL y discurrirán en zanja directamente enterrados sobre cama de arena. La profundidad de las zanjas será de 1 m, las cuales dispondrán de una anchura mínima de 0,6 m.

Por último, los tramos que transcurren desde el cuadro general tipo "CG" de seccionamiento, agrupamiento y protección general y los cuadros que distribuyen la energía a los convertidores, denominados tipo "CD", así como la conexión con los convertidores, todos ellos ubicados en la Sala de eléctrica de la E.B., se emplearán cables de tipo RV-K 0,6/1 kV y circularán sobre bandeja de rejilla metálica de 200mm de ancho que irá fijada a la pared de la sala o bajo el suelo técnico.

6.2.6. PUESTA A TIERRA

El sistema eléctrico de CC de los módulos fotovoltaicos es un sistema diseñado para funcionar en el modo de aislamiento bipolar, (flotante en CC) es decir que ninguno de sus dos polos estará conectado a tierra. De acuerdo con esto, todos sus componentes están diseñados y construidos con un grado de protección clase II en todo el sistema de CC: cableados y módulos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masa o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el armario eléctrico tipo "CD", asociado al correspondiente convertidor vectorial de cada bomba, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.
- Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El convertidor vectorial de cada bomba detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.
- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, conductores y cajas de conexión.

Las cajas de conexión y armarios de agrupación, protección y seccionamiento contarán con cierres manuales y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico y de numeración en función de la agrupación fotovoltaica a la que pertenezca.

El sistema de tierras asegurará que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superarán los valores establecidos en la normativa estatal vigente.

En cada rama, los 16 módulos fotovoltaicos se encuentran puestos a tierra a través de la propia estructura soporte del seguidor solar, formando una red equipotencial con la estructura de soporte de módulos fotovoltaicos, constituida por cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección, picas de tierra de acero cobrizado de 2 m de longitud y 18 mm de diámetro.

Los diferentes armarios tipo"CC" se encuentran puestos a tierra mediante cable de cobre aislado, con una sección de 16 mm2, unidos a la estructura soporte del propio armario eléctrico y conectada a pica de tierra de acero cobrizado de 2 m de longitud y 18mm de diametro.

Los armarios tipo "CG" y "CD" se encontrarán puestos a tierra mediante cable aislado, con una sección de 35 mm2 unidos a la estructura soporte del propio cuadro eléctrico. En caso de realizarse las medidas reglamentarias del sistema de puesta a tierra y no obtenerse los valores establecidos en la normativa vigente, se procederá a instalar picas de tierra de Cu de 2,5 m de longitud hasta la obtención de los resultados reglamentarios.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deberán ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,80 m.

6.2.7. CANALIZACIONES

Desde los seguidores solares hasta el cuadro eléctrico tipo "CC" correspondiente, las líneas de corriente continua discurrirán enterradas bajo tubo tipo Decaplast de 63mm. Un tubo para cada seguidor.

Los sistemas de instalación se realizarán conforme a lo estipulado en la norma UNE-HD 60.364-5-52 y enumerados en la tabla A.52.3 de la misma, en la que se describen los métodos de instalación y las características eléctricas y mecánicas de cada uno de ellos.

Todas las canalizaciones por donde discurrirán los conductores serán fijas.

Tanto los conductores de energía eléctrica, como los de señales e informáticos para automatización, discurrirán por bandejas portacables de rejilla, fabricadas con varillas electrosoldada de acero al carbono dotadas de borde de seguridad, certificado de ensayo de resistencia al fuego E90, según DIN 4102-12, marcado N de AENOR, y acabado anticorrosión Galvanizado en Caliente según UNEEN-ISO 1461-99, con espesor medio de la capa protectora de 70 micras, ancladas mediante soportes omega o reforzados. Todo ello acorde con la norma UNE-EN-61537 según Marcado N de AENOR.

A fin de evitar interferencias, los conductores de suministro de energía eléctrica y los conductores de control y datos discurrirán por canalizaciones exclusivas.

Como protección mecánica de los conductores, en aquellos emplazamientos que se prevea el deterioro por agentes mecánicos de los mismos, las bandejas portacables de rejilla metálica estarán dotadas de tapa metálica de protección.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de los paramentos que delimitan el local donde se ubican las instalaciones.

6.2.8. PROTECCIONES

Todo el campo solar y la instalación de CC quedarán protegidos eléctricamente mediante los equipos y dispositivos descritos anteriormente. Los convertidores

vectoriales deben venir equipados con elementos y sistemas de protección que garanticen la seguridad y el funcionamiento adecuado de los motores, alimentados en corriente alterna desde el convertidor. Estos sistemas, dispositivos o funciones deben garantizar las siguientes protecciones:

A.) SOBREINTENSIDADES

El circuito de alimentación a motor estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Las sobreintensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas debidas al motor o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas eléctricas atmosféricas

B.) PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. En este caso el convertidor vectorial realizará la protección magnetotérmica limitando la sobrecarga de salida al motor y garantizando el funcionamiento adecuado. En caso de detectar sobrecarga en una o en todas las fases deberá detener el funcionamiento y alimentación eléctrica del motor.

C.) PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS

El variador incorporará una función de detección de cortocircuito, analizando la diferencia de consumo entre fases, y fijando un límite a la corriente de consumo, de forma que se dispondrá de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión.

6.2.9. CONVERTIDORES VECTORIALES

Se instalarán dos convertidores vectoriales, conectados al sistema fotovoltaico compartido. Con el sistema de campo solar compartido se obtiene más rendimiento del campo solar cuando la energía disponible no es capaz de mantener en funcionamiento los dos motores de las bombas.

El convertidor vectorial de cada una de los motores estará alimentando únicamente de corriente continua CC. La tensión de consumo en corriente alterna CA impone la tensión de corriente CC y por tanto la tensión MPPt. Tratar de ajustar el punto de máxima potencia del sistema FV a esa tensión dependerá del número de paneles en serie. El número de paneles en paralelo se determinará en función de la potencia de la bomba. En el caso que nos ocupa todo el campo solar compartirá la energía con los 2 convertidores vectoriales con programación específica para funcionamiento solar.

El convertidor vectorial de cada bomba transformará la energía generada en el campo solar en corriente continua CC en energía en corriente alterna CA y frecuencia y tensión variables, con la potencia mínima para arrancar y acelerar la bomba. Esta potencia de arranque depende de las curvas hidráulicas de la bomba y el sistema. Una simulación del sistema le permitirá determinar la frecuencia mínima que asegura el mínimo caudal de operación de la bomba. Al mismo tiempo el rango de frecuencia determina el mínimo umbral de potencia y el dimensionamiento del generador solar fotovoltaico FV.

Con el algoritmo de búsqueda dinámica de MPPt desarrollado, el sistema busca automáticamente el punto de potencia máxima, por tanto, el generador FV siempre entrega la máxima energía disponible, independientemente de si es verano o invierno, así como de la intensidad de radiación.

Los convertidores vectoriales dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Además, cada variador incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del variador.
- Pulsador de emergencia.
- Posibilidad de desconexión.
- Incorporará una pantalla LCD en el frontal con indicación de estado de funcionamiento y mensajes de error.
- Incorporará un datalogger al que se podrá acceder desde un PC en modo local/remoto y también in-situ desde el frontal del variador de frecuencia a través de un teclado.
- Comunicación local a través de protocolo Modbus TCP.
- Comunicación remota vía Ethernet.

Los convertidores vectoriales a instalar serán de marcas de reconocido prestigio tipo Power Electronics Serie 700 o equivalentes para bombas de 250 KW, cumpliendo las siguientes características técnicas:

ENTRADA	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
SALIDA	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
CONDICIONES AMBIENTALES	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
PROTECCIONES	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
ENTRADAS / SALIDAS	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]
	[illegible]	[illegible]

6.2.10. SISTEMA DE ALARMA

Se dotará a la instalación solar de un sistema anti-intrusión ejecutado mediante videovigilancia y detección de presencia.

6.2.11. GENERADOR FOTOVOLTAICO ALIMENTACIÓN CONTROL DE SEGUIDOR

Para la alimentación del control del seguidor, iluminación y comunicaciones en el campo solar se plantea la instalación de un pequeño sistema de autoconsumo solar aislado. Para ello se necesita un generador fotovoltaico formado por 4 módulos solares tipo SHARP NU-JD440 o equivalente con las mismas características que el generador fotovoltaico principal. Para anclar los paneles solares al suelo se empleará una estructura monolítica en forma triangular de hormigón con el suficiente arriostramiento para evitar el vuelco frente a rachas de viento. Para ello se emplearán estructuras del tipo Solarblock con 30º de inclinación y orientación sur. Se instalarán acumuladores de energía, un regulador de carga para los mismos y un inversor de corriente continua CC en corriente alterna CA, que se definirán a continuación.

6.2.12. GENERADOR FOTOVOLTAICO ALIMENTACIÓN CONTROL DE BALSA

Para la alimentación del control de balsa, filtro, válvulas motorizadas e iluminación en caseta se proyecta la instalación de un pequeño sistema de autoconsumo solar aislado, para ello se necesita un generador fotovoltaico formado por 8 módulos solares de tipo SHARP NU-JD440 con las mismas características que el generador fotovoltaico principal. En este caso los paneles solares se fijarán a la cubierta de la caseta de balsa, para dicha fijación se emplearán soportes del tipo Renusol MS+P para fijación en chapa sándwich.

6.2.13. ACUMULADORES

En cada uno de los dos sistemas de autoconsumo se instalarán baterías estacionarias OPzS fabricadas según norma DIN 40736, EN 60896, EN 61427 y IEC 896-1. Baterías tubulares de plomo abierto, material exterior de plástico, resistente al impacto, translucido, lo que facilita la supervisión del nivel de electrolito, separadores en material micro-poroso, conectores entre terminales aislados, 213 Ah C10 - 200 C100; 3.000 ciclos de descarga, para formación de sistema a 24 V, tipo Hoppecke 4 OPZS 200 o equivalente, de las siguientes características técnicas:

- Electrodo positivo: Placa Tubular con baja aleación de antimonio (<2%)
- Electrodo negativo: Placa plana con expansor de larga duración.
- Separación: Separador microporoso
- Electrólito: Ácido sulfúrico peso específico de 1,24 g/cm3
- Recipiente: Alta resistencia a impactos, material transparente san
- Tapa: Abs (san) * en color gris

- Tapones: Tapones cerámicos según norma DIN 40740
- Polos sellados: 100% hermético. evita fugas de gas y electrolito
- Conector: Cable de cobre aislado flexible con sección transversal de 120 mm2
- Tipo de protección: Ip 25 respecto a la norma DIN 40050, contacto protegido según vbg4 Carga:
  - Iu – características: Imax sin límite
  - Carga de flotación: U = 2,23 v / celda ± 1%, entre 10°c y 30°c
  - Δu/Δt = -0,004 v/k por debajo de 10°c de promedio mensual
  - Carga inicial: u = 2,35 a 2,40 v / celda, tiempo limitado
- Características:
  - Temperatura de referencia: 20°C en el C10 (1,80 V / celda) y 25°C en C100 (1,85 V /celda)
  - Capacidad inicial: 100 %
  - Intensidad de descarga: Normalmente hasta el 80%.Más del 80% POD o descargas más allá de las tensiones de descarga final (independientes de la corriente de descarga) tienen que ser evitadas
- Datos operativos:
  - Vida útil: Hasta 20 años (18 años) a 20°C
  - Intervalo entre relleno de agua: Más de 2 años a 20°C
  - Ciclos IEC 896-1: 1500 (1200)
  - Auto descarga: Aprox. 2% meses a 20°C
  - Temperatura operativa: -20°C a 55°C , 10°C a 30°C
  - Requisitos de ventilación: F1 = 0,5 (aleación de bajo antimonio) según EN 50272-2 o Medidas de conformidad: DIN 40 737 parte 1
  - Pruebas de conformidad: IEC 896-1
  - Normas de seguridad: VDE 0510 parte 2 y EN 50272-2

Tipo de celda	Voltaje (V)	Dimensiones (mm)	Peso (Kg)	Cnom (Ah) Uf= 1,80V a 20ºC	C10 (Ah) Uf= 1,80V a 20ºC
4 OPZS 200	2	105x208x420	4,5	200	213

6.2.14. REGULADOR DE CARGA

El control de carga de las baterías en cada uno de los sistemas de autoconsumo se realizará mediante un regulador MPPT tipo Victron 150/100, y con las siguientes características.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/100 VE.Can
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 /48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)			
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	5800W
Corriente de cortocircuito máxima FV 2)	50A	50A	50A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo			
Eficacia máxima	98%			
Autoconsumo	10 mA			30 mA
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (ajustable)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (ajustable)			
Algoritmo de carga	variable multietapas			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos y on- off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web) 150/100 solamente: VE.Can			
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado) 150/100: máximo 25 unidades			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35 mm²/AWG2 (modelos Tr), Dos conjuntos de conectores MC4			
Bornes de batería	35 mm² / AWG2			
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3kg			
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95mm			Solo Tr 216 x 295 x 103
ESTÁNDARES				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada.
1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador.
Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)

6.2.15. INVERSORES

En cada sistema de autoconsumo, para transformar la energía de las baterías a corriente alterna emplearemos un inversor monofásico de tensión nominal 24Vcc, potencia máxima a 25ºC de 3000VA (2400W), potencia pico: 6.000W, eficacia máxima 96%, voltaje salida 230 Vac, frecuencia salida 50Hz, tipo de onda senoidal pura, del tipo Victron Phoenix equivalente, de las siguientes características técnicas:

Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en Trifásico	S í				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25ºC (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25ºC (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida 40ºC (W)	900	1200	1450	2200	3700
Potencia cont. de salida 65ºC (W)	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 / 48V (%)	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a – g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remote	Sí				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375 x 214 x 110		520 x 255 x 125	362 x 258 x 218	444 x 328 x 240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	

1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V.
2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1
3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure)
Capacidad nominal CA 230V / 4A
Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC

4) Protección:
a) Cortocircuito de salida
b) Sobrecarga
c) Tensión de la batería demasiado alta
d) Tensión de la batería demasiado baja
e) Temperatura demasiado alta
f) 230 V CA en la salida del inversor
g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta

7. CALCULOS JUSTIFICATIVOS

7. 1. ESTUDIO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Una vez conocida la potencia continua que demanda la estación de bombeo, y por lo tanto la potencia mínima que se debe suministrar y que a continuación se relaciona, procedemos a dimensionar los campos de los generadores fotovoltaicos. La potencia de consumo para el dimensionamiento del generador principal es:

GENERADOR PRINCIPAL (CONSUMO DE 2 BOMBAS).

	P. (kW)	Cantidad	Subtotal	Coef. Utiliza	Coef. Simult	P. TOTAL	Factor Pot.	Pot. kVA
BOMBA 1	184	1	184	1	1	184	0,99	182,16
BOMBA 2	184	1	184	1	1	184	0,99	182,16
		Total	**552**			**368**		**364,32**

Hay que tener en cuenta que las prestaciones de los módulos solares dependen de factores como la radiación solar, la temperatura y la suciedad. Por ello varían en el transcurso de la jornada. Los valores de diseño de estos módulos solares se garantizan en unas condiciones determinadas, denominadas "condiciones estándar", y que no siempre se cumplen.

Por todo ello en los sistemas de bombeo solar fotovoltaicos el factor de sobredimensionamiento del campo de captación solar respecto de los equipos de potencia, en este caso del consumo de las bombas a través de los variadores de frecuencia, está comprendido entre un 25% y un 70% superior a la potencia de consumo.

Como se proyecta un sistema de alimentación compartida de todo el campo solar para 2 convertidores vectoriales y la potencia de bombas en funcionamiento habitual es de 364,32 KW, y además disponemos de un sistema de seguimiento solar, la potencia de la planta solar será de 570,24KWp.

El coeficiente de dimensionamiento del campo solar en régimen nominal será de 1,56 veces la potencia de consumo. El coeficiente de dimensionamiento para una bomba será de 3,13 veces la potencia de la bomba. Con este diseño se garantiza una elevada disponibilidad del sistema de bombeo solar con las dos bombas.

SUBSISTEMA DE ALIMENTACION 1

	P. (kW)	Cantidad	Subtotal	ef. Utilizac.	Simultane	P. TOTAL	Factor Pot.	Pot. kVA
Iluminacion interior	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
Iluminación exterior	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
Toma de corriente PLC	0,4	1	0,4	1	1	0,4	1	0,4
		Total	**0,6**			**0,6**		**0,6**

Así mismo el subsistema de alimentación de servicios auxiliares tendrá un consumo de 600W por lo que se proyecta una potencia total del generador de 1.760Wp.

SUBSISTEMA DE ALIMENTACION 2

	P. (kW)	Cantidad	Subtotal	ef. Utilizac.	Simultane	P. TOTAL	Factor Pot.	Pot. kVA
Iluminacion interior	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
Iluminación exterior	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
Motorización valvula DN600	0,75	1	0,75	1	1	0,75	1	0,75
Motorización valvula DN400	0,75	1	0,75	1	1	0,75	1	0,75
Filtro de limpieza	0,6	1	0,6	1	1	0,6	1	0,6
Toma de corriente PLC	0,1	1	0,1	1	1	0,1	1	0,1
		Total	**2,4**			**2,4**		**2,4**

Así mismo el subsistema de alimentación de servicios auxiliares tendrá un consumo de 2400W por lo que se proyecta una potencia total del generador de 3.520Wp.

Para proceder al cálculo de la planta solar fotovoltaica, tendremos en cuenta:

- Datos meteorológicos

- Cálculo de la energía fotovoltaica teórica
- Cálculo de la energía fotovoltaica real esperada

7.1.1. DATOS METEOROLÓGICOS

Los datos meteorológicos son los principales factores que condicionan la instalación o no, de una planta fotovoltaica, ya que estos condicionan la producción energética del sistema fotovoltaico y por tanto su rentabilidad. Los parámetros meteorológicos más importantes son:

- La irradiancia solar.
- Temperatura ambiente
- Velocidad del viento.

En la actualidad existen fuentes de consulta de datos climáticos que permiten conocer la radiación solar de distintas zonas planetarias. En nuestro caso tomaremos los datos proporcionados por PV-IS, JRC que es la base de datos de radiación solar desarrollada por la Unión Europea. Los datos de radiación solar contenidos en dicha base, se han obtenido a partir de datos climáticos homogeneizados, utilizando modelos y técnicas de interpolación. Esta base, proporciona medias mensuales y un promedio anual de la irradiancia global en superficies horizontal y en superficies inclinadas.

7.1.2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA TEÓRICA

Una vez conocidos los datos climáticos en el plano de estudio, se procede a calcular la potencia fotovoltaica teórica que proporcionará el campo solar fotovoltaico.

Para poder calcular esta potencia teórica, previamente se calcular la temperatura de la célula fotovoltaica, para ello, se procede a utilizar la siguiente fórmula:

$$T_c = \frac{G}{G^*}\left(T_1 \times e^{bv_v} + T_2\right) + T_a + \frac{G}{G^*}\Delta T$$

Siendo:

G = Irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico (W/m²).Plano inclinado a 12°.

- Tc = Temperatura de la célula (°C).
- Ta = Temperatura ambiente.
- G* = Irradiancia en STC=1kW/m².
- Vv = Velocidad del viento (m/s).

Los valores ΔT, T1, T2 y b son parámetros empíricos según el tipo de módulo e instalación.

Una vez hallada la temperatura de la célula se procede a calcular la potencia teórica fotovoltaica, mediante la siguiente fórmula:

$$P_m = P_m^* \frac{G}{G^*} [1 - \delta (T_c - T_c^*)]$$

Siendo:

- G = Irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico.
- G* = Irradiancia en STC=1kW/m².
- Tc = Temperatura de la célula (°C).
- Tc* = Temperatura en STC =25°C.
- δ = Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura.
- Pm* = Potencia nominal en condiciones estándar STC.
- Pm = Potencia teórica.

7.1.3. CÁLCULO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA REAL ESPERADA

Para calcular la energía fotovoltaica real esperada, se debe afectar a la energía fotovoltaica teórica por un coeficiente de rendimiento global o performance ratio.

A la hora de realizar el mantenimiento de una planta fotovoltaica, resulta útil conocer el performance ratio mensual, para el caso de estudio, mediante la simulación con el software PV-SYS 5.0 se ha obtenido la producción energética anual que aportaría el campo.

A continuación, se procede a corregir el valor de energía teórica obtenido anual por un rendimiento global o performance ratio anual, para que al final la energía fotovoltaica real esperada coincida con la obtenida a través de la simulación con PV-SYST 5.0. Por tanto, con esta modificación, se obtiene la energía real horaria para el subcampo estudiado durante un año.

Se considera el valor de producción anual aportado por la simulación como valor real, ya que el software contempla todas las pérdidas existentes en una planta fotovoltaica. Pérdidas que se detallan a continuación:

- Pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal: Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, STC, presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal, P*, está dentro de una banda que oscila entre P*±3%, P*±5% o P*±10%.
- Pérdidas de mismatch o de conexionado: Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que, si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un

generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos de "bypass".

- Pérdidas por polvo y suciedad: Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos: por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.
- Pérdidas angulares y espectrales: La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m² de irradiancia y 25ºC de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante, en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 90º implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a menores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.
- Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado: Tanto en la parte CC como en la parte CA (desde la salida de los variadores de frecuencia hasta los contadores de energía) 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 reducen tanto como es factible dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

- Para el caso que nos ocupa, las pérdidas debidas a los elementos de protección como fusibles, interruptores, disyuntores, y bornes de conexión, etc., se pueden cifrar aproximadamente en un 1,5-2%, suma de CC y CA, ya que se diseña para ese rango de caída de tensión.

- Pérdidas por temperatura: Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que, por ejemplo, a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.
- Pérdidas por rendimiento CA/CC de los convertidores vectoriales y variadores de frecuencia: Los convertidores vectoriales y variadores de frecuencia fotovoltaicos se pueden caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.
  - Es importante seleccionar un variador de frecuencia de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del variador de frecuencia en función de la potencia del generador FV.
- Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV: El variador de frecuencia fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva IV y el variador de frecuencia operar en un punto que no es el de máxima potencia.
- Pérdidas por sombreado del generador FV: Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar.
  - En lo referente a pérdidas por sombreado, éstas sólo se deben a sombras entre filas de módulos, puesto que la instalación está ubicada en un terreno llano donde no existen edificios ni árboles circundantes que pudieran proyectar otras sombras sobre el campo fotovoltaico.
  - Estas pérdidas por sombreado, calculadas mediante la aplicación del software PV-SYST, son del 1.2%.

7.1.4. RESULTADOS

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados:

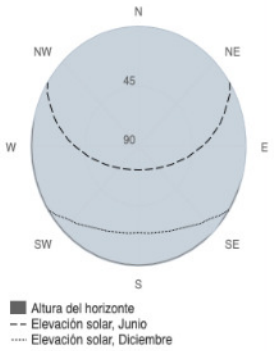
Latitud/Longitud:	41.389, -5.267
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalado:	570.24 kWp
Pérdidas sistema:	14 %

Resultados de la simulación

	IA*
Ángulo de inclinación [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	1086837.47
Irradiación anual [kWh/m²]:	2389.35
Variación interanual [kWh]:	19681.0
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-1.63
Efectos espectrales [%]:	0.38
Temp. y baja irradiancia [%]:	-6.08
Pérdidas totales [%]:	-20.23

* IA: Eje inclinado

Perfil del horizonte:



Producción eléctrica mensual de un sistema FV con seguimiento solar:

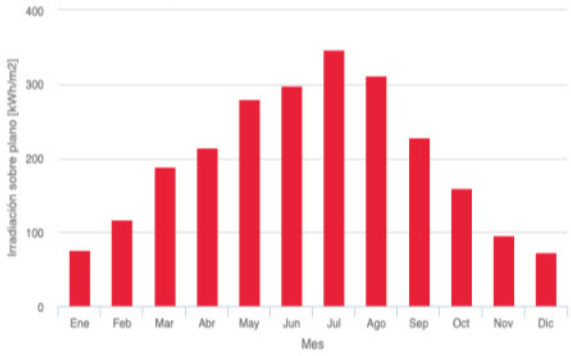
	Eje inclinado		
Mes	**E_m**	**H(i)_m**	**SD_m**
Enero	36484.6	75.4	4262.8
Febrero	56649.3	116.5	9175.0
Marzo	90232.7	189.2	12111.1
Abril	99567.8	215.1	8201.3
Mayo	127027.8	280.4	13407.5
Junio	131160.2	297.4	9118.6
Julio	150510.3	346.1	4555.5
Agosto	136131.3	311.6	6584.2
Septiembre	102530.2	228.3	4698.9
Octubre	74389.9	159.5	5165.6
Noviembre	46508.6	96.2	7700.3
Diciembre	35644.2	73.6	3980.8

E_m:Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación in

Irradiación mensual sobre plano de un sistema FV con seguimiento solar:



La Comisión Europea mantiene esta web[illegible]bre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.

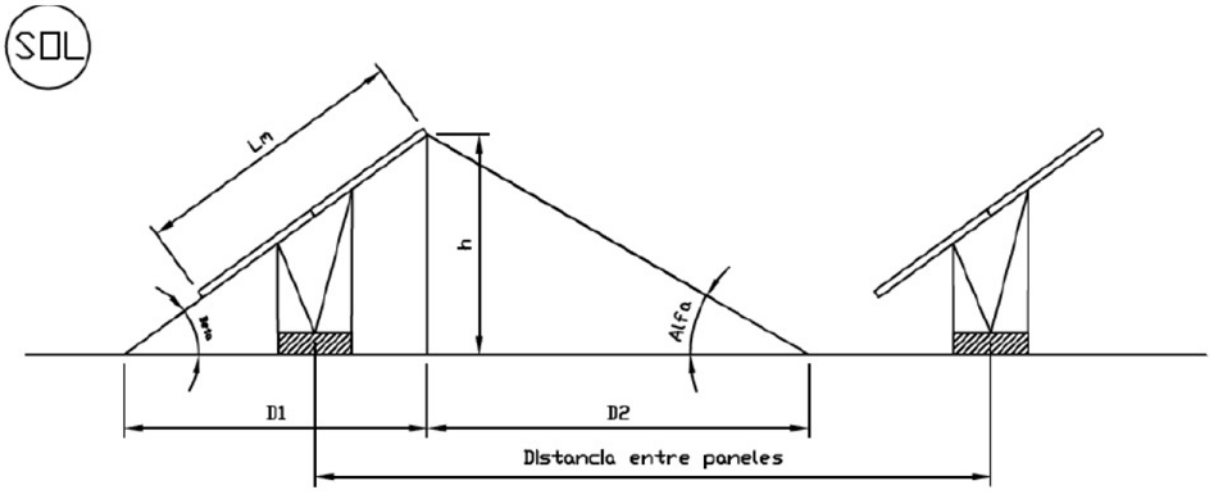
Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.

Trataremos de corregir los errores que se nos señalen.

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2020.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

7. 2. DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES

Para el cálculo de la distancia mínima entre seguidores, se utiliza el criterio de que al mediodía del solsticio de invierno, caso más desfavorable puesto que las sombras son las más alargadas, no se produzcan sombras sobre los módulos. Con este fin se dispone la distribución que se indica en la figura siguiente:



Siendo:

- Lm = Longitud del conjunto de módulos fotovoltaicos, 1,10 m.
- Beta (β) = Inclinación del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal del montaje.
- Alfa (α) = Altura mínima del Sol al mediodía del solsticio de invierno (21 Dic).
- h = Altura o distancia vertical entre el plano horizontal de montaje y el extremo de la estructura del seguidor solar.

Conociendo la declinación solar correspondiente a dicho día, que es de -23,45º, y la latitud de Castronuño, 41º, el ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal de nuestra posición será la siguiente:

$$\alpha = 90º-(41º+23,45º) = 23,55º$$

El valor de la inclinación β que se toma, es el ideal para el mes de diciembre, β=55º.

Para los cálculos trigonométricos se considera que la estructura del seguidor está elevada 0,7 m, en estas condiciones, a partir de la longitud Lm del módulo fotovoltaico (2 m) y de los valores de α y β indicados, obtenemos los siguientes resultados:

- h = 1,63+0,7m=2,33
- h' = 2 x sen55º = 1,63 m
- L =h/sen 55º = 2,84 m
- D1= L*cos55º = 2,83 m

La sombra que produce un seguidor solar se extiende una distancia D2:

D2= h/tan α = 2,33/tan 23,55º = 5,34m

La distancia mínima entre seguidores para no recibir ninguna sombra será

Dmin >= D1+D2 = 2,83 + 5,34 = 8,17 m

Según el IDAE, la distancia d, medida sobre la horizontal entre filas de módulos de altura h que puedan producirse sombra mutuamente, deberá ser suficientemente amplia para garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, ello implica que:

d > = h/tan (61-37,55) = 5,37 m

Como la superficie disponible para la instalación del campo solar es bastante ajustada, tomaremos una distancia de 7m, siempre superior a la mínima requerida por el IDAE.

7. 3. CÁLCULO DE CONDUCTORES

En el cálculo eléctrico se tendrá en cuenta el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC BT, aprobados por Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto.

Los conductores a utilizar en toda la instalación eléctrica se calcularán de acuerdo a los parámetros fijados en el reglamento de baja tensión ITC para conductores de circuitos interiores de fuerza, y donde la caída de tensión no excederá en la parte de continua del 3,5% y en la parte de alterna del 1,5%. Todo el cableado cumplirá la Norma UNE 21030

7.3.1. CRITERIOS DE CÁLCULO

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) exige que las secciones de un conductor se calculen de forma tal, que la sección mínima normalizada debe satisfacer simultáneamente las tres condiciones siguientes:

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

- Criterio de la caída de tensión. La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por

el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

Criterio para la intensidad de cortocircuito. La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y es de 160°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

7.3.2. RESULTADOS

TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Conductor	Ubicación	Tipo	Factor de Corrección	Sección Teórica (mm2)	Sección Real (mm2)	I Mx adm. (A)	Criterio	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
CC1-R1	660	10,68	32	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,85	6	16,02	2	2,03	0,31
CC1-R2	660	10,68	48	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,77	6	16,02	2	3,05	0,46
CC1-R3	660	10,68	65	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,76	6	16,02	2	4,13	0,63
CC1-R4	660	10,68	26	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,50	6	16,02	2	1,65	0,25
CC1-R5	660	10,68	39	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,25	6	16,02	2	2,48	0,38
CC1-R6	660	10,68	56	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,24	6	16,02	2	3,56	0,54
CC1-R7	660	10,68	19	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,10	6	16,02	2	1,21	0,18
CC1-R8	660	10,68	35	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,02	6	16,02	2	2,23	0,34
CC1-R9	660	10,68	51	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,95	6	16,02	2	3,24	0,49
CC1-R10	660	10,68	19	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,10	6	16,02	2	1,21	0,18
CC1-R11	660	10,68	35	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,02	6	16,02	2	2,23	0,34
CC1-R12	660	10,68	51	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,95	6	16,02	2	3,24	0,49
CC1-R13	660	10,68	26	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,50	6	16,02	2	1,65	0,25
CC1-R14	660	10,68	39	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,25	6	16,02	2	2,48	0,38
CC1-R15	660	10,68	56	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,24	6	16,02	2	3,56	0,54
CC1-R16	660	10,68	38	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,20	6	16,02	2	2,42	0,37
CC1-R17	660	10,68	54	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,12	6	16,02	2	3,43	0,52
CC1-R18	660	10,68	70	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,05	6	16,02	2	4,45	0,67
CC1-R19	660	10,68	60	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,47	6	16,02	2	3,81	0,58
CC1-R20	660	10,68	78	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,51	6	16,02	2	4,96	0,75
CC1-CG	660	213,6	713	3,50	Al	Enterrada	DC	1	376,74	480	320,4	2	18,13	2,75

TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Conductor	Ubicación	Tipo	Factor de Corrección	Sección Teórica (mm2)	Sección Real (mm2)	IMx adm. (A)	Criterio	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
CC2-R1	660	10,68	38	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,20	6	16,02	2	2,42	0,37
CC2-R2	660	10,68	30	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,73	6	16,02	2	1,91	0,29
CC2-R3	660	10,68	48	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,77	6	16,02	2	3,05	0,46
CC2-R4	660	10,68	62	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,58	6	16,02	2	3,94	0,60
CC2-R5	660	10,68	24	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,39	6	16,02	2	1,53	0,23
CC2-R6	660	10,68	41	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,37	6	16,02	2	2,61	0,39
CC2-R7	660	10,68	56	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,24	6	16,02	2	3,56	0,54
CC2-R8	660	10,68	18	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,04	6	16,02	2	1,14	0,17
CC2-R9	660	10,68	34	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,96	6	16,02	2	2,16	0,33
CC2-R10	660	10,68	51	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,95	6	16,02	2	3,24	0,49
CC2-R11	660	10,68	23	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,33	6	16,02	2	1,46	0,22
CC2-R12	660	10,68	41	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,37	6	16,02	2	2,61	0,39
CC2-R13	660	10,68	53	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,06	6	16,02	2	3,37	0,51
CC2-R14	660	10,68	30	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,73	6	16,02	2	1,91	0,29
CC2-R15	660	10,68	48	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,77	6	16,02	2	3,05	0,46
CC2-R16	660	10,68	64	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,70	6	16,02	2	4,07	0,62
CC2-R17	660	10,68	39	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,25	6	16,02	2	2,48	0,38
CC2-R18	660	10,68	53	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,06	6	16,02	2	3,37	0,51
CC2-R19	660	10,68	71	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,10	6	16,02	2	4,51	0,68
CC2-R20	660	10,68	46	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,66	6	16,02	2	2,92	0,44
CC2-CG	660	213,6	762	3,50	Al	Enterrada	DC	1	402,63	480	320,4	2	19,38	2,94

TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Conductor	Ubicación	Tipo	Factor de Corrección	Sección Teórica (mm2)	Sección Real (mm2)	IMx adm. (A)	Criterio	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
CC3-R1	660	10,68	47	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,72	6	16,02	2	2,99	0,45
CC3-R2	660	10,68	59	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,41	6	16,02	2	3,75	0,57
CC3-R3	660	10,68	26	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,50	6	16,02	2	1,65	0,25
CC3-R4	660	10,68	42	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,43	6	16,02	2	2,67	0,40
CC3-R5	660	10,68	58	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,35	6	16,02	2	3,69	0,56
CC3-R6	660	10,68	18	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,04	6	16,02	2	1,14	0,17
CC3-R7	660	10,68	38	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,20	6	16,02	2	2,42	0,37
CC3-R8	660	10,68	50	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,89	6	16,02	2	3,18	0,48
CC3-R9	660	10,68	25	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,44	6	16,02	2	1,59	0,24
CC3-R10	660	10,68	40	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,31	6	16,02	2	2,54	0,39
CC3-R11	660	10,68	57	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,29	6	16,02	2	3,62	0,55
CC3-R12	660	10,68	32	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,85	6	16,02	2	2,03	0,31
CC3-R13	660	10,68	48	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,77	6	16,02	2	3,05	0,46
CC3-R14	660	10,68	62	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,58	6	16,02	2	3,94	0,60
CC3-R15	660	10,68	41	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,37	6	16,02	2	2,61	0,39
CC3-R16	660	10,68	55	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,18	6	16,02	2	3,50	0,53
CC3-R17	660	10,68	72	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,16	6	16,02	2	4,58	0,69
CC3-R18	660	10,68	48	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,77	6	16,02	2	3,05	0,46
CC3-R19	660	10,68	64	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,70	6	16,02	2	4,07	0,62
CC3-R20	660	10,68	79	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,57	6	16,02	2	5,02	0,76
CC3-CG	660	213,6	805,33	3,50	Al	Enterrada	DC	1	425,53	480	320,4	2	20,48	3,10

TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Conductor	Ubicación	Tipo	Factor de Corrección	Sección Teórica (mm2)	Sección Real (mm2)	IMx adm. (A)	Criterio	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
CC4-R1	660	10,68	18	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,04	6	16,02	2	1,14	0,17
CC4-R2	660	10,68	34	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,96	6	16,02	2	2,16	0,33
CC4-R3	660	10,68	52	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,01	6	16,02	2	3,31	0,50
CC4-R4	660	10,68	25	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,44	6	16,02	2	1,59	0,24
CC4-R5	660	10,68	41	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,37	6	16,02	2	2,61	0,39
CC4-R6	660	10,68	59	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,41	6	16,02	2	3,75	0,57
CC4-R7	660	10,68	34	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	1,96	6	16,02	2	2,16	0,33
CC4-R8	660	10,68	51	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,95	6	16,02	2	3,24	0,49
CC4-R9	660	10,68	67	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,87	6	16,02	2	4,26	0,65
CC4-R10	660	10,68	42	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,43	6	16,02	2	2,67	0,40
CC4-R11	660	10,68	59	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,41	6	16,02	2	3,75	0,57
CC4-R12	660	10,68	75	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,33	6	16,02	2	4,77	0,72
CC4-R13	660	10,68	49	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,83	6	16,02	2	3,12	0,47
CC4-R14	660	10,68	65	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,76	6	16,02	2	4,13	0,63
CC4-R15	660	10,68	81	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,68	6	16,02	2	5,15	0,78
CC4-R16	660	10,68	41	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	2,37	6	16,02	2	2,61	0,39
CC4-R17	660	10,68	57	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,29	6	16,02	2	3,62	0,55
CC4-R18	660	10,68	73	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,22	6	16,02	2	4,64	0,70
CC4-R19	660	10,68	66	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	3,81	6	16,02	2	4,20	0,64
CC4-R20	660	10,68	81	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,68	6	16,02	2	5,15	0,78
CC4-R21	660	10,68	78	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	4,51	6	16,02	2	4,96	0,75
CC4-R22	660	10,68	90	1,00	Cu	Enterrada	DC	1	5,20	6	16,02	2	5,72	0,87
CC4-CG	660	213,6	864	3,50	Al	Enterrada	DC	1	456,53	480	320,4	2	21,97	3,33

TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Conductor	Ubicación	Tipo	Factor de Corrección	Sección Teórica (mm2)	Sección Real (mm2)	IMx adm. (A)	Criterio	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
CG-D1	660	272	6	0,50	Cu	Enterrada	DC	1	17,66	95	408	2	0,98	0,15
CG-D2	660	272	8	0,50	Cu	Enterrada	DC	1	23,55	95	408	2	1,31	0,20
CD1-VAR1	660	272	6	0,50	Cu	Enterrada	DC	1	17,66	95	408	2	0,98	0,15
CD2-VAR2	660	272	8	0,50	Cu	Enterrada	DC	1	23,55	95	408	2	1,31	0,20
VAR1-BOM1	400	419	24	1,50	Cu	Enterrada	DC	1	59,86	240	628,5	2	2,39	0,60
VAR2-BOM2	400	419	28	1,50	Cu	Enterrada	DC	2	69,83	240	628,5	3	2,79	0,70
ARR1-BOM3	400	419	32	1,50	Cu	Enterrada	DC	3	79,81	240	628,5	4	3,19	0,80
ARR2-BOM4	400	419	36	1,50	Cu	Enterrada	DC	4	89,79	240	628,5	5	3,59	0,90
ARR3-BOM5	400	419	40	1,50	Cu	Enterrada	DC	5	99,76	240	628,5	6	3,99	1,00