

## ÍNDICE

### ANEJO 13.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

<b>1 INTRODUCCIÓN Y OBJETO DEL ANEJO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 RESUMENES INSTALACIONES.....</b>	<b>2</b>
<b>3 CONDICIONANTES DE DISEÑO.....</b>	<b>2</b>
<b>4 NORMATIVA.....</b>	<b>3</b>
<b>5 NECESIDADES HÍDRICAS.....</b>	<b>4</b>
<b>6 CÁLCULOS DE LA ENERGÍA REQUERIDA POR EL BOMBEO.....</b>	<b>5</b>
<b>7 DIMENSIONADO DEL SISTEMA.....</b>	<b>5</b>
<b>7.1 DEFINICIONES.....</b>	<b>5</b>
7.1.1 ÁNGULO DE INCLINACIÓN B.....	5
7.1.2 ÁNGULO DE AZIMUT A.....	5
7.1.3 $G_{DM}(0)$ .....	5
7.1.4 $G_{DM}(A_{OPT}, B_{OPT})$ .....	5
7.1.5 $G_{DM}(A, B)$ .....	5
7.1.6 FACTOR DE IRRADIACIÓN (FI).....	6
7.1.7 FACTOR DE SOMBREADO (FS).....	6
7.1.8 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN O "PERFORMANCE RATIO", PR.....	6
<b>7.2 PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>6</b>
7.2.1 LOCALIZACIÓN Y TIPOLOGÍA INSTALACIÓN.....	6
7.2.2 PERIODO DE DISEÑO.....	6
7.2.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS.....	6
7.2.4 IRRADIACIÓN SOBRE EL GENERADOR.....	7
7.2.5 IRRADIANCIA GOLBAL.....	7
7.2.6 DIMENSIONADO DEL GENERADOR.....	7
<b>7.3 RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO.....</b>	<b>9</b>
<b>7.4 DISTRIBUCIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>10</b>
7.4.1 EQUIPOS PREVISTOS.....	10
7.4.2 SEPARACIÓN LÍNEAS PANELES.....	10
7.4.3 NÚMERO DE MÓDULOS. TOTAL, SERIE Y PARALELO.....	11
7.4.4 INSTALACIÓN SOLAR.....	12
7.4.5 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	12

<b>8 RED DE COMUNICACIONES.....</b>	<b>17</b>
<b>9 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN. CONTROL Y MANTENIMIENTO.....</b>	<b>17</b>
<b>9.1 MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE INSTALACIONES.....</b>	<b>17</b>
9.1.1 EVALUACIÓN DEL SISTEMA.....	17
9.1.2 PARÁMETROS MONITORIZABLES.....	17
9.1.3 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.....	18
9.1.4 RED DE COMUNICACIONES.....	19
9.1.5 SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN PREVISTO.....	19
9.1.6 SISTEMA DE CONTROL PREVISTO.....	20
<b>9.2 ANÁLISIS DE PARÁMETROS.....</b>	<b>20</b>
9.2.1 ENERGÍA SOLAR DIANA RECIBIDA POR EL GENERADOR FOTOVOLTAICO ( $E_{SOLAR}$ ).....	20
9.2.2 ENERGÍA DIARIA GENERADA EN CONTINUA $E_{DC}$ .....	20
9.2.3 ENERGÍA DIARIA GENERADA EN ALTEMA $E_{AC}$ .....	20
9.2.4 RENDIMIENTO DEL GENERADOR $H_{GEN}$ .....	20
9.2.5 RENDIMIENTO DEL INVERSOR $H_{INV}$ .....	20
9.2.6 RENDIMIENTO DEL SISTEMA $H_{SISTEMA}$ .....	21
9.2.7 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN PR.....	21
9.2.8 HORAS EQUIVALENTES.....	21
<b>9.3 MANTENIMIENTO INSTALACIONES.....</b>	<b>21</b>
9.3.1 MANTENIMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS.....	21
9.3.2 MANTENIMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	22
9.3.3 MANTENIMIENTO DEL INVERSOR/VARIADOR.....	22
9.3.4 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA.....	22
9.3.5 AVERÍAS FRECUENTES EN LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	23
9.3.6 TERMOGRAFÍA EN LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	23

## ANEJO 13.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETO DEL ANEJO

Para la puesta en riego de las parcelas incluidas en el presente proyecto se prevé la implantación de un sistema de riego a la demanda, mediante redes de tuberías enterradas abastecidas desde balsas de regulación.

El total de la superficie regable asciende a 949,10 ha y se abastecerá desde dos pisos de riego, uno abastecido desde la balsa de pie de canal y el otro desde la balsa elevada.

- Red Baja, alimentada desde la Balsa de Pie de Canal:
  - Superficie: 543,28 ha.
- Red Alta, alimentada desde la Balsa Elevada:
  - Superficie: 405,82 ha

El sistema cuenta con los siguientes elementos:

- Obra de toma en el canal de la Margen Derecha del Najerilla. Compuerta de toma y arqueta con reja de desbaste.
- Tubería de llenado de Balsa Inferior de 134 m de longitud, compuesta por tubería de PVC DN 630 PN12.5, y con inicio en la obra de toma anteriormente mencionada.
- Balsa inferior, denominada Balsa Inferior, con una capacidad de 48.888 m<sup>3</sup>.
- Balsa elevada, denominada Balsa Elevada, con una capacidad de 23.302 m<sup>3</sup>.
- Estación de bombeo des de balsa inferior a balsa elevada, con 112 horas de funcionamiento por semana para suministro eléctrico y bombeo mediante instalación fotovoltaica en tantas horas como haya disponibilidad para esta zona.
- Edificio de nueva construcción para albergar los equipos de bombeo, realizado en estructura metálica y cerramientos de obra de fábrica.
- Tuberías de impulsión a balsa Elevada, de 1.911 m, PVC DN 500 PN12.5.
- Riego por gravedad desde balsas a los pisos de riego.
- Red terciaria.
- Instalaciones eléctricas en Media Tensión
- Instalaciones eléctricas en Baja Tensión
- Instalación fotovoltaica de 217,8 kWp para reducir el coste energético de estos.

- Telecontrol en Red de riego y Automatización bombeo y balsas.

Esquema hidráulico y energético del proyecto en cada una de las zonas:



La actual situación del mercado energético conlleva el análisis de fuentes energéticas distintas a las convencionales. Tras el análisis de las diferentes alternativas se concluye que la alternativa a desarrollar contemplará el suministro energético para el bombeo a balsas elevadas basado en la energía solar fotovoltaica, combinada con la energía eléctrica convencional de la red eléctrica en los periodos donde la energía sea más barata, periodos P6 de la tarifa 6.1TD, evitando consumir energía de la red en el resto de periodos.

Se plantea que el volumen equivalente a P2, entorno al 30% del volumen del mes de máximas necesidades, julio, deberá ser elevado mediante energía solar fotovoltaica.

El resto de volumen a bombear se elevará con suministro eléctrico convencional pero solo coincidiendo con el periodo 6 de la tarifa 6.1TD.

En el presente anejo se exponen las características técnicas generales de la solución adoptada y el dimensionado de la instalación fotovoltaica necesaria.

## 2 RESUMENES INSTALACIONES

A continuación, se detallan las principales características de la instalación.

Parámetro	Comentario	Unidades	Valor
Localidad			Cenicero (La Rioja)
Latitud			42° 46'60", -2° 68'04"
$E_D$	Consumo máximo de la carga	kWh	153,228 kWh
Período diseño	Regadío	Meses	Enero - Diciembre Máximas necesidades: julio
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$	Hemisferio norte. Orientación SUR	Grados	(0°, 15°)
$(\alpha, \beta)$		Grados	(0°, 15°) Instalación fija
$G_{dm}(0)$	Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) desarrollado por el Servicio de Ciencia y Conocimiento de la Comisión Europea	kWh/(m <sup>2</sup> /día)	Serie sintética Datos cuartohorarios
$FI$	$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$		1,00
$FS$	Zona rural despejada. No hay sombras		0
$PR$	Pérdidas por temperatura calculadas según datos temperatura.		0,78
$G_{dm}(\alpha, \beta)$		kWh/(m <sup>2</sup> /día)	Calculadas según Anejo
$P_{mp, min}$	$P_{mp, min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$	kWp	
$P_{mp}$	Potencia pico del generador	Wp	217.800
$P_{módulo}$	Datos módulo tipo	Wp	550
Tec.módulo			Monocristalino PERC
$U_{mpp}(V)$			41,95
$I_{mpp}(A)$			13,12
$I_{sc}(A)$			13,93
$U_{oc}(V)$			49,97
Rto. Módulo			21,50%
Coef. $T^a(V)$			-0,290%
Coef. $T^a(A)$			0,040%

Parámetro	Comentario	Unidades	Valor
Coef. $T^a(P)$			-0,350%
$N_s$	Módulos en serie	Uds	18
$N_p$	Cadenas o strings	Cadenas	22
$C_{20}$	Capacidad nominal del acumulador	Ah	No se prevé
$PD_{max}$	Profundidad de descarga máx. permitida por		No se prevé
$\eta_{inv}$	Rendimiento energético del inversor		0,98
$T_{máx. Inversor}$	Datos variador tipo	V	1.000
$T_{mín. Inversor}$	Datos variador tipo	V	540
$\eta_{rb}$	Rendimiento energético del regulador-acum		No se prevé
$V_{NOM}$	Tensión nominal del acumulador	V	No se prevé
$LD$	Consumo diario de la carga ( $LD = ED / V_{NOM}$ )	Ah	No se prevé
$A$	$A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$	Días	No se prevé
$C_{20} / I_{sc}$	$C_{20} / I_{sc} < 25$ para el caso general	h	No se prevé

## 3 CONDICIONANTES DE DISEÑO

A continuación, se enumeran los principales condicionantes de diseño de la instalación fotovoltaica.

- Bombeo a balsa elevada se abastece de la balsa inferior y recibe suministro de la misma instalación fotovoltaica.

- Necesidades:

- Bombeo a balsa elevada.

Se plantea que el volumen equivalente a P2, entorno al 30% del volumen del mes de máximas necesidades, agosto, deberá ser elevado mediante energía solar fotovoltaica.

El resto de volumen a bombear se elevará con suministro eléctrico convencional pero solo coincidiendo con el periodo 6 de la tarifa 6.1TD. En el resto de periodos solo se bombeará con energía fotovoltaica. No obstante, lo anterior, la preferencia de bombeo será con suministro fotovoltaico, completándose con el suministro eléctrico convencional.

Para ello se prevé el siguiente funcionamiento:

SOLAR y RED:

	<b>Caudal (l/s)</b>	<b>Bomba 1 132 kW (VV)</b>	<b>Bomba 2 55 kW (VV)</b>
<b>Paso 1</b>	11,5-50	-	Conexión
<b>Paso 2</b>	40,4-120	Conexión	Parada
<b>Paso 3</b>	122,5-176	Conectada	Conexión

- Los equipos de bombeo estarán accionados por variadores de frecuencia híbridos especiales para bombeo fotovoltaico, y permitirá el suministro mediante CC (fotovoltaica) y CA (red eléctrica).
- Dispondrá de un sistema automatizado de control de la instalación que los controlará para garantizar un óptimo funcionamiento.
- El accionamiento del bombeo deberá adaptarse a la previsión de potencia disponible en el campo fotovoltaico. Para ello el autómatas estimará la potencia disponible a partir de la irradiancia y la temperatura de placa y ambiente, ajustando el bombeo a esa estimación de potencia. Tanto la estimación como el ajuste será en tiempo real, prestando especial atención al paso de nubes y a la adaptación del bombeo al mismo si penalizar la eficiencia y la eficacia del sistema.
- Sistema automatizado mediante PLC y SCADA para el control total de la instalación, y gestión de bombas según energía fotovoltaica disponible. Este incorporará el sistema de monitorización de la planta fotovoltaica tanto de los elementos de protección como de las diferentes variables que intervienen.

#### 4 NORMATIVA

A continuación, se enumera la normativa de referencia que rige en este momento sobre las instalaciones fotovoltaicas en nuestro país.

##### GENERALIDADES

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC), (B.O.E. de 18-9-2002).
- UNE 20406-5-523 (2004). Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: selección e instalación de materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades máximas admisibles en sistemas de conducción de cables.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08).
- UNE 20460-7-712. Instalaciones eléctricas en edificios. Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)
- UNE-HD 60364-7-712. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)

- UNE 21302-826:2005 y IEC 60050-826. Vocabulario electrotécnico Internacional (VEI).
- UNE-EN 60439-1:2001 (1999) y A1:2005 (2004). Conjunto de aparatos de baja tensión. Parte 1: Conjuntos en serie y conjuntos derivados de serie.
- IEC/TR 60755 (1983). Reglas generales para los dispositivos de protección con corriente diferencial residual. Modificación 2 (1992).
- UNE-EN 60904-3:1994 (1993) y IEC 60904-3 (1989). Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (PV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética
- Especificaciones Técnicas para Sistemas de Riego Fotovoltaico editado por MASLOWATEN (Market uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATER-ENERGY consumption)

##### MERCADO ELÉCTRICO

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- Real Decreto-Ley 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

**MÓDULOS**

- UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos
- UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.
- Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

**ESTRUCTURA MÓDULOS**

- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

**INVERSORES.**

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

**5 NECESIDADES HÍDRICAS**

Tal y como se justifica en el Anejo Nº3 "Estudio Agronómico" las necesidades brutas teóricas de riego para la alternativa estudiada son las siguientes:

Mes	m <sup>3</sup> /mes	m <sup>3</sup> /mes y ha	l/s y ha
<b>Enero</b>	0,00	0,00	0,000
<b>Febrero</b>	0,00	0,00	0,000
<b>Marzo</b>	0,00	0,00	0,000
<b>Abril</b>	7.763,52	8,18	0,003
<b>Mayo</b>	19.759,13	20,82	0,008
<b>Junio</b>	297.102,96	313,04	0,121
<b>Julio</b>	<b>733.612,76</b>	<b>772,96</b>	<b>0,289</b>
<b>Agosto</b>	588.753,08	620,33	0,232
<b>Septiembre</b>	13.337,54	14,05	0,005
<b>Octubre</b>	0,00	0,00	0,000
<b>Noviembre</b>	0,00	0,00	0,000
<b>Diciembre</b>	0,00	0,00	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>1.660.328,98</b>	<b>1.749,37</b>	

De la tabla anterior se concluye que el consumo de agua para la alternativa elegida se da en todos los meses del año, y que el mes con mayores necesidades será el mes de julio.

## 6 CÁLCULOS DE LA ENERGÍA REQUERIDA POR EL BOMBEO

Tras el estudio de diferentes combinaciones, se plantea la instalación de un total de 2 bombas alimentadas mediante energía fotovoltaica y/o energía convencional para el periodo energético tarifario P6. En este caso el dimensionado del bombeo se establece para el funcionamiento de las 2 bombas, 176 l/s.

Para mejorar las condiciones de funcionamiento del conjunto ante las previsible variaciones en la disponibilidad energética y de la demanda de la red se prevé un fraccionamiento del bombeo, planteándose la instalación de un total de 2 bombas:

- Una bomba de cámara partida horizontal capaz de suministrar un caudal unitario de 120 l/s a una altura de 65,2 m.c.a como punto de diseño y capaz de funcionar a un caudal mínimo unitario de 40,4 l/s y 65,2 m.c.a. mediante la instalación de un variador de frecuencia solar híbrido con un motor de 132 kW de potencia a 1.490 r.p.m. Estará comandado mediante variador de frecuencia solar híbrido.
- Una bomba de cámara partida horizontal capaz de suministrar un caudal unitario de 56 l/s a una altura de 65,2 m.c.a como punto de diseño y capaz de funcionar a un caudal mínimo unitario de 11,5 l/s y 65,2 m.c.a. mediante la instalación de un variador de frecuencia solar híbrido con un motor de 55 kW de potencia a 2.980 r.p.m. Estará comandado mediante variador de frecuencia solar híbrido.

Al estar accionados por variadores de frecuencia serán capaces de trabajar correctamente en todos los rangos de funcionamiento posible, es decir entre los 66,15 m.c.a. de la situación más favorable y los 55,15 m.c.a. de la situación más desfavorable, y de garantizar estos puntos de funcionamiento para el caudal mínimo de cada equipo, garantizando así el solape entre ellos.

A continuación, se incluye la ecuación que relaciona la potencia disponible (x; en vatios) con el caudal elevado (y; m<sup>3</sup>/h):

x2	x	Cte
0.000006	0,000771	62,131244

## 7 DIMENSIONADO DEL SISTEMA

### 7.1 DEFINICIONES

#### 7.1.1 ÁNGULO DE INCLINACIÓN $\beta$

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

#### 7.1.2 ÁNGULO DE AZIMUT $\alpha$

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, - 90° para módulos orientados al este y + 90° para módulos orientados al oeste.

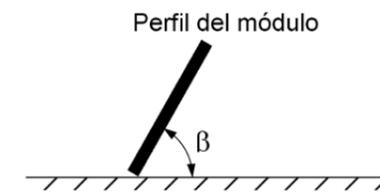


Fig. 1

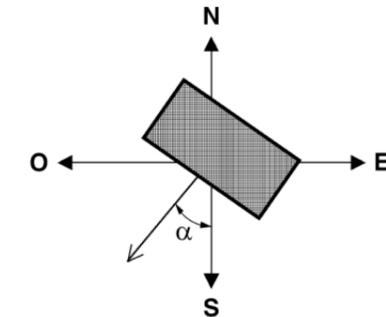


Fig. 2

#### 7.1.3 $G_{dm}(0)$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m<sup>2</sup>\*día).

#### 7.1.4 $G_{dm}(a_{opt}, \beta_{opt})$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ( $a_{opt}, \beta_{opt}$ ), en kWh/(m<sup>2</sup>\*día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

#### 7.1.5 $G_{dm}(a, \beta)$

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>\*día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

### 7.1.6 FACTOR DE IRRADIACIÓN (FI)

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación ( $\alpha, \beta$ ) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ( $\alpha_{opt}, \beta_{opt}$ ). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por  $(1 - FI)$ .

### 7.1.7 FACTOR DE SOMBREADO (FS)

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por  $(1 - FS)$ .

### 7.1.8 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN O "PERFORMANCE RATIO", PR

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp}}$$

- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}$
- $P_{mp}$ : Potencia pico del generador (kWp)
- $E_D$ : Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

1. La temperatura.
2. El cableado.
3. Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
4. Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
5. La eficiencia energética,  $\eta_{br}$ , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
6. La eficiencia energética del inversor,  $\eta_{inv}$ .
7. Otros.

## 7.2 PROCEDIMIENTO

### 7.2.1 LOCALIZACIÓN Y TIPOLOGÍA INSTALACIÓN

La instalación objeto del presente proyecto se encuentra localizada en el término municipal de Cenicero.

Se plantea una **instalación fija orientada al sur**.

### 7.2.2 PERIODO DE DISEÑO

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección.

En nuestro caso, tal y como se expone en el punto 2 del presente documento el consumo de agua para la alternativa elegida se da en todos los meses del año, y el mes con mayores necesidades será el mes de julio.

### 7.2.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ( $\alpha = 0^\circ, \beta_{opt}$ ) para el período de diseño elegido.

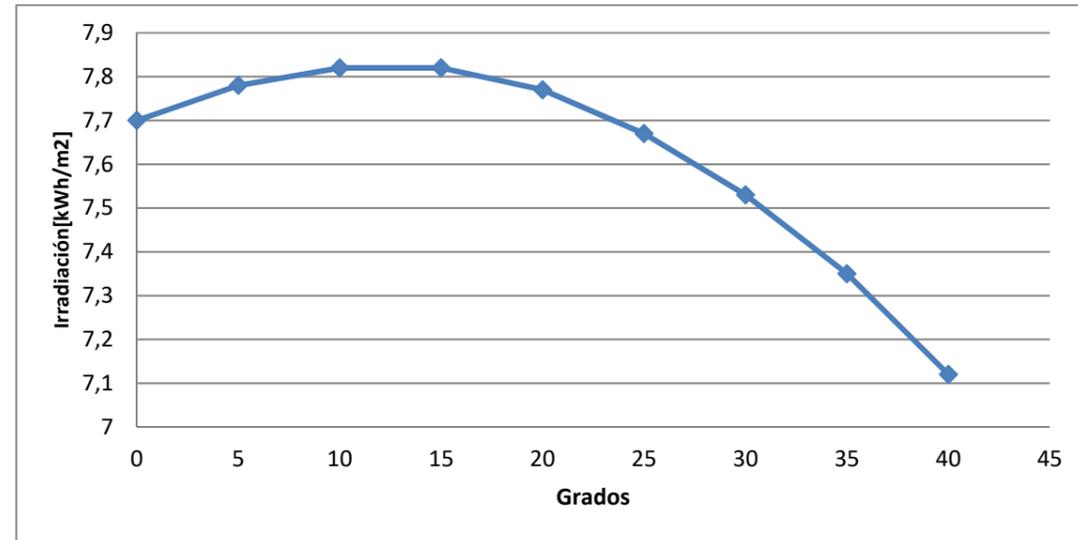
Al tratarse de una instalación fija a instalar en el hemisferio norte su orientación óptima será con  $\alpha = 0^\circ$ , es decir orientación sur.

Por otro lado, para una instalación ubicada en el término municipal de Cenicer la irradiación según el mes del año y la inclinación ( $\beta_{opt}$ ) de la instalación variará de forma considerable, siendo imprescindible conocer bien los meses de mayores consumos en la instalación. En este caso, tal y como se detalla en el apartado 2, los meses con mayores consumos serán los meses de verano. En esos meses, tal y como se detalla en la gráfica la inclinación óptima oscila entre los 5 y los 20 grados, siendo máxima en el mes de julio con inclinación entre 10 y 15°.

En este caso, como resulta obvio para una instalación de bombeo destinada al regadío y la latitud en la que nos encontramos, los peores meses son los de verano, en este caso el peor mes desde el punto de vista del factor energético es julio, coincidiendo con un periodo de grandes necesidades y menor energía.

Si analizamos este mes con mayor detalle vemos que el ángulo óptimo de instalación se dará entorno a los 10 grados. No obstante lo anterior, atendiendo a la escasa diferencia existente con respecto al factor de energía para estos meses de verano, en los que la inclinación óptima se encuentra entre los 10 y 15 grados, se establece una instalación fija orientada al sur con inclinación de 15°.

Ángulo [°]	Irradiación[kWh/m <sup>2</sup> ]
0	7,7
5	7,78
10	7,82
15	7,82
20	7,77
25	7,67
30	7,53
35	7,35
40	7,12



Se determinará la orientación e inclinación óptimas ( $\alpha=0^\circ$ ,  $\beta=15^\circ$ ) para el período de diseño elegido.

#### 7.2.4 IRRADIACIÓN SOBRE EL GENERADOR

Los datos de irradiancia e irradiación utilizados en el presente proyecto han sido obtenidos a partir del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) desarrollado por el Servicio de Ciencia y Conocimiento de la Comisión Europea. Estos datos han sido obtenidos a partir de la herramienta SISIFO, desarrollada por la Universidad Politécnica de Madrid a través del programa europeo Maslowaten, la cual permite obtener series sintéticas de estos datos para una localización determinada.

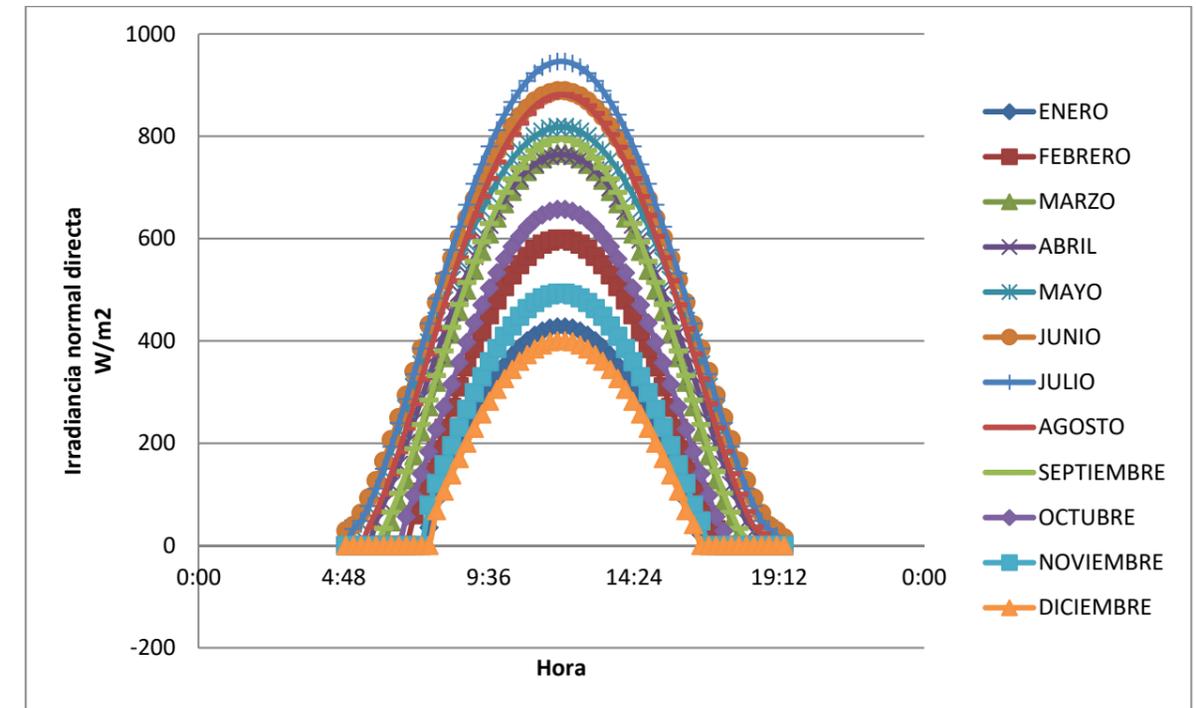
Dicho software ofrece información para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas basados en lecturas efectuadas por satélite corregidas en base a procedimientos documentados científicamente.

El cálculo basado en satélite produce valores de irradiancia global y de haz en un plano horizontal, tanto en banda ancha como en valores de irradiancia de resolución espectral. Sin embargo, los módulos y los sistemas FV generalmente se instalan en un ángulo inclinado con respecto al plano horizontal o en los sistemas de seguimiento, para maximizar la irradiancia recibida en el plano. Por lo tanto, los valores de irradiancia recuperados del satélite no son representativos de la radiación solar disponible en la superficie del módulo, y es necesario estimar la irradiancia en el plano.

El modelo de estimación para la irradiación sobre superficie inclinada implementado en PVGIS es el desarrollado por Muneer T. (1990) que puede clasificarse como anisotrópico de dos componentes. Funciona de manera similar a otros modelos más complejos como los modelos anisotrópicos de tres componentes como los desarrollados por Pérez o Reindl. De hecho, el modelo de Muneer demostró el mejor desempeño en el estudio realizado por ESRA (2000). Distingue entre condiciones de cielo despejado y nublado y superficies iluminadas e iluminadas por el sol.

#### 7.2.5 IRRADIANCIA GOLBAL

A continuación, se muestran los valores de irradiancia "G".



#### 7.2.6 DIMENSIONADO DEL GENERADOR

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, el consumo previsto y la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño.

Tal y como se ha expuesto con anterioridad la eficiencia de la instalación dependerá de:

1. La temperatura de los paneles. Pérdida de eficiencia calculada a partir de la T<sup>a</sup> ambiente obtenida y la relación ofrecida por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.
2. El cableado. (caída de tensión/pérdidas máximas admisibles en instalación según REBT y ASIF)
3. Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
4. Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
5. La eficiencia energética,  $\eta_{br}$ , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
6. La eficiencia energética del inversor,  $\eta_{inv}$ .
7. Otros.

#### 7.2.6.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO TIPO

En este caso se adopta para el diseño el siguiente panel:

FABRICANTE/DISTRIBUIDOR	CERTIFICADO TIER1
ORIGEN	-
MODELO	-
<b>TECNOLOGÍA</b>	<b>Monocrystalino-PERC</b>
TIPO	EX550MB-144
<b>Células</b>	<b>144 half-cell (2x(12x6))</b>
Dimensiones	2279x1134x40
<b>Pmpp (Wp)</b>	<b>550</b>
Umpp (V)	41,95
Impp (A)	13,23
Isc (A)	13,93
Uoc (V)	49,97
Rto. Módulo	21,50%
Coef. T <sup>a</sup> (V)	-0,290%
Coef. T <sup>a</sup> (A)	0,040%
Coef. T <sup>a</sup> (P)	-0,350%
NOCT °C	42±3
Tensión (V)	1000/1500
Corriente (A)	25
T <sup>a</sup> max	85
T <sup>a</sup> min	-40
Diodos by-pass	3

#### 7.2.6.2 COEFICIENTE CORRECTOR POR T<sup>a</sup>

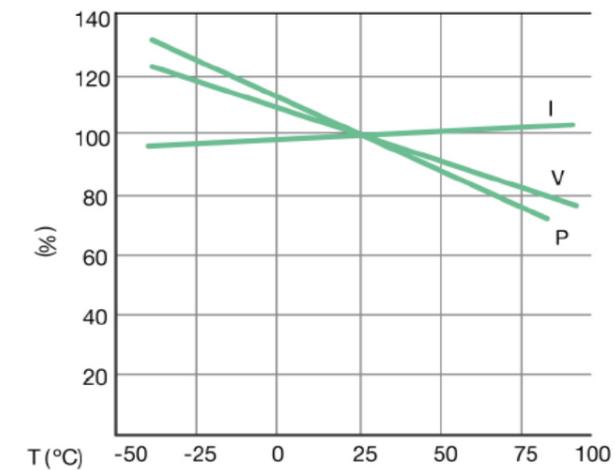
Los módulos fotovoltaicos disminuyen su rendimiento ante aumentos de temperatura de la célula. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de la célula fotovoltaica ante la variación de temperatura siendo especialmente sensibles en parámetros como la tensión y la potencia, y en menor medida en la intensidad.

La siguiente expresión relaciona el efecto de la irradiancia sobre la temperatura de la célula, y en consecuencia sobre el rendimiento previsto en la célula fotovoltaica, habitualmente expresado por los fabricantes para una temperatura ambiente de 25 °C.

$$\Delta T = 0,034 * I - 4$$

Siendo:

- I, irradiancia global sobre superficie, W/m<sup>2</sup>
- ΔT, variación de temperatura de la célula por efecto de la irradiancia incidente. Aumento o disminución con respecto a la temperatura ambiente de referencia dada por el fabricante, habitualmente 25 °C.



Es decir, cuando tengamos temperaturas superiores a la temperatura de referencia, existirá una mayor caída de tensión y por tanto una pérdida en la eficiencia, y una menor producción de los módulos, y por el contrario, cuando la temperatura se sitúe por debajo de la temperatura de referencia se reducirá la caída de tensión, y por tanto se incrementará la producción de la planta fotovoltaica.

Este aspecto es importante pues influirá sobre la tensión disponible en entrada de variador y por tanto en el rango de funcionamiento de la instalación.

#### 7.2.6.3 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN O "PERFORMANCE RATIO", PR.

Así pues, y tal y como se ha expuesto al inicio del presente apartado, el dimensionado de la instalación fotovoltaica vendrá condicionado por el rendimiento energético de la misma, el cual está influenciado por diferentes factores como la temperatura, elementos de la instalación, o de funcionalidad o emplazamiento.

A continuación, se exponen los coeficientes considerados en la presente instalación.

Factores de pérdidas	Pérdidas	Factor
Tª módulos FV máxima	13,5%	86,5%
Reflectancia angular espectrales	3,0%	97,0%
Cableado	2,0%	98,0%
Dispersión de parámetros en generador	2,0%	98,0%
Polvo y/o suciedad en los módulos	3,0%	97,0%
Errores en el seguimiento del PMP	2,0%	98,0%
Rendimiento inversor/variador	3,0%	97,0%
Coefficiente mayoración por limpieza	-5,0%	105,0%
<b>Ratios considerando la pérdida por tª</b>	<b>23,5%</b>	<b>78,0%</b>

<b>Ratios SIN contar la pérdida por tª</b>	<b>10,0%</b>	<b>0,90</b>
--	--------------	-------------

De la tabla anterior se concluye que el efecto de la temperatura es el mayor condicionante sobre el rendimiento de una instalación, en este caso genera unas pérdidas máximas de hasta el 13,5 %, sobre un total de 23,5% de pérdidas de la instalación, es decir, el 57% de las pérdidas las llegará a generar la temperatura ambiente.

**Para el dimensionado del campo fotovoltaico aplicaremos el coeficiente corrector por temperatura y pérdidas estimado en un 78%.**

### 7.3 RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO

En la siguiente tabla se detalla la potencia realmente producida por la instalación, potencia disponible, una vez deducidas las pérdidas por temperatura y por los demás conceptos

Se plantea una instalación de **217.800 Wp instalados**. A continuación, se indican los volúmenes elevados y los volúmenes que deben ser elevados con energía adicional.

**Superficie: 405,82 ha**

	Necesidades (m3/ha y mes)	días/mes	Necesidades (m3)	Suma de QREAL (m3)	Vol. Pendiente (m3)	% Satisfecho
ENERO	-	31	-	59.728,24	-	100,0%
FEBRERO	-	28	-	63.516,92	-	100,0%
MARZO	-	31	-	88.931,83	-	100,0%
ABRIL	8,18	30	3.319,56	89.202,97	-	100,0%
MAYO	20,82	31	8.448,69	111.731,76	-	100,0%
JUNIO	313,04	30	127.036,53	122.101,41	4.935,12	96,1%
JULIO	772,96	31	313.681,22	122.176,95	191.504,27	38,9%
AGOSTO	620,33	31	251.742,18	121.818,41	129.923,77	48,4%
SEPTIEMBRE	14,05	30	5.701,77	97.562,08	-	100,0%
OCTUBRE	-	31	-	79.668,41	-	100,0%
NOVIEMBRE	-	30	-	58.183,05	-	100,0%
DICIEMBRE	-	31	-	53.764,88	-	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>1.749,37</b>		<b>709.929,94</b>	<b>1.068.386,90</b>	<b>326.363,16</b>	

46%

Pabs. Max.:	153.228,36 W	FV. Pot. Real.:	377.918.433 Wh	Ratio kWh/kWp	1.735,2
Pfv inst.:	217.800 Wp	FV. Pot. Aprov.:	368.466.276 Wh		1.691,8
Ratio Wp/W:	1,42				
Coef. Tª células:	0,87				

Si analizamos la tabla de resultados, podemos observar que, en el mes de máximas necesidades, julio, se consigue bombear con energía solar un 38,9% del volumen necesario. Si analizamos el cómputo anual, la energía fotovoltaica consigue bombear el 54 % del volumen anual. El resto del volumen se ha de bombear con energía aportada de la red para la tarifa 6.1TD, en este caso solo en el periodo P6.

## 7.4 DISTRIBUCIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO

### 7.4.1 EQUIPOS PREVISTOS

A continuación, se detallan los parámetros más importantes de los equipos tipo considerados para el dimensionado de la instalación fotovoltaica.

#### PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL MÓDULO TIPO SELECCIONADO

FABRICANTE/DISTRIBUIDOR	CERTIFICADO TIER1
<b>ORIGEN</b>	-
<b>MODELO</b>	-
<b>TECNOLOGÍA</b>	Monocrystalino-PERC
<b>TIPO</b>	EX550MB-144
<b>Células</b>	144 half-cell (2x(12x6))
<b>Dimensiones</b>	2279x1134x40
<b>Pmpp (Wp)</b>	550
<b>Umpv (V)</b>	41,95
<b>Impp (A)</b>	13,12
<b>Isc (A)</b>	13,93
<b>Uoc (V)</b>	49,97
<b>Rto. Módulo</b>	21,50%
<b>Coef. T<sup>a</sup> (V)</b>	-0,290%
<b>Coef. T<sup>a</sup> (A)</b>	0,040%
<b>Coef. T<sup>a</sup> (P)</b>	-0,350%
<b>NOCT °C</b>	42±3
<b>Tensión (V)</b>	1000/1500
<b>Corriente (A)</b>	25
<b>T<sup>a</sup> max</b>	85
<b>T<sup>a</sup> min</b>	-40
<b>Diodos by-pass</b>	3

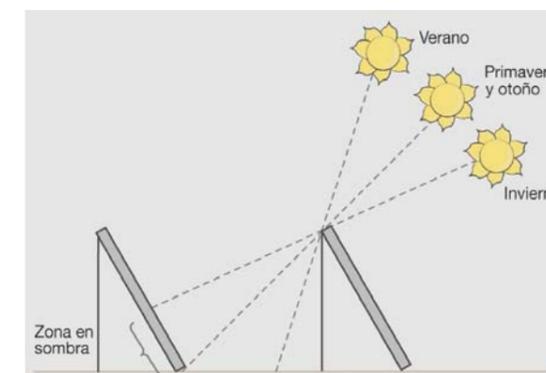
#### PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL INVERSOR/VARIADOR TIPO SELECCIONADO

FABRICANTE/DISTRIBUIDOR	CERTIFICADO TIER1	-
<b>Potencia:</b>	75	kW
<b>Input:</b>		
<b>Vac máx:</b>	500	Vac
<b>Vac mín:</b>	380	Vac
<b>Vdc máx:</b>	1.000	Vdc
<b>Vdc mín:</b>	540	Vdc
<b>Frecuencia:</b>	50	Hz
<b>Factor de potencia:</b>	0,98	
<b>I DC (según potencia):</b>	Según potencia	A
<b>Output:</b>		
<b>Frecuencia:</b>	0-200	Hz

### 7.4.2 SEPARACIÓN LÍNEAS PANELES

Normalmente el espacio disponible suele ser limitado, es por ello que los módulos deben situarse en filas, unos detrás de otros, con el riesgo de que los situados delante proyecten sombras sobre los de atrás. Para evitar esto deberán plantearse las separaciones correspondientes entre las diferentes filas de modo que en el periodo de utilización la separación sea tal que la sombra de la arista superior del módulo anterior no se proyecte sobre el posterior.

En el siguiente gráfico se ilustra la influencia de la altura solar sobre la separación entre módulos y por tanto sobre la proyección de las sombras.



La separación entre filas de los módulos se hará de forma que durante el mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima,  $h_0$ ) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente.

La **altura solar mínima ( $h_0$ )** variará según el periodo de uso previsto para la instalación:

- Si la instalación **se usa durante todo el año**, el día más desfavorable será el 21 de diciembre (instalaciones en el hemisferio norte), ya que es cuando la altura solar es mínima durante el mediodía solar, y viene determinada por la siguiente expresión:

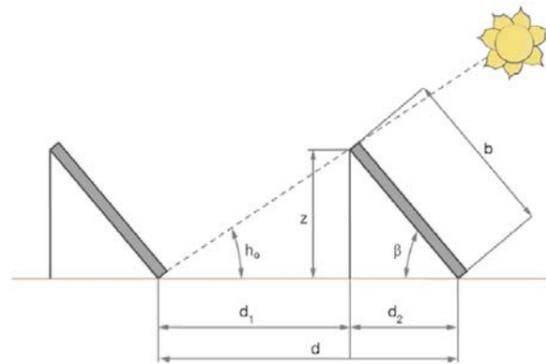
$$h_0 = (90^\circ - \phi) - 23,5^\circ$$

- Si el periodo de **uso es solo durante el verano**, el día más desfavorable corresponde a los equinoccios de otoño o de primavera (21 de marzo o 21 de septiembre), momento en el cual la altura solar durante el mediodía solar viene dada por:

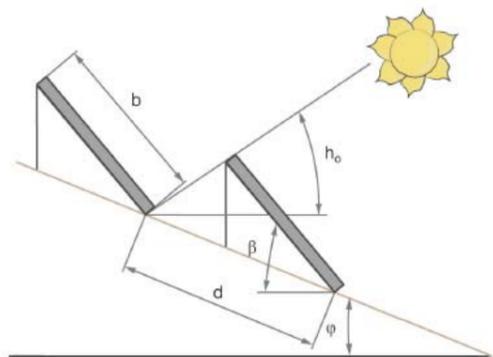
$$h_0 = (90^\circ - \phi)$$

A continuación, se muestra la relación entre la distancia mínima,  $d$ , entre filas de módulos y otras dimensiones de los módulos:

- Superficies planas:



- Superficies inclinadas:



A partir de la localización, el periodo de diseño y la tipología e inclinación de la instalación definidos en apartados anteriores, y la pendiente de la parcela, se calcula la separación mínima entre líneas de paneles.

#### **Localización instalación**

Ciudad:	Cenicero
Latitud ( $\phi$ ):	42,46°

#### **Dimensiones panel**

Longitud (b):	4558 mm (2V)
Ancho:	1134 mm

#### **Instalación**

Orientación:	SUR
Inclinación ( $\beta$ ):	15°
z:	1180 mm

#### **Instalación funcionando durante el verano**

$h_0$ :	47,78 °
d:	5474 mm
d1:	1071 mm
d2:	4404 mm

Atendiendo a los resultados la distancia mínima entre paneles para una instalación fija con paneles a 15° de inclinación con respecto a la horizontal, y una pendiente descendente despreciable en la parcela, deberá ser de 5.474 mm, con una distancia entre paneles en la proyección vertical de 1.071 mm, es decir con un pasillo de 1.071 mm.

Por cuestiones de explotación y mantenimiento se adopta una separación en la proyección horizontal ( $d_1$ ), es decir un pasillo entre filas de módulos, de 4280 mm.

#### 7.4.3 NÚMERO DE MÓDULOS. TOTAL, SERIE Y PARALELO

Para calcular el número de módulos deberemos tener en cuenta, la potencia total de la instalación y del módulo para determinar el número total de módulos, y los dos valores extremos del voltaje PMP (-10 °C y 70 °C), según se ajusten al rango de funcionamiento del inversor/variador.

#### 7.4.4 INSTALACIÓN SOLAR

##### POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

Potencia instalación FV: 217.800 Wp

##### NÚMERO DE PANELES

$$N \text{ (nº paneles)} = \frac{P_{GVF,MSTC}}{P_{MOD,M,STC}} = \frac{217.800 \text{ Wp}}{550 \text{ Wp}} = 396 \text{ paneles de } 545 \text{ Wp}$$

$$N_{máx,s} = \frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)}} = \frac{1000 \text{ V}}{55,04 \text{ V}} = 18,17 = 18 \text{ paneles en serie como máximo}$$

$$N_{mín,s} = \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,PMP(70^{\circ}C)}} = \frac{540 \text{ V}}{36,48 \text{ V}} = 14,80 = 15 \text{ paneles en serie como mínimo}$$

$$V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)} = U_{OC} \times (\text{Coef. placa } U_{OC} \text{ t}^{\text{a}} \times (-35)) = 49,47 \times \left\{ -0,290 \frac{\%}{^{\circ}C} \times (-35) \right\} = 55,04 \text{ V}$$

$$V_{MOD,PMP(70^{\circ}C)} = U_{MPP} \times (\text{Coef. placa } U_{OC} \text{ t}^{\text{a}} \times (45)) = 41,95 \times \left\{ -0,290 \frac{\%}{^{\circ}C} \times (45) \right\} = 36,48 \text{ V}$$

Es decir, el número máximo de paneles por string o cadena de módulos será de 18 paneles y el mínimo de 15 para garantizar que en las condiciones de temperatura máximas y mínimas normalmente utilizadas como referencia (70 °C y -10 °C), se garantice que la tensión a la entrada del inversor/variador está dentro de los límites fijados por el fabricante.

**Se adopta como referencia  $N_{máx,s} = 18$  paneles en serie por string o cadena.**

A continuación, verificamos las cadenas o strings en paralelo en la instalación:

$$N_p \text{ (nº de strings en paralelo)} = \frac{N}{N_s} = \frac{396}{18} = 22 = 22 \text{ cadenas o strings}$$

#### 7.4.5 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

A continuación, se justifica el dimensionado de los principales elementos de la instalación:

- Cableado entre módulos y caja de continua (agrupación de strings/cadenas; Cuadro Campo CC1-x).
- Cableado entre Caja de Campo nivel 1 (CC1-x) y cuadro de Campo nivel 2 (CC2) o acometida bombeo.
- Fusibles
- Seccionadores
- Descargadores de sobretensión

- Red de tierras
- Vigilantes de aislamiento
- Diodos de bloqueo

##### 7.4.5.1 CABLEADO

En el dimensionado de la sección del conductor, básicamente, se tendrán en cuenta dos criterios:

- **Criterio de máxima intensidad** admisible por el conductor.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el conductor de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito del módulo.

$$I_{máx.adm} = 1,25 \times I_{MOD,SC,STC}$$

Selección de cable según Norma UNE 20460-5-523:2004:

- **En strings o cadenas.** Tabla 52 - C11 (instalación aire libre tipo rejiban, cables unipolares). Instalación tipo E, 2 conductores cargados. Coef. Temperatura Tabla 52-D1, 30°C; coef. Agrupamiento Tabla 52-E1, 1 circuito.
- De caja de continua a Acometida CC. Tabla 52 - C4 (instalación en conductos enterrados). Instalación tipo D, 2 conductores cargados. Coef. Temperatura terreno Tabla 52-D2, 20°C; coef. Agrupamiento Tabla 52-E3, máx. 2 circuitos.

- **Criterio de máxima caída de tensión** permisible en el cable.

Atendiendo a las recomendaciones del informe de ASIF, "Caídas de tensión ASIF- Edición 3, marzo 2006", se fijará una caída de tensión máxima admisible entre el módulo y la Acometida de CC2 del 1,0%. Por otro lado, se fija una sección mínima de 4 mm<sup>2</sup>.

$$S_{m,cadena} \text{ (monofásico)} = \frac{2 \times L \times P}{K \times e \times V \times N_{ms}}$$

Donde:

- S, Sección en mm<sup>2</sup>
- L, longitud del conductor en metros
- P, Potencia en vatios
- K, conductividad, para CU 56 y Al 35
- e, máxima caída de tensión permitida en vatios
- V, tensión de utilización en voltios
- Nms, número de módulos en serie

#### 7.4.5.1.1 CABLEADO ENTRE MÓDULOS Y CAJA DE CONTINUA. TRAMO 1

A continuación, se detallan la justificación técnica para la elección del conductor entre la cadena módulos y caja de continua, punto en el que se unificará el cableado procedente de diferentes módulos.

Finalmente se optará por dos cables uno de 1 x 6 mm<sup>2</sup> tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1kV y otro de 1 x 10 mm<sup>2</sup> tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K 0,6/1kV por cadena, instalado al aire sobre superficie. Cable certificado TÜV y EN, conductor en cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, aislamiento a partir de goma libre de halógenos, y cubierta de goma libre de halógenos de color negro o rojo. Apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna.

#### 7.4.5.1.2 CABLEADO ENTRE CAJA DE CONTINUA Y ACOMETIDA CC. TRAMO 2

A continuación, se detalla la justificación técnica para la elección del conductor entre la caja de continua, punto en el que se unificará el cableado procedente de diferentes módulos (CC1-x), el cuadro de Campo de agrupación del campo fotovoltaico (CC2) y entre este y el cuadro de acometida de (corriente continua) del bombeo.

Tras el análisis de la distribución del campo fotovoltaico se determina agrupar entre 6 y 8 string/cadenas/ramas en una misma caja de continua, dependiendo de la morfología de parcela, dando lugar a 2 agrupamientos, es decir 2 cajas de continua. Desde cada una de estas cajas de continua se deberá tender cableado hasta la Caja de Capo de nivel 2 (CC2), y desde esta hasta la acometida CC del bombeo, debiéndose justificar la sección de cable por criterio de máxima intensidad y de máxima caída de tensión expuestos con anterioridad.

A continuación, se detalla la longitud de cableado de cada una de estas líneas de agrupación, añadiendo 5 metros adicionales para ajuste de conexión a cuadros eléctricos.

	TRAMO 1. EN CADENA								TRAMO 2: DE CAJA DE NIVEL 1 A CAJA DE NIVEL 2								TRAMO 3: DE CAJA DE NIVEL 2 A BOMBEO								TOTAL CdT			
	Nº DE POLOS	CABLE (mm2)	Material	DISTANCIA (m)	V	Imp (A)	CdT (V)	CdT (%)	Nº DE POLOS	CABLE (mm2)	Material	DISTANCIA (m)	V	Nº SERIES	Imp (A)	CdT (V)	CdT (%)	Nº DE POLOS	CABLE (mm2)	Material	DISTANCIA (m)	V	Nº SERIES	Imp (A)		CdT (V)	CdT (%)	
<b>TRAMO 0. CABLE SOLAR</b>																											<b>0,96%</b>	
Tramo de conexión	1	6	Cu	16,2	755,1	13,93	1,343	0,178%										2	50	Al	0	755,1	22	383,075	14,747	0,000%		
Tramo directo	1	10	Cu	19,25	755,1	13,93	0,958	0,127%																		328 A	NO cumple a corriente	
Tramo directo	1	6	Cu	19,25	755,1	13,93	1,596	0,211%																				
Suma		<b>TRAMO 10</b>					<b>2,301</b>	<b>0,305%</b>																				
Suma		<b>TRAMO 6</b>					<b>2,939</b>	<b>0,389%</b>																				
TRAMO 1 (de fin de cadena a CN1)																												
C1	1						63 A	CUMPLE A CORRIENTE																				
S1	1	6	Cu	22	755,1	13,93	1,824	0,242%	1	50	Cu	17	755,1	6	104,475	0,010	0,168%										0,80%	
S2	1	6	Cu	14	755,1	13,93	1,161	0,154%																			0,75%	0,71%
S3	1	6	Cu	14	755,1	13,93	1,161	0,154%							225 A	CUMPLE A CORRIENTE												0,71%
S4	1	6	Cu	5	755,1	13,93	0,415	0,055%																			0,61%	
S5	1	6	Cu	5	755,1	13,93	0,415	0,055%																			0,61%	
S6	1	6	Cu	16	755,1	13,93	1,327	0,176%																			0,73%	
S7	1	6	Cu	16	755,1	13,93	1,327	0,176%																			0,73%	
C2	1						63 A	CUMPLE A CORRIENTE																				
S1	1	6	Cu	13	755,1	13,93	1,078	0,143%	1	50	Cu	37	755,1	5	87,0625	0,015	0,305%										0,84%	
S2	1	6	Cu	13	755,1	13,93	1,078	0,143%																			0,89%	0,84%
S3	1	6	Cu	5	755,1	13,93	0,415	0,055%							225 A	CUMPLE A CORRIENTE												0,75%
S4	1	6	Cu	29	755,1	13,93	2,405	0,318%																			1,01%	
S5	1	6	Cu	29	755,1	13,93	2,405	0,318%																			1,01%	
S6	1	6	Cu	18	755,1	13,93	1,493	0,198%																			0,89%	
C3	1						63 A	CUMPLE A CORRIENTE																				
S1	1	6	Cu	5	755,1	13,93	0,415	0,055%	1	50	Cu	40	755,1	9	156,7125	0,053	0,593%										1,04%	
S2	1	6	Cu	5	755,1	13,93	0,415	0,055%																			1,21%	1,04%
S3	1	6	Cu	25	755,1	13,93	2,073	0,275%							225 A	CUMPLE A CORRIENTE												1,26%
S4	1	6	Cu	25	755,1	13,93	2,073	0,275%																			1,26%	
S5	1	6	Cu	17	755,1	13,93	1,410	0,187%																			1,17%	
S6	1	6	Cu	28	755,1	13,93	2,322	0,307%																			1,29%	
S7	1	6	Cu	28	755,1	13,93	2,322	0,307%																			1,29%	
S8	1	6	Cu	25	755,1	13,93	2,073	0,275%																			1,26%	
S9	1	6	Cu	25	755,1	13,93	2,073	0,275%																			1,26%	

Los cables se instalarán bajo tubo enterrado en zanja, con un máximo de dos circuitos por zanja separados por al menos 0,25m. Cable certificado TÜV y EN, conductor en cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, aislamiento a partir de Polietileno reticulado (XLPE), y cubierta de PVC flexible, de color negro. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.

#### 7.4.5.2 FUSIBLES A INSTALAR

Los fusibles a instalar en serie en cada rama han de poseer una intensidad nominal,  $I_n$ , de acuerdo a la siguiente expresión:

$$1,5 \times I_{MOD,SC,STC} \leq I_n \leq 2 \times I_{MOD,SC,STC}$$

Del mismo modo, para la protección de los cables para cada cadena fotovoltaica, deberá considerarse lo siguiente:

- **Grupo FV con una cadena o dos cadenas en paralelo**, no se requiere dispositivo protector de sobreintensidad.

La corriente permanente admisible  $I_z$  del cable para cadena fotovoltaica debe ser superior o igual a la corriente máxima de corto circuito de la cadena:

$$I_{SC,max} \text{ de la cadena} \leq I_z$$

- **Grupo FV con cadenas  $N_s$  en paralelo con  $N_s$  superior a 2**, la corriente inversa que circula en el cable para cadena fotovoltaica es  $(N_s - 1) \cdot I_{SC, MÁX}$ . Debe utilizarse una de las siguientes medidas:
  - Cuando no se requiere el dispositivo de protección de sobreintensidad de la cadena fotovoltaica, la corriente permanente admisible  $I_z$  de los cables para cadena fotovoltaica deben ser superiores o iguales a la corriente máxima inversa:

$$(N_s - 1) \times I_{SC, MÁX} \leq I_z$$

- Cuando si se requiere de dispositivo de protección contra sobreintensidades de la cadena fotovoltaica la corriente permanente admisible  $I_z$  de los cables para cadena fotovoltaica deben ser superiores o iguales a la corriente nominal del dispositivo de protección de la cadena  $I_n$ :

$$I_n \leq I_z$$

#### PROTECCIONES POR FUSIBLES EN CADENA/STRING:

<b>Fusibles (a instalar en serie en cada Rama o String; CC1-x):</b>		
<b>Isc módulo</b>	13,93	A
<b>In mínima fusible:</b>	20,75	A
<b>In máxima fusible:</b>	27,86	A
<b>Elección de fusible cadenas/strings:</b>	25	A
<b>Nramas paralelo (agrupadas por caja conexión Grupo FV):</b>	8	Uds
<b>Isc (A), por cadena</b>	13,83	A
<b>Uoc (V)</b>	49,97	
<b>Nms:</b>	18	Uds

<b><math>I_z</math>, intensidad cable:</b>	49,00	A
<b>Régimen tensión fusible:</b>	1079,53	V
<b>Elección de fusible cadenas:</b>	25 A, y 1500 V	

Atendiendo a la justificación anterior cada cadena de módulos se protegerá con seccionador de fusibles tipo E 92/32, y fusibles tipo 10x85 mm 1500 V c.c. 25 A.

Esta misma protección podría efectuarse mediante interruptor magnetotérmico atendiendo a la siguiente justificación:

<b>Seccionador por cadena (a instalar en serie en cada Rama o String; CC1-x):</b>		
<b>V<sub>mod. OC</sub> (-10°C):</b>	55,04	V
<b>N<sub>ms</sub>:</b>	18	Uds
<b>Umáx. a soportar, N<sub>s</sub>*V<sub>MOD,OC</sub>(-10°C):</b>	990,76	V
<b>Nramas paralelo (agrupadas por caja conexión Grupo FV):</b>	1	Uds
<b>Isc (A), por cadena</b>	13,83	A
<b>Intensidad a soportar en interruptor:</b>	20,75	A
<b>Interruptor elegido</b>	S803PV-S25	
<b>Tensión máxima:</b>	1200	V
<b>Intensidad nominal:</b>	25	A
<b>Poder de Corte (kA):</b>	5	kA

#### PROTECCIONES POR FUSIBLES EN ACOMETIDA PARA AGRUPACIÓN CADENA/STRING:

<b>Fusibles (a instalar en serie en agrupación Rama o String ; CC2):</b>		
<b>Isc módulo</b>	13,93	A
<b>In mínima fusible:</b>	188,055	A
<b>In máxima fusible:</b>	250,74	A
<b>Elección de fusible cadenas/strings:</b>	200	A
<b>Nramas paralelo (agrupadas por caja conexión Grupo FV):</b>	9	Uds
<b>Isc (A), por cadena</b>	13,93	A
<b>Uoc (V)</b>	49,97	
<b>N<sub>ms</sub>:</b>	18	Uds
<b><math>I_z</math>, intensidad cable:</b>	49,97	A
<b>Régimen tensión fusible:</b>	1.079,35	V
<b>Elección de fusible cadenas:</b>	200 A, y 1500 V	

### 7.4.5.3 SECCIONADORES

En cada una de las cajas de continua (agrupación de strings/cadenas; cuadro nivel 1, CC1-x), además de las correspondientes protecciones se colocará un seccionador acorde a la tensión y la intensidad del grupo de strings para facilitar el mantenimiento y la explotación.

Por otro lado, en el cuadro de Campo de nivel 2 (CC2), el cual agrupa todas las líneas procedentes de los cuadros de Campo de nivel 1 (CC1-x), y del cual parte la línea general hasta el cuadro de Acometida del Bombeo, además de las correspondientes protecciones se colocará un seccionador acorde a la tensión y la intensidad del grupo de strings para facilitar el mantenimiento y la explotación. En este cuadro también se unificarán las comunicaciones de la red Ethernet del campo fotovoltaico mediante Swich, la cual tendrá continuidad hasta el cuadro de control del bombeo mediante red Ethernet cuando la distancia lo permita o mediante red de Fibra Óptica cuando las distancias entre el CC1-x más alejado y el bombeo excedan de los 100 metros.

Por último, en el cuadro de acometida CC se colocará un interruptor General seccionador, para la gestión del aporte de la energía eléctrica por parte del campo fotovoltaico, interruptor conectado, o de los grupos electrogeneradores, interruptor desconectado.

A continuación, se justifica la elección del interruptor seccionador a instalar en cada caso:

#### SECCIONADOR EN CAJA DE CONTINUA PARA AGRUPACIÓN CADENA/STRING. CUADRO

##### NIVEL 1:

Seccionador por Grupo conexión (a instalar en serie en cada grupo):		
<b>V<sub>mod. OC (-10°C)</sub>:</b>	55,04	V
<b>N<sub>ms</sub>:</b>	18	Uds
<b>Umáx. a soportar, N<sub>s</sub>*V<sub>MOD,OC(-10°C)</sub>:</b>	990,76	V
<b>N<sub>ramas paralelo (agrupadas por caja conexión Grupo FV)</sub>:</b>	9	Uds
<b>I<sub>sc (A), por cadena</sub></b>	13,93	A
<b>Intensidad a soportar en interruptor:</b>	188,06	A
<b>Interruptor elegido</b>	OTDC200	
<b>Tensión máxima:</b>	1500	V
<b>Intensidad nominal:</b>	200	A
<b>Poder de corte:</b>	5	kA

#### SECCIONADOR GENERAL EN CC2 Y ACOMETIDA PARA CAMPO FOTOVOLTAICO:

<b>I<sub>máx. TOTAL a entrada inversores:</sub></b>	<b>383,08</b>	A
<b>Interruptor elegido</b>	OTDC400	
<b>Tensión máxima:</b>	1000	V

<b>Intensidad nominal:</b>	400	A
<b>Poder de Corte (kA):</b>	8	kA
<b>Unidades</b>	1	

### 7.4.5.4 DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

En cada una de las cajas de continua (agrupación de strings/cadenas; cuadro nivel 1), en el cuadro de Campo de nivel 2 (CC2), y en el cuadro de acometida CC se colocarán los correspondientes descargadores de tensiones. A continuación se indican las principales características de los equipos a instalar.

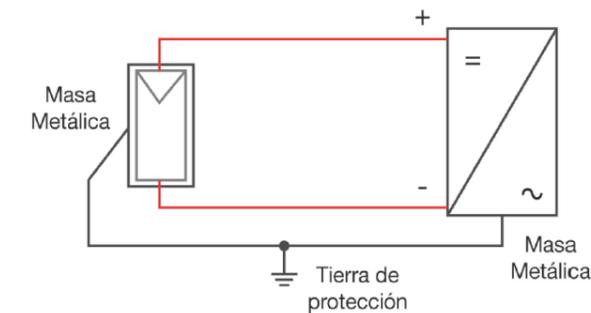
Protección sobretensiones. En caja de continua y acometida		
<b>MODELO</b>	OVR PV T2 40-1500	
<b>Tensión cont. máx. de funcionamiento U<sub>cpv</sub></b>	1500	V
<b>Corriente nominal de descarga I<sub>n</sub> (8/20 μs)</b>	20	kA
<b>Corriente de descarga máx. I<sub>max</sub> (8/20 μs)</b>	40	kA
<b>Fusible asociado a descargador</b>	Según I grupo y tensión sistema	

### 7.4.5.5 RED DE TIERRAS

En el campo fotovoltaico deberá existir un sistema de tierras de protección y otro de servicio.

La red de tierras del campo fotovoltaico deberá tener una configuración denominada "flotante". Este tipo de configuración consiste en el que ninguna de las partes activas eléctricamente esté puesta a tierra, mientras que los componentes metálicos de la instalación si estarán conectados a tierra (marcos, soportes, cajas de conexión DC, caja del interruptor principal e inversor).

En la imagen se muestra la configuración de generador flotante y masas a tierra.



En este tipo de configuración existe la tierra de protección a la cual se deben conectar todas las masas metálicas del sistema, así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones. En este tipo de conexión toda la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra.

#### 7.4.5.6 VIGILANTES DE AISLAMIENTO

Con la finalidad de proteger el lado de corriente continua de contactos indirectos se incorporará a la instalación vigilantes de aislamiento.

Estos dispositivos deberán tener en cuenta que la resistencia de aislamiento de la instalación debe estar por encima de unos valores mínimos que impidan que ante contactos directos de corriente por la persona se supere los 100 mA.

Habitualmente estos dispositivos inyectan una tensión en la red y la tierra, de la medida de la corriente que resulte se obtiene la resistencia real de aislamiento de la red y por tanto la existencia o no de una falta o fallo de aislamiento. Se realiza mediante una señal con una frecuencia baja para que las corrientes generadas se acoplen a las corrientes de fuga.

#### 7.4.5.7 DIODOS DE BLOQUEO

Se colocarán en el cableado de conexión al bus de continua de los variadores, evitando que pueda haber una fuga de corriente en la fase de arranque suave DC del variador y se puedan generar daños en las instalaciones.

### 8 RED DE COMUNICACIONES

Ver apartado 9.1.

### 9 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN. CONTROL Y MANTENIMIENTO

#### 9.1 MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE INSTALACIONES

La experiencia en las instalaciones realizadas ha demostrado un funcionamiento sin apenas fallos y con un mantenimiento muy escaso. Siendo la fiabilidad una ventaja de estas instalaciones. Sin embargo, es adecuado dotar a la instalación de monitorización, por los siguientes motivos:

- Los propietarios de la instalación quieren conocer que la instalación funciona correctamente. Los sistemas de monitorización básicos de fácil manejo y comprensión, informan al usuario de las principales variables del sistema.
- Los sistemas de monitorización permiten comprobar que el sistema está funcionando de acuerdo a lo previsto y actuar sobre algunos parámetros para corregir posibles deficiencias.

#### 9.1.1 EVALUACIÓN DEL SISTEMA

Tiene como objeto aumentar el conocimiento de la tecnología con la finalidad de mejorar el rendimiento de la instalación. Este feedback, es aplicado posteriormente a nuevos desarrollos.

Como podemos ver, un buen sistema de monitorización es muy eficaz para el operador de la instalación, ya que va a ayudar a desarrollar un mantenimiento adecuado de la instalación y además, garantizará confianza a los propietarios de la instalación.

Desde el punto de vista técnico, el objetivo de desarrollar la monitorización de una instalación solar fotovoltaica, es la evaluación de la eficiencia energética de la instalación, para ello es adecuado controlar el comportamiento de los inversores, módulos solares, controlando los parámetros de irradiancia y temperatura de los módulos.

La mayoría de los inversores fotovoltaicos integran sistemas electrónicos capaces de medir las magnitudes eléctricas tanto a su entrada como en la salida. Además, estas variables son acumuladas en memorias internas del propio inversor, o mediante equipos de almacenamiento que facilita el propio fabricante

#### 9.1.2 PARÁMETROS MONITORIZABLES

Las variables a monitorizar en una instalación solar fotovoltaica son las siguientes:

- Variables meteorológicas
  - Irradiancia captada en el plano de los módulos ( $W/m^2$ ):  
Esta variable permite conocer un correcto balance energético de la planta. Normalmente se mide mediante una célula de referencia de la misma tecnología que el generador fotovoltaico, calibrada por un laboratorio. En la salida de esta célula se coloca un shunt (resistencia calibrada) de manera que la señal de salida es proporcional a la irradiancia incidente. La ventaja de medir con una célula calibrada es su bajo precio si lo comparamos con el coste de un piranómetro y su mayor velocidad respuesta a cambios de irradiación bruscos, nubes rápidas. El principal inconveniente de estas instalaciones es que son menos precisas, a bajas irradiancia.
  - Irradiancia incidentes en el plano horizontal ( $W/m^2$ ):  
Este parámetro es medido con la finalidad de comparar diferentes instalaciones, o realizar extrapolaciones en futuras instalaciones.
  - Temperatura de los módulos ( $^{\circ}C$ ):  
El objeto de medir este parámetro, no es otro que conocer las pérdidas reales de los módulos, por el efecto de la temperatura, ya que va a ser una de las mayores pérdidas de la instalación.

En los primeros días de la instalación nos interesa verificar si los parámetros indicados por el fabricante de la instalación son correctos.

La mejor forma de controlar este parámetro es con la medida directa de esta variable, mediante un sensor sobre el módulo, sin embargo, también podemos medir este parámetro, midiendo la irradiación y la temperatura ambiente de la instalación.

Para medir la temperatura se suele emplear una RTD, son sensores que varían su resistencia interna con la temperatura, las más utilizadas son las Pt 100. Aunque existen diferentes tecnologías de conexionado, en distancias largas, es recomendable utilizar las de 4 hilos, ya que este método es más efectivo y preciso, ya que este tipo de sensores anula la resistencia adicional que introducen los conductores.

o Temperatura ambiente (°C):

Es útil conocer la temperatura ambiente, de la instalación, con el objeto de estimar el funcionamiento de los equipos, como puede ser los inversores y etc.

o Velocidad y dirección del viento:

Este parámetro es de vital importancia en las instalaciones con seguimiento de dos ejes, con la finalidad de proteger las estructuras ante vientos muy fuertes. También se suele medir dicho parámetro para realizar ajustes de la temperatura de los módulos, ya que dependiendo de la velocidad del viento puede existir diferencia entre la temperatura medida por el sensor o estimada, y la temperatura real de la célula.

Estos sensores disponen de tres cazoletas, que giran en función de la velocidad del viento, y emitiendo una señal en alterna siendo la frecuencia proporcional a la velocidad el viento.

Para la dirección del viento, se utiliza las veletas, estos dispositivos nos indican la dirección del viento, debido a que internamente tienen un potenciómetro, que nos da una señal de tensión proporcional a la resistencia media, en función de la dirección en la que se encuentra.

Normalmente el Norte corresponde a 0 voltios.

• Variables de corriente continua.

o Voltaje en DC (V).

Asociación módulos serie.

o Intensidad en DC (A).

Asociación módulos paralelo.

Ambas variables, son medidas con ella finalidad de conocer y analizar si funciona correctamente la instalación generadora.

• Variables de corriente alterna

o Tensión de cada una de las fases (V).

- o Intensidad de cada una de las fases (A).
- o Potencia de salida (W).
- o Factor de potencia ( $\cos \phi$ ).
- o Frecuencia de red (Hz).
- o Energía total producida por el inversor (kWh).

Normalmente además de controlar los parámetros característicos de la instalación, se suelen generar alarmas, con la finalidad de vigilar o registrar las siguientes incidencias:

- Frecuencia de red fuera de límites.
- Tensión de red fuera de límites.
- Fallo de aislamiento.
- Temperatura de trabajo excesivo.
- Desviaciones en los seguidores solares.

### 9.1.3 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

La mayoría de los inversores que podemos encontrar en el mercado, disponen de la electrónica adecuada, para medir los parámetros anteriormente introducidos. Además de incorporar los sistemas de almacenamiento temporal de las medidas del inversor, que a su vez permite la descarga de dicha información a un PC. Muchos fabricantes lo integran en el propio inversor, y otros ofrecen un data logger externo, conectado al inversor con ese propósito. El principal inconveniente de estos sistemas es que debido a la limitada capacidad de la memoria de dichos dispositivos se tiene que desarrollar descargas temporales, con la finalidad de poder guardar los datos recogidos.

La comunicación adecuada entre los usuarios y estos dispositivos utilizados en la monitorización de las instalaciones solares fotovoltaicas, se establece mediante protocolos de comunicación, estableciendo los flujos de información entre los distintos sistemas, estableciendo un protocolo entre las partes de la comunicación, sobre cómo se va a proceder al envío y recepción de datos. Para desarrollar este tipo de comunicación los protocolos más utilizados son los siguientes:

- Protocolo RS232.
- Protocolo RS485.
- Protocolo GSM.
- Protocolo Ethernet.
- Protocolo TCP/IP.
- Protocolo GPRS.

En este caso la comunicación entre el Autómata del bombeo y los variadores y el sistema de control se realizará a través de una red ModBUS y Ethernet, y se dotará al sistema de un PC de control en el que se almacenará todos los parámetros registrados y con el que se gestionará la comunicación con el Centro de Control de la CR.

En el campo solar fotovoltaico se establecerá una red de comunicaciones bajo tubo Ethernet entre cada una de las cajas de nivel 1 (CC1-x), donde se instalará un "Medidor de Cadenas de módulos", y la Caja de Campo de nivel 2 (CC2), en la que se instalará un Switch de comunicaciones que agrupará las comunicaciones de todo el campo fotovoltaico. Desde este punto se prologará la red hasta el autómata de control del bombeo, mediante red Ethernet cuando la longitud más desfavorable sea inferior a 100 m, o mediante Fibra Óptica cuando las longitudes sean mayores. Esta red de comunicaciones permitirá incluso la inclusión de las señales de los sensores del campo fotovoltaico o la instalación futura de una red de videovigilancia.

Los sensores que se instalarán con la finalidad de medir los parámetros anteriormente indicados, son los siguientes:

Parámetro	Sensor	Precisión	Salida
Irradiancia	Célula de referencia	2 W/m <sup>2</sup>	mV
	Piranometro	1 W/m <sup>2</sup>	
Temperatura	PT100	0,5°C	Ω
Velocidad viento	Anemómetro		0-1 Vdc
			4-20mA
Dirección viento	Veleta		0-1 Vdc
			4-20 mA
Intensidad DC	Shunt	0,5 %	mV

#### 9.1.4 RED DE COMUNICACIONES

##### COMUNICACIÓN ETHERNET TCP

Se prevé la instalación de una red Ethernet con cable tipo UTP Exterior CAT6 bajo tubo, con conexiones RJ-45 y Switches de conexión, que comunicará:

- El PLC con el PC con el SCADA del edificio de Bombeo, y desde estos, y a través de una comunicación vía GPRS, comunicará con el Centro de Control, es decir con la Sede de la CR de Santa Ana.

- El sistema de monitorización de señales de tensión e intensidad de las cadenas de módulos, previsto en las diferentes Cajas de Campo nº 1 (CC1-x), y de los sensores de temperatura e irradiancia, con la Caja de Campo nº 2 (CC2). Desde este, y a través de una comunicación vía Fibra Óptica monomodo 9/125 enterrada bajo tubo, comunicará con el PLC y el PC del Bombeo. Usando convertidores de medios PoE 10/100 Base TX a 100 Base-FX para facilitar las conversiones y mantener una alta calidad en las comunicaciones.

Los Conversores de Medios PoE conectan de forma transparente cobre a fibra, al tiempo que proporcionan Power over Ethernet (PoE) a dispositivos que cumplan las normas PoE y PoE+. Este tipo de conversores permitirán incluso la futura conexión de cámaras IP.

Las características principales del conversor de medios son:

- Fibra 10/100/1000Base-T a 100/1000Base-X
- Alimentación IEEE 802.3 PoE & PoE+ PSE
- Compatible con dispositivos PoE antiguos anteriores a la norma
- Puertos de fibra fijos o ranura vacía para SFP Cisco y otro estándar
- Funciones avanzadas: PD Reset, Fiber redundancy, Smart Link Pass-Through, Fiber Fault Alert, Auto-MDIX y Loopback

#### 9.1.5 SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN PREVISTO

El sistema de monitorización, además de todos los parámetros expuestos con anterioridad, proporcionará medidas de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC de las cadenas de módulos y del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Estados fusibles strings/cadenas de módulos.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A", Report EUR 16338 EN.

Se prevé un equipo de gestión y monitorización tipo Carlo Gavazzi o similar para el control de las cadenas de módulos

- Unidad de cuadro teledandable y gestionable desde PLC central.
- Monitorización de energía por cada pareja de string, Carlo Gavazzi o similar.
- Conexión con telecontrol y comunicación y visualización en tiempo real en centro de control CR

#### 9.1.6 SISTEMA DE CONTROL PREVISTO

En el Anejo 15 "Instalaciones eléctricas en Baja Tensión" se detalla la justificación de la configuración del equipo seleccionado.

### 9.2 ANÁLISIS DE PARÁMETROS

Los parámetros que debemos de controlar con la finalidad de analizar el correcto funcionamiento de la instalación son los siguientes:

#### 9.2.1 ENERGÍA SOLAR DIANA RECIBIDA POR EL GENERADOR FOTOVOLTAICO ( $E_{solar}$ )

Es el producto de la irradiación diaria  $H_{\alpha,\beta}$  y el área del generador en  $m^2$  y se mide en Wh. La irradiación diaria es energía diaria recibida sobre el plano del generador y se mide en Wh/ $m^2$ .

$$E_{solar} = H_{\alpha,\beta} \times A$$

Donde:

- $E_{solar}$ : Energía solar diaria recibida por el generador fotovoltaico.
- $H_{\alpha,\beta}$ : Irradiación diaria.
- A: Superficie de captación

#### 9.2.2 ENERGÍA DIARIA GENERADA EN CONTINUA $E_{DC}$

Es la energía diaria a la entrada del inversor, se mide en Wh o en kWh y la podemos calcular según la siguiente ecuación.

$$E_{DC} = \int P_{DC} \times (dt) = \int I_{DC} \times V_{DC} \times (dt)$$

Donde:

- $E_{DC}$ : Energía diaria generada en continua.
- $P_{DC}$ : Potencia corriente continua (entrada inversor).
- Dt: Diferencia de tiempo.
- $I_{DC}$ : Intensidad corriente continua.

- $V_{DC}$ : Tensión corriente continua.

#### 9.2.3 ENERGÍA DIARIA GENERADA EN ALTEMA $E_{AC}$

Es la energía diaria a la salida del inversor, se mide en Wh o en kWh y se calcula la podemos calcular de acuerdo la siguiente ecuación:

$$E_{AC} = \int P_{AC} \times (dt)$$

$$P_{AC} = I_{AC} \times V_{AC} \times \cos\phi$$

Las unidades de la energía  $E_{AC}$  se expresa en kVAh.

Donde:

- $E_{AC}$ : Energía diaria generada en alterna.
- $P_{AC}$ : Potencia corriente alterna (salida inversor).
- dt: Diferencial de tiempo.
- $I_{AC}$ : Intensidad corriente alterna.
- $V_{AC}$ : Tensión corriente alterna.
- $\cos\phi$ , Factor de potencia.

#### 9.2.4 RENDIMIENTO DEL GENERADOR $\eta_{GEN}$

Es el cociente entre la energía generada en la entrada del inversor y la energía solar recibida en el generador fotovoltaico. Se expresa en (%).

$$\eta_{gen} = \frac{E_{DC}}{E_{solar}} \times 100$$

Donde:

- $\eta_{gen}$ : Rendimiento del generador.
- $E_{AC}$ : Energía corriente continua (entrada inversor).
- $E_{solar}$ : Energía solar.

#### 9.2.5 RENDIMIENTO DEL INVERSOR $\eta_{INV}$

Es el cociente entre la energía a la salida del inversor  $E_{AC}$  y su energía a la entrada  $E_{DC}$ . Se expresa en (%).

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \times 100$$

Donde:

- $\eta_{inv}$ : Rendimiento del inversor.
- $E_{AC}$ : Energía corriente alterna (salida inversor).
- $E_{DC}$ : Energía corriente continua (entrada inversor).

#### 9.2.6 RENDIMIENTO DEL SISTEMA $\eta_{SISTEMA}$

Es el cociente entre la energía a la salida del inversor y la energía solar recibida por el sistema, expresado en (%).

$$\eta_{sistema} = \frac{E_{AC}}{E_{solar}} \times 100$$

Donde:

- $\eta_{sistema}$ : Rendimiento del sistema.
- $E_{AC}$ : Energía corriente alterna (salida inversor).
- $E_{solar}$ : Energía solar.

#### 9.2.7 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN $PR$

También conocido como Performance Ratio, es el cociente entre la energía diaria generada por el sistema y la que generaría el sistema en condiciones ideales, es decir sin pérdidas expresado (%).

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{ideal}} \times 100$$

La energía diaria generada por el sistema es la energía generada media a la salida del inversor  $E_{AC}$ . La energía ideal es el producto de la energía solar recibida por el generador por su rendimiento en condiciones estándar de medida, como podemos ver en la siguiente ecuación:

$$E_{ideal} = E_{solar} \times \eta_{STC}$$

Donde:

- $PR$ : Rendimiento energético de la instalación.
- $E_{AC}$ : Energía corriente alterna (salida inversor).
- $E_{ideal}$ : Energía ideal.
- $E_{solar}$ : Energía solar.
- $\eta_{STC}$ : Rendimiento en condiciones estándar de medida.

#### 9.2.8 HORAS EQUIVALENTES

Se define como el cociente entre la energía diaria producida y los vatios picos instalados, y por tanto sus unidades son (kWh/kWp).

$$H_{eq} = \frac{E_{AC}}{P_{nPV}}$$

Donde:

- $H_{eq}$ : Horas equivalentes.
- $E_{AC}$ : Energía corriente alterna (salida inversor).
- $P_{n,PV}$ : La potencia nominal del generador fotovoltaico medida en condiciones STC.

Partiendo del  $H_{eq}$ , podemos llegar a calcular el PR, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PR(\%) = \frac{H_{eq}}{H_{er,R}} = \frac{H_{eq}}{G_{\beta,\alpha}/1000} \times 100$$

Donde:

- $PR$ : Rendimiento energético de la instalación.
- $H_{eq}$ : Horas equivalentes.
- $H_{eq,R}$ : horas equivalentes de referencia y se define como el cociente entre la radiación solar incidente en el plano del generador ( $G_{\beta,\alpha}$ ) y la irradiancia en condiciones estándar de medida ( $1000W/m^2$ ).

### 9.3 MANTENIMIENTO INSTALACIONES

Aunque el mantenimiento en las instalaciones conectadas a red es sencillo, es muy recomendable, que las operaciones de mantenimiento lo realicen la empresa instaladora u otra empresa especializada en estos temas.

En los siguientes puntos, vamos a explicar las principales tareas de mantenimiento para este tipo de instalaciones.

#### 9.3.1 MANTENIMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS

Como ya hemos estudiado en las instalaciones solares fotovoltaicas, nos vamos a encontrar dos tipos de soporte; los fijos y los seguidores solares.

Las operaciones a desarrollar las intervenciones de mantenimiento sobre las estructuras fijas son las siguientes:

- Verificar que toda la tornillería está correctamente apretada.
- Búsquedas posibles de deterioros de la estructura. Hay que verificar que no hay ninguna corrosión sobre la estructura.
- Comprobar que no se mueve el ángulo de inclinación.

Las operaciones a desarrollar en las intervenciones de mantenimiento sobre los seguidores solares son las siguientes:

- Verificar que toda la tornillería está correctamente apretada.
- Lubricar las partes móviles del soporte para evitar fricciones que pueden provocar un mal funcionamiento del sistema.
- Verificar que todos los sensores están bien ajustados, y funcionan correctamente.
- Verificar que los equipos de seguridad como anemómetros, funcionan correctamente.
- Verificar el control del seguidor, comprobar que el autómatas o la electrónica funciona correctamente.

### 9.3.2 MANTENIMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Aunque el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos es similar a los generadores de las instalaciones aisladas. En las instalaciones conectadas a red, se tiene que conocer la configuración del generador, es decir cuántos módulos hay conectados en serie, y cuántos módulos hay conectados en paralelo. Es importante de contar con esquemas unifilares para conocer dichas configuraciones.

En este tipo de instalaciones, es recomendable desarrollar las siguientes tareas de mantenimiento:

- Proceder a la limpieza periódica de los módulos solares que forman el generador.
- Asegurarse de que no existen roturas en los vidrios de los módulos.
- Comprobar el cableado que llega desde los módulos a la caja de conexión.
- Asegurarse de la estanqueidad de las cajas de conexión.
- Comprobar el cableado de los módulos en el generador, así como las cajas de conexión.
- Verificar el estado mecánico de cables, terminales e interconexiones, presentado especial atención a que el aislamiento de los conductores permanezca intacto y sin síntomas de sobrecalentamientos, no existan terminales oxidados.
- Mediante un voltímetro verificar que no existen caídas de tensión que superen el límite establecido entre extremos de cables.
- Verificar el paso de corriente ayudándose de una pinza amperimétrica.
- Si se dispone de una cámara termográfica, comprobar que no existen puntos calientes.

### 9.3.3 MANTENIMIENTO DEL INVERSOR/VARIADOR

Los pasos que hay que seguir en el mantenimiento de los inversores conectados a red son los siguientes:

- Inspección visual, con el fin de poder detectar posibles anomalías y deterioros en ellas carcasas, elementos de medida y control del equipo.
- Comprobación del conexionado, comprobar e inspeccionar todas las conexiones, guardando las medidas de seguridad al respecto, con el fin de evitar cualquier posible riesgo de accidente eléctrico. Asegurarse de que los cables no están deteriorados por la acción de roedores, la humedad, etc.
- Limpieza de las casetas donde están alojadas, con el fin de eliminar polvo u otros elementos que puedan entorpecer el buen funcionamiento del equipo.
- Comprobación del sistema de refrigeración, si existe en la caseta, o en el propio equipo. Una mala refrigeración puede ocasionar graves deterioros en los equipos.

En las instalaciones conectadas a red, normalmente tienen equipos de monitorización por lo que es importante realizar seguimiento o generar alarmas, con la finalidad de verificar que la instalación funciona correctamente, o detectar el fallo o avería rápidamente.

En el punto de conexión a red, puede ser interesante medir los armónicos de la señal proporcionada por la instalación, en las labores de mantenimiento, con la finalidad de asegurarnos de que la señal que se está inyectando se encuentra dentro de los límites legales.

### 9.3.4 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Para una instalación fotovoltaica conectada a red debemos tener en cuenta el mantenimiento de los elementos, de protección y medida. Los pasos a seguir son los siguientes:

- Inspección visual de todo el cableado, comprobando si existen deterioros en los aislantes.
- Comprobación del funcionamiento de los conductores, tanto de consumo como de inyección a red, verificando su correcta conexión.
- Verificación de fusibles, interruptores magnetotérmicos, interruptores diferenciales, etc., en los cuadros de protección de la instalación.
- Asegurarse de que no existen falsos contactos, y proceder al reapriete de los bornes de conexión si fuese necesario.
- Comprobar que las lecturas de los contadores se incrementan con el paso del tiempo. Chequear que la producción de energía (kWh) coincide con la acumulada y aproximadamente con la suma de las potencias instantáneas proporcionadas por el inversor.

### 9.3.5 AVERÍAS FRECUENTES EN LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Las instalaciones fotovoltaicas no suelen presentar muchas averías. La mayoría de las veces, las pocas averías que ocurren se deben a defectos producidos en las fases de diseño o instalación de los equipos. Entre las posibles causas de avería tenemos los siguientes:

- Proceso de instalación realizado de forma deficiente; cableado desordenado y sin marcar, falta de elementos de desconexión de la instalación.
- Ausencia de planos, esquemas y manuales de la instalación, así como de las características de los elementos utilizados en la misma.
- Aparatos sin indicadores de funcionamiento, falta de monitorización de la instalación.
- Falta de un registro de las acciones llevada a cabo en el plan de mantenimiento de la instalación, para poder analizar las intervenciones realizadas en la misma.

Es importante detectar y corregir una avería, pero también lo es corregir y detectar las causas de la misma y prevenir su aparición.

A continuación, detallamos algunas de las averías más típicas sobre los elementos de la instalación.

Elemento	Avería	Causa	Producida por	Efecto producido		
GENERADOR FOTOVOLTAICO	Módulo solar	Deterioro en la superficie	Caída de un objeto	Golpe sufrido en el montaje de la instalación	Falta de producción de electricidad en el generador	
			Golpe fortuito	Error en la instalación. Mal uso de usuario de la instalación		
			Vandalismo	Es aconsejable poner sistemas de seguridad (alarma, cámaras de vigilancia)		
	Célula solar	Penetración de agua	Rotura de la cubierta del módulo	Fallo montaje del módulo, o golpe sobre el módulo en las operaciones de mantenimiento o montaje		
			Sobrecalentamiento	Sombreado parcial		Fallo en los diodos de paso
			Potencia disipada excesiva	Inexistencia o fallo de elementos de protección en el generador		Fallo en fusibles y diodos de paso
	Diodos de bypass	Rotura	Caída de rayo o sobre tensión	Ausencia de pararrayos o equipos de protección de sobretensiones		

Elemento	Avería	Causa	Producida por	Efecto producido
ACUMULADOR	Deterioro de las placas	Sobrecargas excesivas y descarga demasiado profundas	Regulado mal ajustado	Disminución de la capacidad del acumulador y acortamiento de su vida útil
		Sobrecarga excesivas y descarga demasiado profundas	Regulador mal ajustado	
		Nivel de electrolito insuficiente	Falta de mantenimiento preventivo	
REGULADOR INVERSOR	Fallo interno	Inversión de la polaridad	Mala colocación de las tomas de corriente para consumo	Corte en el suministro eléctrico
		Sobrecarga o cortocircuito	No existen medidas de protección	
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	Puesta a tierra defectuosa	Montaje deficiente	Ausencia de la pica de puesta a tierra, mala continuidad de la instalación	Interrupción en el suministro eléctrico Posibilidad de que ocurran accidentes eléctrico
	Problemas en las conexiones: corrosión, aflojamiento o cortocircuito	Montaje defectuoso	Mala estanqueidad de las cajas de conexión, fallos en las conexiones.	
	Aislante del cableado deteriorado	Montaje o canalizaciones inadecuadas	Elementos protegidos contra la intemperie, acción de roedores	
	Sobrecalentamiento del cableado	Dimensionado inadecuado	Cables de sección menor a la que sería necesaria	

### 9.3.6 TERMOGRAFÍA EN LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Es una de las técnicas más utilizadas en la actualidad en el mantenimiento, tal vez por la eficacia para predecir averías, y diagnosticar los puntos calientes sobre las células solares.

La termografía es una técnica predictiva que se realiza sin contacto físico, siendo esta una de las destacadas ventajas de este método, ya que como hemos indicado, los fallos electromagnéticos generalmente son manifestado por un aumento de intercambio de calor, dichos niveles de calor, podemos medirlos mediante niveles de radiación, que no la ayuda de las cámaras termográficas podemos controlar dentro del espectro infrarrojo, es decir en imágenes visibles, para el ojo humano.



Imagen. Cámaras termográficas.

En la realización de las termografías sobre las instalaciones solares fotovoltaicas, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Un correcto estudio termográfico del generador FV de un sistema tendría como alcance el 100 % de los módulos que ello compone.
- Debe de realizarse con una cámara termográfica calibrada y por un técnico con formación específica.
- El sistema fotovoltaico deberá estar en condiciones normales de operación y con todos los módulos conectados.
- El estudio termográfico se deberá realizar durante un día despejado, con irradiancia superiores a los 700 W/m<sup>2</sup>
- Es recomendable utilizar las dos hora anteriores y posteriores del mediodía solar.
- Se deben realizar y guardar fotos de todos los módulos que presente zonas con un gradiente de temperatura superior a 7°C. Esta acción permitirá realizar un estudio sobre la evolución del problema si persiste.

Se tendrá que realizar un análisis detallado con el siguiente alcance:

- La temperatura de operación del generador no se encuentre dentro del rango marcado fabricante del módulo fotovoltaico en función de la TONC del mismo (para ello se deberá considerar también la temperatura ambiente y el valor de la irradiancia incidente).
- Exista algún punto o célula caliente en un módulo fotovoltaicas entenderá por punto caliente toda aquella zona en la que exista un gradiente de temperatura mayor de 20 °C.
- Existen roturas o microrroturas, fisuras, zonas inactivas o cualquier otro tipo de daño en alguna célula fotovoltaica.

Aunque se han analizado las tareas de la termografía para los módulos solares fotovoltaicos, es recomendable desarrollar un análisis termográfico de la instalación fotovoltaica permitirá detectar puntos calientes en conexiones de los cuadros de DC y AC, así como en los inversores, y resto de equipos.

Los puntos calientes ocasionados en los cuadros eléctricos de las instalaciones solares fotovoltaicas, normalmente son ocasionados por un incorrecto diseño o una defectuosa ejecución en de la instalación o en su defecto por un incorrecto mantenimiento.

