

# **ANEJO 9: CÁLCULOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>FÓRMULAS</b>	<b>4</b>
2.1	CÁLCULOS FOTOVOLTAICOS	4
2.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	7
<b>3</b>	<b>CÁLCULOS DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN</b>	<b>13</b>
3.1	DATOS DE PARTIDA	13
<b>3.1.1</b>	<b>Ubicación de la planta fotovoltaica</b>	<b>13</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Curva de carga usada para el diseño</b>	<b>14</b>
3.2	OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA	15
3.3	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	15
3.4	INVERSORES CC/CA	18
3.5	TIPOLOGÍA DE INSTALACIÓN	20
3.6	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	22
3.7	SISTEMA ANTIVERTIDO	26
<b>4</b>	<b>CÁLCULO DE LA RADIACIÓN Y TRAYECTORIA SOLAR DE LA ZONA</b>	<b>29</b>
<b>5</b>	<b>CÁLCULOS DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS E INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS FV</b>	<b>34</b>
<b>6</b>	<b>CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBRAS</b>	<b>35</b>
<b>7</b>	<b>CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN (SIMULACIÓN)</b>	<b>38</b>
<b>8</b>	<b>CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS FV</b>	<b>41</b>
<b>9</b>	<b>CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)</b>	<b>42</b>
9.1	CABLEADO DE LOS PANELES SOLARES	42
9.2	CABLEADO DE LOS STRINGS	42
9.3	CABLEADO DE STRINGS A INVERSORES	43
<b>10</b>	<b>CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)</b>	<b>50</b>
<b>11</b>	<b>CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN (CC/CA)</b>	<b>52</b>

11.1	PROTECCIONES EN EQUIPOS	52
11.2	PROTECCIONES FRENTE A SOBRETENSIONES	52
11.3	PROTECCIONES FRENTE A SOBRECARGAS Y SOBREINTENSIDADES	53
11.4	PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS DIRECTOS O INDIRECTOS	54
<b>12</b>	<b>CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES</b>	<b>56</b>
12.1	TUBO ENTERRADO PARA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	56
12.2	BANDEJA PARA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	57
12.3	ZANJAS DE LAS CANALIZACIONES ENTERRADAS BAJO TUBO	57
<b>13</b>	<b>PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN</b>	<b>58</b>

## 1 INTRODUCCIÓN

En este anejo se diseñará y calculará los distintos elementos de la instalación fotovoltaica, partiendo de que la instalación es para autoconsumo sin vertido a red incluida en el apartado a) del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que dice: "Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución."

Para calcular una instalación fotovoltaica habrá que tener en cuenta:

- Lugar de instalación
- Radiación incidente sobre el sistema y pérdidas de rendimiento
- Número y potencia de los módulos fotovoltaicos
- Número y potencia de los inversores
- Conexión y protecciones
- Puesta en marcha y medidas de mantenimiento

El fin es conseguir un compromiso entre la energía eléctrica para alimentar los receptores y la inversión realizada, teniendo en cuenta que la energía que recibimos del sol no es constante, cambia a lo largo del año y con las condiciones climatológicas.

## 2 FÓRMULAS

### 2.1 CÁLCULOS FOTOVOLTAICOS

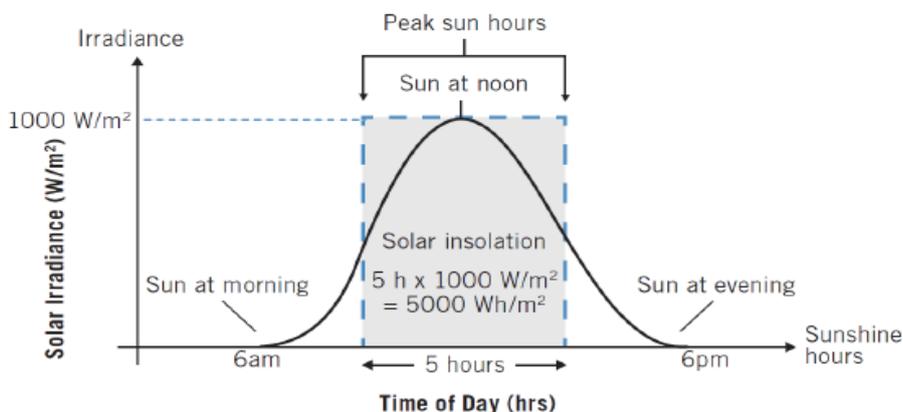
Para la optimización y dimensionamiento de la planta solar se ha empleado tanto hojas de cálculo como el software de cálculo PVsyst Versión 7.2.0.

Las horas de pico solar (PSH, peak sun hours) representa las horas de sol teóricas que habría habido para una irradiancia constante de 1000 W/m<sup>2</sup> en un tiempo determinado. Su cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$PSH(h/m^2) = \frac{E_{irradiada}}{G_{ref}} = \frac{E_{irradiada} (Wh/m^2)}{1.000 (W/m^2)}$$

Donde la energía irradiada sobre unidad de superficie  $E_{irradiada} (Wh/m^2)$  es la irradiancia instantánea recibida por el tiempo de exposición:

$$E_{irradiada} (Wh/m^2) = G_{irradiada} (W/m^2) \cdot t(h)$$



**Ilustración 1: Horas solares pico**

La energía generada teórica por una instalación solar fotovoltaica se calcula con la siguiente expresión:

$$E_{FV}(kWh) = P_{pico}(kW) \cdot PSH$$

Donde:

$E_{FV}(kWh)$ : Energía teórica generada por la planta solar

$P_{pico}(kW)$ : Potencia pico del total de paneles instalados

$PSH$ : Horas solares pico

El rendimiento total (performance ratio) de la planta fotovoltaica es una concatenación de pérdidas de rendimiento debido a diferentes factores como puede ser por potencia nominal, mismatch, polvo y suciedad, angulares y espectrales, cableado, seguimiento punto de máxima potencia, rendimiento del inversor, sombras, etc. Por lo tanto, el rendimiento global es:

$$PR = \prod_{i=1}^n PR_i$$

La energía generada real por una instalación solar fotovoltaica se calcula teniendo en cuenta el rendimiento total y la producción teórica con la siguiente expresión:

$$E_{FV}(kWh) = P_{pico}(kW) \cdot PSH \cdot PR$$

Donde:

$E_{FV}(kWh)$ : Energía teórica generada por la planta solar

$P_{pico}(kW)$ : Potencia pico del total de paneles instalados

$PSH$ : Horas solares pico que representa las horas teóricas de sol con una irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$

$PR$ : Rendimiento global de la instalación fotovoltaica

La temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas sigue la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{80}$$

Donde:

$T_c$ : Temperatura de trabajo de la célula ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_a$ : Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ )

$G$ : Irradiancia ( $\text{W/m}^2$ )

$T_{ONC}$ : Temperatura de operación nominal de la célula ( $^{\circ}\text{C}$ )

La expresión para calcular el voltaje mínimo de un panel o conjunto de paneles solares se obtiene con:

$$V_{T_{Min}} = V_{OC} + \beta \cdot (T_{Cel_{Min}} - T_{STC})$$

Donde:

$V_{T_{Min}}$ : Voltaje a la mínima temperatura (V)

$V_{OC}$ : Voltaje en circuito abierto (V)

$\beta$ : Coeficiente térmico ( $\text{V}/^{\circ}\text{C}$ )

$T_{Cel_{Min}}$ : Temperatura mínima de la célula fotovoltaica

$T_{STC}$ : Temperatura en condiciones STC

La expresión para calcular el voltaje máximo de un panel o conjunto de paneles solares se obtiene con:

$$V_{T_{Max}} = V_{MPP} + \beta \cdot (T_{Cel_{Max}} - T_{STC})$$

Donde:

$V_{T_{Max}}$ : Voltaje a la máxima temperatura (V)

$V_{MPP}$ : Voltaje en el punto máximo de potencia (V)

$\beta$ : Coeficiente térmico (V/°C)

$T_{Cel_{Max}}$ : Temperatura máxima de la célula fotovoltaica

$T_{STC}$ : Temperatura en condiciones STC

## 2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Para el diseño y el cálculo eléctrico se ha hecho uso del software DMELECT 2022. Este programa permite obtener tipos de cableado y secciones acorde a la normativa vigente del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Para los cálculos de la sección del cable se ha considerado las siguientes fórmulas:

Intensidad de corriente continua y alterna monofásica:

$$I = \frac{P}{V \cos \varphi}$$

Donde:

I: Intensidad en amperios [A]

P: Potencia en vatios [W]

V: Tensión en voltios [V]

Cos $\varphi$ : Factor de potencia. (Cos $\varphi$  = 1 para corriente continua).

Intensidad de corriente alterna trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

Donde:

I: Intensidad en amperios [A]

P: Potencia en vatios [W]

U: Tensión entre fases en voltios [V]

Cosφ: Factor de potencia.

Caída de tensión y sección en corriente continua y alterna monofásica:

$$e = \frac{2LP}{kSV}$$

$$S = \frac{2LP}{keV}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V]

L: Longitud de la línea en metros [m]

P: Potencia en vatios [W]

Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)

K: Conductividad [m/(Ωmm<sup>2</sup>)]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm<sup>2</sup>]

V: Tensión [V]

Caída de tensión y sección en corriente alterna trifásica:

$$e = \frac{\sqrt{3}LP}{kSU}$$

$$S = \frac{\sqrt{3}LP}{keU}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V]

L: Longitud de la línea en metros [m]

U: Tensión entre fases en voltios [V]

Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)

K: Conductividad [m/(Ωmm<sup>2</sup>)]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm<sup>2</sup>]

El valor de la conductividad, medida en  $m/(\Omega \cdot mm^2)$ , será de 56 para el cobre y de 36 para el Aluminio a 20°C pero varía con la temperatura por lo que se tendrá en cuenta dicha variación según el método de instalación.

Tablas de intensidad admisible y factores de corrección:

Para conocer los valores de intensidad máxima admisible de los conductores se van a utilizar las tablas correspondientes del REBT, concretamente en la GUÍA-BT-19:

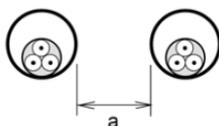
Para cables enterrados:

*D - Intensidad admisible (en A), para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV)*

SECCIÓN mm <sup>2</sup>	3 XLPE (3 cables unipolares o 1 tripolar)		2 XLPE (2 cables unipolares o 1 bipolar)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	--	27	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Condiciones de cálculo	Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W			
	Temperatura del terreno: 25°C			
	Profundidad de la instalación: 70 cm			

*Tabla H. Factores de reducción para agrupamiento de cables multiconductores en tubos enterrados, un cable por tubo (tabla 52 E3 A de la UNE 20460-5-523:2004)*

Número de cables	Distancia entre tubos			
	Nula (tubos en contacto)	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90



PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN LA COMUNIDAD DE REGANTES DE BALAZOTE – LA HERRERA (ALBACETE)

Para cables al aire:

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

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

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

Donde los métodos de instalación serían los relacionados en la siguiente tabla:

*Tabla B - Tipos de instalación de cables no enterrados*

A1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes</li> <li>- Cables multiconductores empotrados directamente en paredes térmicamente aislantes.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en molduras.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las puertas.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las ventanas.</li> </ul>
A2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes.</li> </ul>
B1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra</li> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a 2K·m/W <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados</li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)</li> </ul>
B2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en obra</li> <li>- Cables multiconductores en tubos sobre pared de madera o separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Cables multiconductores en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora suspendida</li> <li>- Cables multiconductores dentro de zócalos acanalados(rodapiés ranurado)</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Cables multiconductores en conductos perfilados empotrados</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores directamente bajo un techo de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores fijados en el techo o pared de madera o espaciados 0,3 veces el diámetro del cable</li> <li>- Cables uni o multiconductores empotrados directamente en paredes</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a 0,3 D <sup>5) </sup></li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador</li> </ul>
F	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm<sup>2</sup></li> <li>- Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D <sup>5) </sup></li> </ul>

*Tabla E. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos (Tabla A.52-3 de la norma UNE 20 460-5-523:2004)*

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60			
4	Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,8			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.  
 Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.  
 Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.  
 Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.  
 Nota 5. Si la instalación se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.

*Tabla F – Factor de reducción adicional para cables instalados en varias capas*

Nº de capas	2	3	4 ó 5	6 a 8	9 o más
Factor	0,8	0,73	0,70	0,68	0,66

Sección del cable necesaria para soportar un cortocircuito:

$$S = \frac{I_{sc}\sqrt{t}}{K_{sc}}$$

Donde:

S: sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

I<sub>sc</sub>: corriente de cortocircuito en amperios [A]

t: tiempo en segundos hasta extinción del defecto[s]

$K_{sc}$ : una constante que depende del conductor y de las temperaturas inicial y final del cortocircuito. Toma el valor de  $K_{sc} = 143$  para conductores de cobre con aislamiento XLPE y  $K_{sc} = 94$  para conductores de aluminio con XLPE

Estos valores se recogen en la tabla siguiente de la ITC-BT-22

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm <sup>2</sup>	PVC 70°C > 300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C ≤ 300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C > 300 mm <sup>2</sup>	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
	Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 *)	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Conexiones soldadas con estaño para conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

### 3 CÁLCULOS DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

#### 3.1 DATOS DE PARTIDA

En primer lugar, recopilaremos todos los datos de partida necesarios para el diseño y dimensionado de la instalación fotovoltaica para alimentar a la Comunidad de Regantes Balazote – La Herrera.

Para este diseño hacemos uso de las siguientes fuentes:

- Curva de carga de consumo de energía eléctrica cuartohoraria del único CUPS que se dispone
- Tipología y lugar de la instalación de la planta para determinar inclinación y orientación de los paneles
- Climatología e irradiación de la ubicación de la planta fotovoltaica
- Precios de potencia y energía que la Comunidad de Regantes tienen con la compañía comercializadora de electricidad
- Potencias contratadas en los seis periodos de facturación eléctrica

##### 3.1.1 Ubicación de la planta fotovoltaica

La planta solar fotovoltaica se ubica flotante sobre la superficie de agua de la balsa ubicado en el término municipal de Balazote. Su localización es Polígono 503 Parcela 20037 Partidores. Balazote (Albacete). Cuya referencia catastral es 02012A503200370000DX. Cuenta con una superficie total construida de 173.016 m<sup>2</sup> con fecha el año 2009.

### 3.1.2 Curva de carga usada para el diseño

Para el diseño y optimización de la potencia instalada en la planta fotovoltaica se ha hecho uso de la curva promedio calculada a partir de las curvas de los años 2019, 2020 y 2021 del CUPS del punto de suministro. Su ponderación se ha hecho escalando las curvas para que coincidieran con los mismos días de la semana. La curva empleada ha sido de tipo cuartohoraria durante todo un año. La energía demandada totalizada por meses es:

Mes del año	Consumo eléctrico (kWh)
Enero	66.581,00
Febrero	182.965,00
Marzo	346.167,67
Abril	254.424,67
Mayo	773.316,33
Junio	540.561,00
Julio	300.632,33
Agosto	247.467,00
Septiembre	141.832,33
Octubre	207.582,00
Noviembre	61.871,67
Diciembre	42.161,33
<b>Total</b>	<b>3.165.562,33</b>

### 3.2 OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA

Para la selección de la potencia a instalar en la planta fotovoltaica es necesario elegir un criterio de optimización. El criterio propuesto para la optimización que mejor ajusta la rentabilidad de este proyecto es el cociente entre el ahorro y la inversión.

El ahorro representa el ahorro acumulado durante la vida útil de la planta fotovoltaica (25 años) debido al hecho de que no se compra esa energía a la compañía eléctrica y restando los gastos operativos de la planta. La inversión representa la cantidad total invertida por la Comunidad de Regantes en la instalación y puesta en marcha de la planta fotovoltaica.

Por lo tanto, para optimizar la planta fotovoltaica se diseña un optimizador que modifica los valores de potencia instalada para maximizar el ratio ahorro/inversión.

Además, se añade una serie de restricciones sobre la potencia instalada en AC sobre los inversores. El objetivo es acotar el rango de instalación asumible por la Comunidad de Regantes desde el punto de vista de la inversión, del porcentaje de autoconsumo y de la disponibilidad de superficie para su instalación.

Finalmente, el problema de optimización queda en:

$$\text{Objetivo: } MAX \left( \frac{\text{Ahorro a 25 años}}{\text{Inversión}} \right)$$

*Variable: Potencia instalada en inversores ( $P_{AC}$ )*

*Condiciones:*

$$P_{AC} \geq 1.400 \text{ kWp}$$

$$P_{AC} \leq 1.800 \text{ kWp}$$

Tras el proceso de optimización, la potencia instalada que maximiza el ratio ahorro/inversión es 1.400 kW con un valor del ratio de 4,8. Es decir, por cada euro invertido se ahorran 4,8 euros.

### 3.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Gracias al efecto fotoeléctrico, las células fotovoltaicas tienen la capacidad de generar una fuerza electromotriz generando una corriente eléctrica cuando se exponen a una radiación luminosa. Se agrupan varias células en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de estas conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado.

Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V y 24 V, 36V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre unos pocos vatios y los 610 Wp, valor este último que va cambiando con el paso del tiempo ya que cada vez encontramos módulos con mejor rendimiento.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior.
- Capa encapsulante anterior.
- Células fotovoltaicas.
- Capa encapsulante posterior.
- Protección posterior.
- Marco soporte.
- Contactos eléctricos de salida.

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexian en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

Sus principales ventajas son:

- Panel solar con emisor trasero de las células solares pasivado o la también llamada PERC lo que proporciona de alta eficiencia (21,28%) en comparación a las células solares convencionales.
- Degradación de potencia más lenta en comparación a otros paneles solares gracias a su tecnología Low LID (Light induced Degardataion) o también llamada Degradacion Inducida por Luz con una degradación inicial el primer año mínima.
- Panel solar con mayor rendimiento antes situaciones de sombreado parcial debido a sus 144 células de menor tamaño (72 partidas).
- Las células partidas que monta el panel solar proporcionan mejor rendimiento debido a la menor longitud de bus bar que generan la recombinación de electrones
- Alta resistencia a PID (Power Induced Degradation) que es la degradación por diferencia de tensión debido a su proceso de fabricación de alta calidad y selección de materiales.
- Menor formación de micro-grietas en la células de este panel fotovoltaico al ser estas más pequeñas lo que favorece la producción de energía solar a lo largo de la vida útil.
- Menor pérdida de potencia del panel solar debido a la baja corriente de operación de las células partidas.
- Placa solar capaz de soportar altas cargas mecánicas estáticas frontal con nieve y viento de 3.600 Pa y de carga estática posterior por viento de 1.600 Pa.

Sus datos técnicos más significativas son:

Características	Descripción
Potencia máxima @STC	550 Wp
Tensión máxima potencia @STC	40,83 V
Intensidad máxima potencia @STC	13,48 A
Tensión circuito abierto @STC	49,60 V
Intensidad de cortocircuito @STC	14,04 A
Eficiencia del módulo @STC	21,28%
Coefficiente de Potencia máxima por temperatura	-0,35 %/°C
Coefficiente de Tensión circuito abierto por temperatura	-0,28 %/°C
Coefficiente de Intensidad de cortocircuito por temperatura	0,048 %/°C

La planta estará formada por 3.200 paneles solares resultando en una potencia total instalada de 1.760 kWp.

### 3.4 INVERSORES CC/CA

El inversor CC/CA tiene la misión de convertir la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna y adaptarla a las características de voltaje y desfase del punto de conexión con la red eléctrica.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 o 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son:

- **Control principal:** Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.
- **Etapas de potencia:** Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo. Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación. Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.
- **Seguidor del punto de máxima potencia:** Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento. Cada inversor puede tener uno o varios seguidores del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés)
- **Protecciones eléctricas:** Los inversores de string, es decir, inversores que reciben directamente la energía de las cadenas(string) de módulos sin acoplarse anteriormente en paralelo, incorporan

protecciones de serie o de forma opcional como fusibles, descargadores de tensión y seccionador. Estas protecciones también pueden incorporarse al lado de corriente alterna.

- Hardware adicional: Los inversores modernos incorporan generalmente puertos de comunicación por cable Ethernet, Modbus, así como por Wifi o Bluetooth

Están pensados para ser el corazón de la instalación solar por lo que es muy importante su selección. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética. En particular no deben trabajar en modo isla por lo que se desconectarán automáticamente si hay una caída de la red eléctrica fortuita o programada por la compañía eléctrica para reparaciones u otros motivos.

Para esta solución se ha seleccionado un tipo de inversor de alta eficiencia que permite la monitorización en continuo de los principales valores de los strings, realizar diagnósticos inteligentes de las curvas y protecciones contra sobretensiones.

Sus características más significativas son:

Características	Descripción
Máxima eficiencia	98.69 %
<b>Entrada</b>	
Tensión máxima	1.500 V
Intensidad máxima	26 A
Intensidad máxima cortocircuito	40 A
Número de entradas	18
Número de MPPTs	9
<b>Salida</b>	
Potencia activa	175 kW @40°C
Potencia aparente máxima	185 kVA
Tensión nominal	800 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal	126,3 A @40°C
Máxima intensidad de salida	134,9 A
<b>Comunicaciones</b>	
Monitor	Indicadores LED, WLAN + APP
Comunicaciones	MBUS y RS485

General	
Topología	Sin transformador
Clase de protección	IP66
Dimensiones	1035x700x365 mm

La planta estará formada por 8 inversores solares resultando en una potencia total instalada de 1.400 kWac.

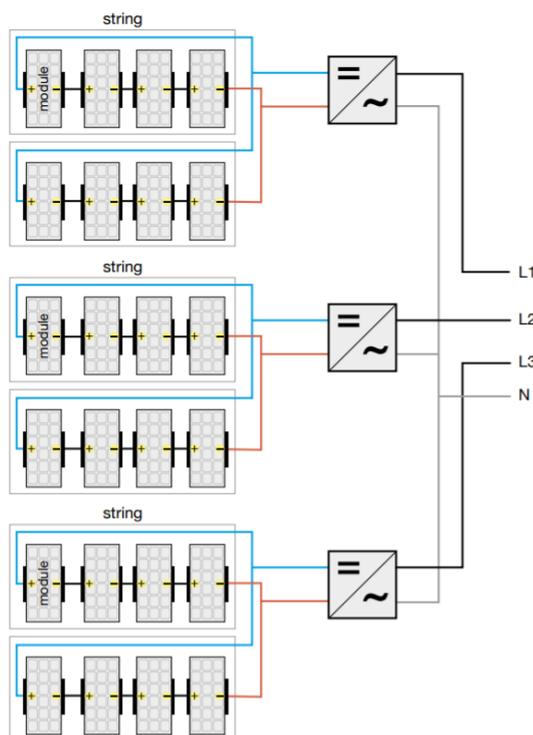
### 3.5 TIPOLOGÍA DE INSTALACIÓN

El número de paneles FV conectados en serie influye en los valores de tensión CC de entrada al inversor, siendo estos más elevados cuantos más módulos FV se conecten en serie.

Además, las condiciones meteorológicas (temperatura ambiente) así como las de irradiación influyen también en la temperatura de trabajo de las células FV, lo que a su vez tiene un efecto sobre las tensiones que se alcancen en el huerto solar.

Hay que diseñar los strings de manera que las tensiones resultantes bajo distintas condiciones se encuentren, dentro de lo posible, dentro del rango de tensiones CC de entrada admisibles por el inversor, que no puede superar los 1500 V.

La instalación estará formada por ocho inversores que dividirá la planta fotovoltaica en ocho grupos de 25 paneles por string y 16 strings. Por lo tanto, la instalación fotovoltaica estará formada por 128 strings de 25 módulos en serie según la configuración descrita en el esquema adjunto.



**Ilustración 2: Tipología de planta fotovoltaica proyectada**

Para el caso anterior, los valores de tensión para diferentes puntos de operación son:

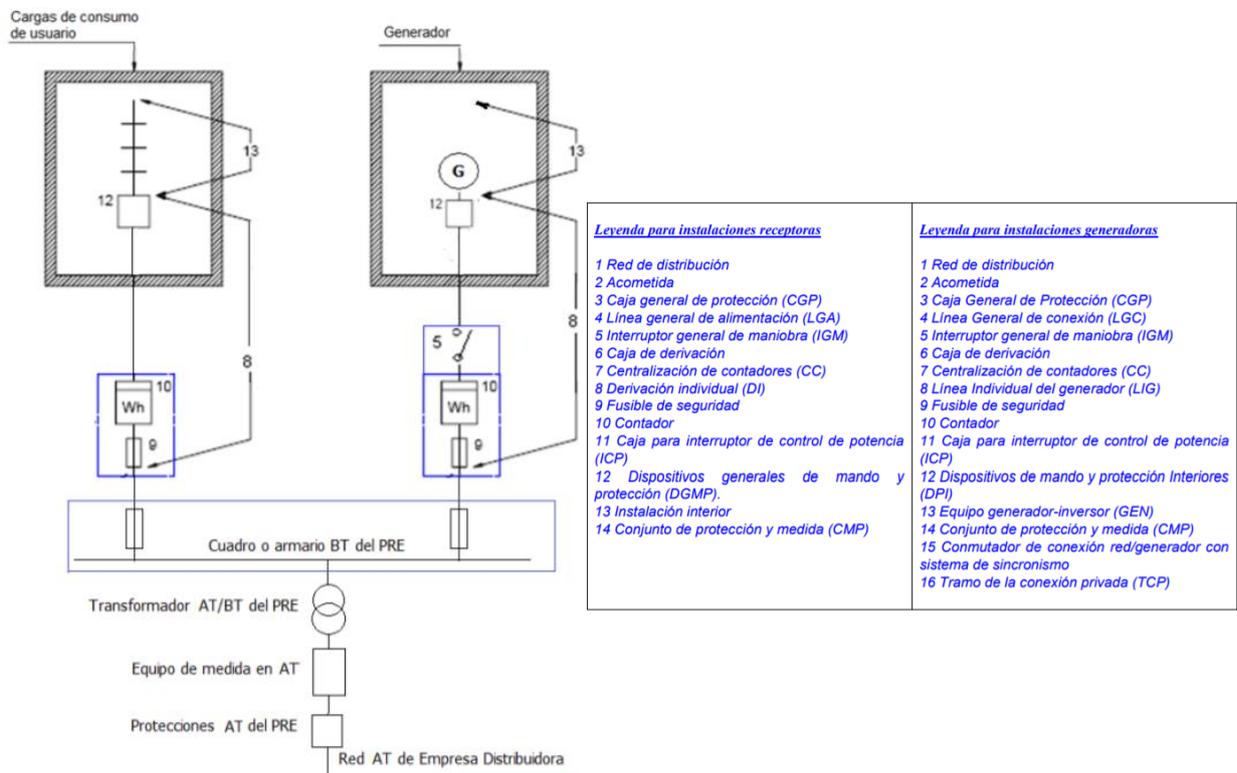
$$\begin{aligned} V_{mpp}(60^{\circ}C) &= 902 \text{ V} \\ V_{mpp}(20^{\circ}C) &= 1053 \text{ V} \\ V_{mpp}(-10^{\circ}C) &= 1389 \text{ V} \end{aligned}$$

En ningún caso se superaría la tensión máxima de 1.500 V del inversor. Por ese motivo, la configuración adoptada es adecuada.

El REBT recoge en la ITC-BT-40 "Instalaciones generadoras de baja tensión" las tipologías de las instalaciones eléctricas de las plantas fotovoltaicas.

Dentro de esta instrucción, la planta fotovoltaica proyectada está dentro del grupo de instalaciones interconectadas ya que trabaja en paralelo con la Red de Distribución Pública. Y en particular es de tipo "c2" ya que son instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión.

El esquema típico de interconexión entre la instalación de Alta Tensión de propiedad de la Comunidad de Regantes y la instalación de Baja Tensión donde está conectada la planta fotovoltaica es como el siguiente:



### 3.6 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

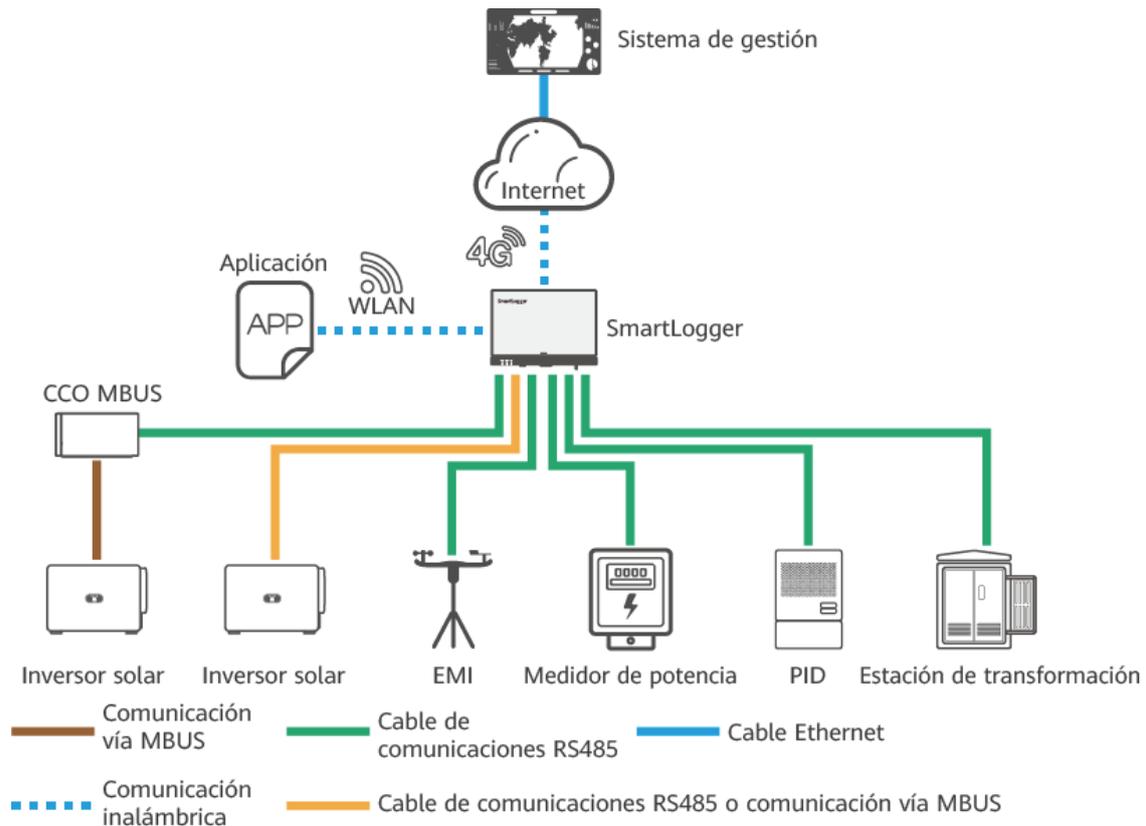
Para llevar a cabo las gestiones de los inversores y la planta fotovoltaica es necesario un equipo que permita la comunicación entre inversores y sistema antivertido además de gestionar eventualidades y transmitir información sobre la misma. Esta tarea la realiza el datalogger.



### **Ilustración 3: Datalogger de monitorización y antivertido**

Este datalogger es un registrador de datos para los inversores. Consiste en un webserver para poder comunicar con el portal del fabricante los datos que registra el inversor, así como para realizar varias configuraciones tales como la conexión en paralelo y el vertido 0. El datalogger tiene un servidor Web al que podremos acceder para realizar la configuración y se debe de acompañar de un vatímetro compatible con el inversor para que haga las lecturas de consumo de corriente sobre la instalación eléctrica en la que se instala.

El cometido de este datalogger es enviar al portal del fabricante la información registrada por el inversor para poder monitorizar la planta solar. Por ello incorpora las interfaces de comunicación ethernet, WiFi y conectividad 2G/3G/4G. Por otro lado, incorpora 3 conexiones RS485, MODBUS y también señales analógicas y digitales por si se quiere emplear un PLC.



**Ilustración 4: Arquitectura de comunicaciones**

Las características principales del equipo son:

Gestión de dispositivos	
Max. Número de dispositivos manejables	80
Interfaz de comunicación	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC

PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN LA COMUNIDAD DE REGANTES DE BALAZOTE – LA HERRERA (ALBACETE)

2G / 3G / 4G 1	LTE(FDD): B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS: 850/900/1900/2100 MHz
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
<b>Protocolo de comunicación</b>	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
<b>Interacción</b>	
LED	LED Indicator x 3 –RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
<b>Alimentación</b>	
Fuente de alimentación de CA	100 V~240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)

Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

### 3.7 SISTEMA ANTIVERTIDO

El sistema antivertido consiste en la medida eléctrica del flujo de energía en las dos líneas aéreas de alta tensión que discurren desde el centro de seccionamiento junto a la Subestación de Santa Ana. El lugar de medida será en el centro de transformación del Bombeo 2 donde ambas líneas llegan hasta dos celdas de medida independientes.

Como se detalla en el anejo "cálculos instalaciones en alta tensión", se contempla la sustitución de los transformadores de tensión y de intensidad existentes en las celdas de medida por otros de las mismas características, pero con doble secundario. Esto permite obtener un punto de medida para conectarlo a un analizador de redes eléctricas.

Como un analizador de redes está preparado para la entrada de las tres fases de tensión y la intensidad de las tres fases, es necesario la suma de la intensidad que pasa por ambas líneas de alta tensión. Para ello se usa un transformador sumador con las siguientes características:

<b>Canales de medida de corriente</b>	2
<b>Potencia para clase 0,5</b>	15 VA
<b>Potencia para clase 1</b>	30 VA
<b>Corriente de entrada</b>	5 A
<b>Medidas</b>	110x72,5x110 (mm)
<b>Nº de equipos necesarios</b>	3 (uno por fase)



**Ilustración 5: Transformador sumador**

La conexión de los transformadores de tensión y de intensidad, y estos últimos a través de los transformadores sumadores se llega hasta un analizador de redes eléctricas.

El analizador dispone de medidas en tiempo real de más de 250 parámetros eléctricos. El equipo muestra valores RMS, máximos y mínimos de cualquier variable instantánea además de la descomposición armónica hasta el 31º.

Permite obtener el control de variables eléctricas y energéticas en cualquier tipo de instalación adaptándose a las nuevas normativas internacionales para la medida y gestión de la Eficiencia Energética añadiendo el coste económico, emisiones de CO2 y horas de funcionamiento para mantenimiento preventivo en dos registros de energía para dos fuentes distintas: acometida y autoconsumo.

Protege a cualquier usuario de contactos directos con partes activas y asegura la veracidad de las medidas precintando los bornes y persuadiendo de posibles manipulaciones. Asegura una correcta visualización de los datos, para distancias de hasta 3m, evitando abrir el cuadro para la revisión de cualquier parámetro eléctrico.

Sus características más destacables son:

- Analizador de redes en 4 cuadrantes (consumo y generación).
- Medida de energía activa, reactiva inductiva/capacitiva y aparente.
- Mide el coste monetario de la energía, emisiones de CO2 y horas funcionamiento para tareas de mantenimiento preventivo.
- Doble fuente de energía mediante entrada digital. Separa la energía proveniente de dos fuentes: compañía eléctrica y grupo electrógeno o generación fotovoltaica.
- Comunicaciones RS-485 con protocolo Modbus RTU y BACnet, seleccionable en el mismo equipo.

- Máxima demanda de potencia activa, reactiva inductiva/capacitiva, aparente o corriente con ventana de cálculo programable.
- 1 Salida digital para generación de impulsos de consumo de energía o alarma de cualquier parámetro instantáneo.
- 1 entrada digital para el cambio de tarifa o control de estado (gestión de sensores o salto de protecciones).

<b>Circuito de medida</b>	
Tensión nominal (Un)	300 V / 520 V
Corriente nominal (In)	Hasta 1 A o 5 A
Precisión de la medida	0,5%
<b>Entrada digital</b>	
Tipo	NPN contacto libre potencial
Protocolo de comunicación	Modbus RTU / BACnet
Bus de campo	RS-485 / MS/TP
Velocidad	9600 – 19200 – 38400 – 57600



**Ilustración 6: Analizador de redes eléctricas**

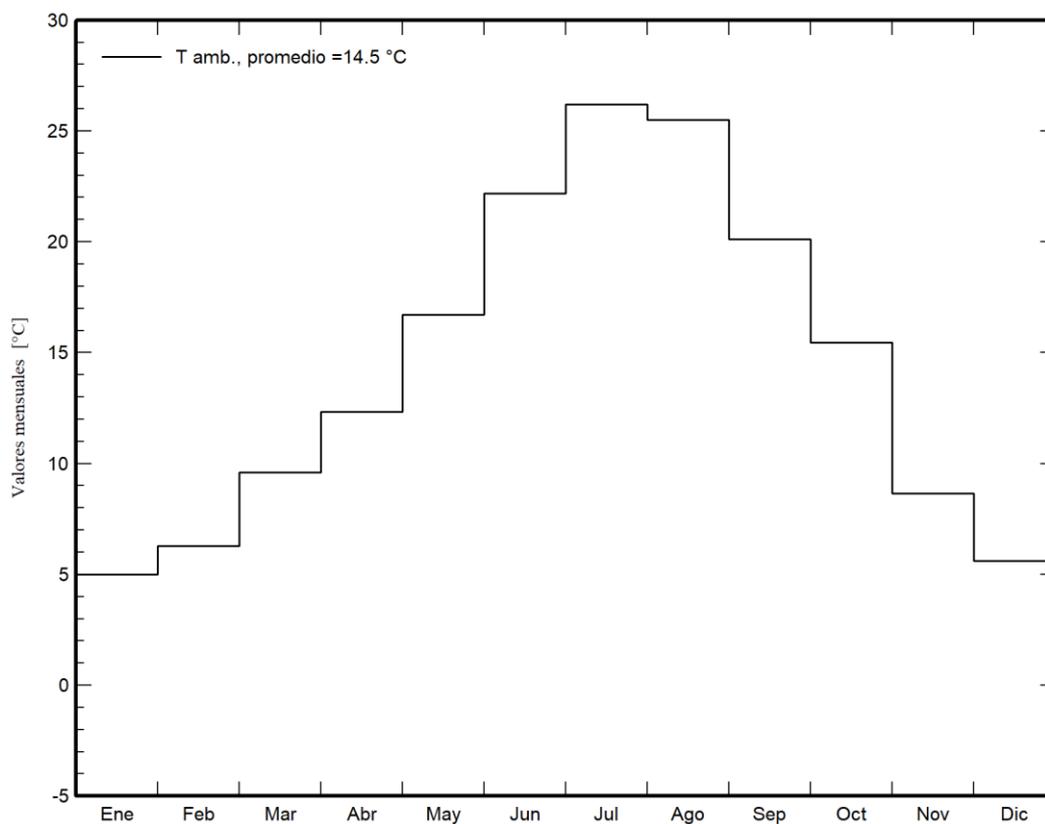
Con el protocolo de comunicaciones MODBUS a través del bus de campo RS485, podemos comunicar el analizador de redes con el datalogger encargado de gestionar el antivertido con los inversores.

#### **4 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN Y TRAYECTORIA SOLAR DE LA ZONA**

La energía producida depende de la radiación solar, condiciones climáticas, potencia instalada de los campos fotovoltaicos y de las pérdidas de producción, por ello que indiquemos los parámetros climáticos que condicionaran la instalación. Los datos se han obtenido de la base de Meteonorm Software (Global Meteorological Database).

La temperatura promedio mensual en la balsa donde se ubica la planta fotovoltaica es la siguiente:

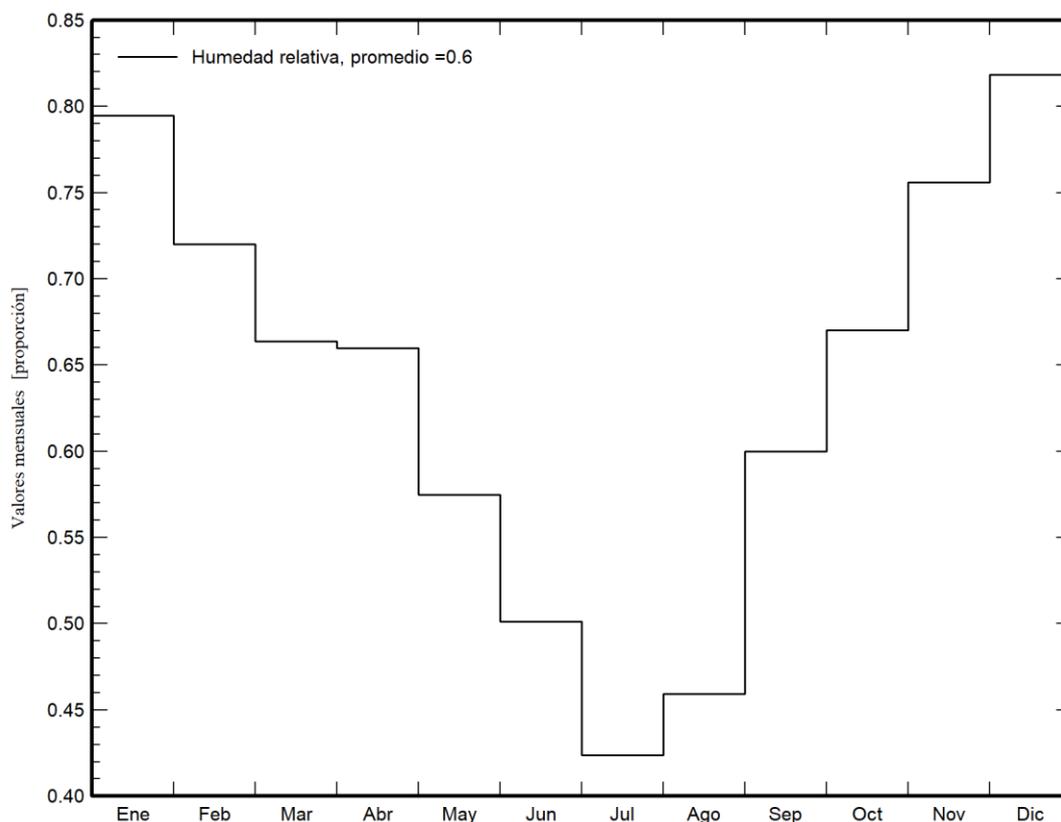
### Meteo para Balsa CRR Balazote - Datos generados sintéticamente a partir de valores mensuales



**Gráfica 1: Temperatura promedio mensual en la ubicación de la FV.** Datos: PVsyst.

La humedad promedio mensual en la balsa donde se ubica la planta fotovoltaica es la siguiente:

### Meteo para Balsa CRR Balazote - Datos generados sintéticamente a partir de valores mensuales

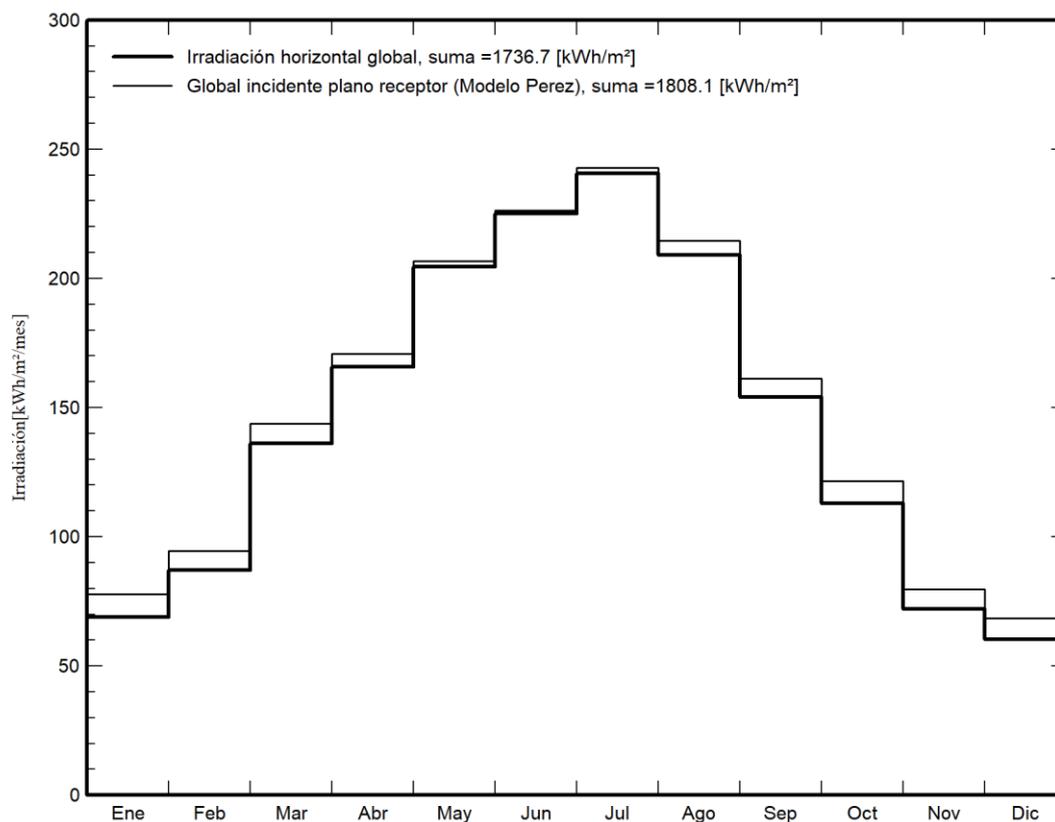


**Gráfica 2: Humedad promedio mensual en la ubicación de la FV.** Datos: PVsyst.

En cuanto a la radiación, tenemos dos a tener en cuenta. La primera es la radiación horizontal global que es toda la energía proveniente del sol proyectada sobre una superficie completamente horizontal. La segunda es la radiación global incidente sobre el plano receptor haciendo referencia al panel solar. Ésta radiación se verá afectada por la inclinación y la orientación del panel.

La planta fotovoltaica proyectada presenta los paneles solares inclinados  $5^{\circ}$  con una orientación SUR  $2^{\circ}$ . Los valores de radiación totalizados son:

### Meteo para Balsa CRR Balazote - Datos generados sintéticamente a partir de valores mensuales

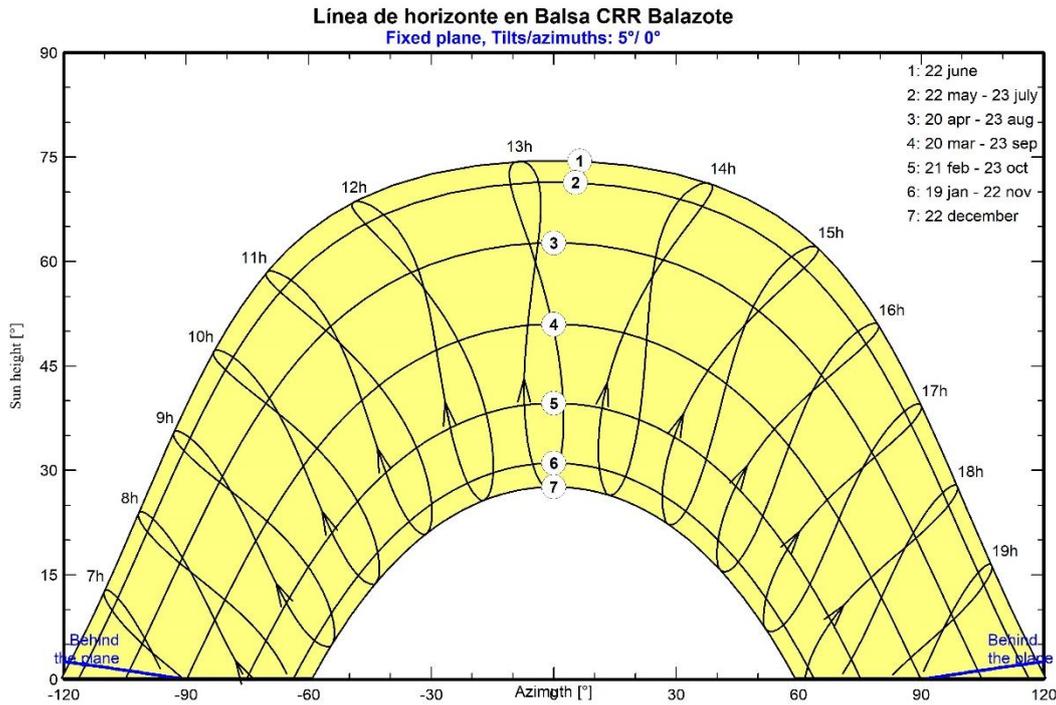


**Gráfica 3: Radiación horizontal y sobre plano.** Datos: PVsyst.

Unos de los factores determinantes en el rendimiento de la planta solar entre la energía que le es irradiada y la energía eléctrica que es generada está influenciada por las sombras sobre los paneles. Estos episodios debido a elementos colindantes o pasos de nubes afectan a la generación de energía pudiendo llegar a anular parte de la generación energética de la planta.

Para conocer el efecto de sombras por elementos colindantes existe un gráfico llamado "Línea de Horizonte". Esta gráfica representa todas las trayectorias del sol durante un año natural. Sobre esta gráfica se interseca el perfil del terreno para observar en que momentos del año ciertos elementos del entorno impedirán la llegada de irradiación solar a los paneles fotovoltaicos.

La línea de horizonte de la balsa de la Comunidad de Regantes de Balazote donde se proyecta la planta es la siguiente:

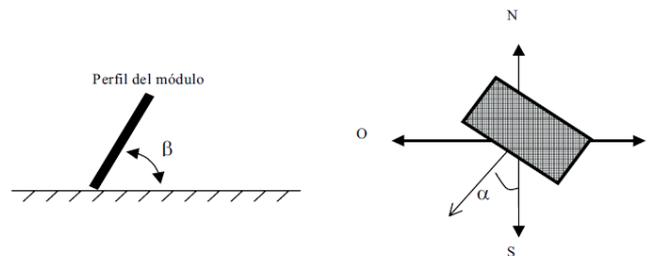


**Gráfica 4: Línea de horizonte en la balsa EB2. Datos: PVsyst.**

Al estar la planta fotovoltaica colocada sobre la lámina de una balsa construida sobre el terreno y debido también a que la orografía del terreno de la zona de Balazote es muy llano, podemos observar que no hay objetos ni montañas que afecte a la irradiancia por lo que el aprovechamiento de horas solares es máximo.

## 5 CÁLCULOS DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS E INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS FV

Existen dos ángulos que definen la posición del panel. Es el ángulo de inclinación  $\beta$  y el azimut  $\alpha$ .



El ángulo de inclinación se define como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales.

La inclinación óptima para la máxima radiación anual viene determinada por la siguiente expresión:

$$\beta = \varnothing \pm 0.1 \cdot \varnothing$$

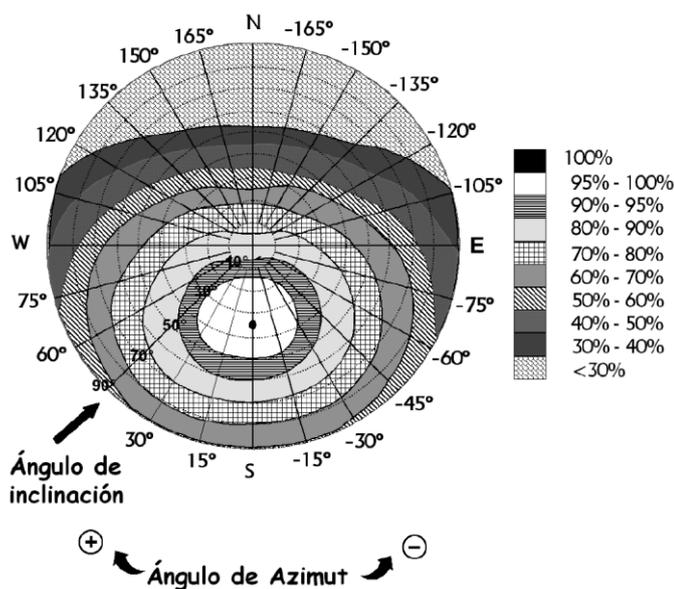
donde  $\varnothing$  es la Latitud y  $\beta$  la inclinación de los paneles solares. En la latitud de 38.05° de nuestro proyecto tenemos un ángulo óptimo de inclinación entre 42,8° y 35°. Se adopta la solución de 5° porque es el ángulo fijo que proporcionan los sistemas de flotación de los paneles solares sobre la balsa de agua para riego.

El ángulo azimut  $\alpha$  representa la desviación del panel respecto al sur. En esta solución se adopta con ángulo de 2°.

Según el CTE, las pérdidas por este concepto se calcularán en función de  $\beta$ , ángulo de inclinación. Se utilizará la siguiente fórmula para el cálculo de las estas pérdidas:

$$Pérdidas(\%) = 100 * [1.2 * 10^{-4}(\beta - \varnothing + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

La representación gráfica de los resultados de estas fórmulas puede verse en la siguiente imagen:



Para el caso que nos ocupa tenemos 8 grupos donde podemos encontrar los siguientes resultados:

Número de módulos	Latitud $\phi$	Inclinación $\beta$	Azimut $\alpha$	Pérdidas %
3.200	38.91°	5°	2°	6.86%

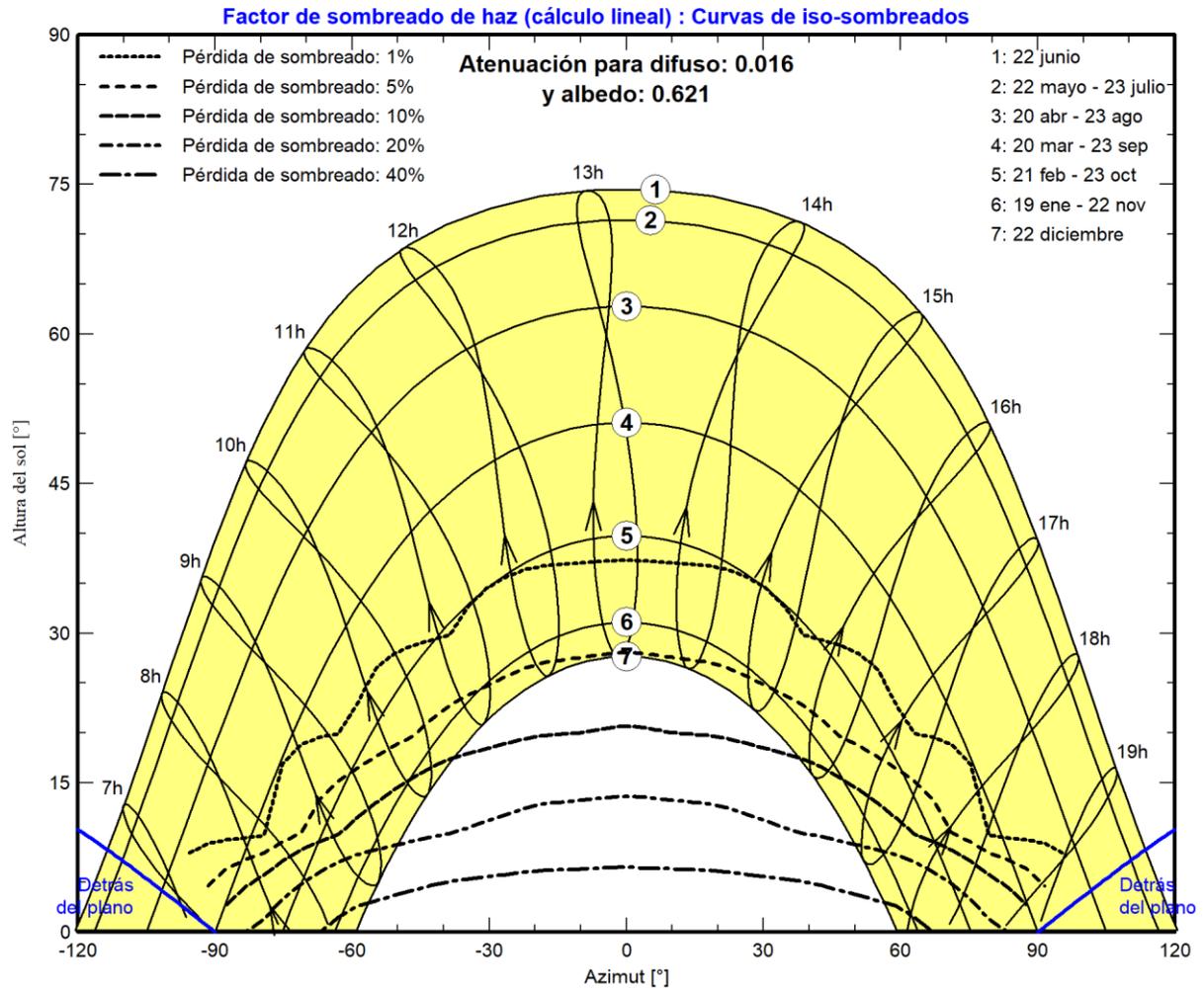
## 6 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBRAS

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 del presente proyecto, éstas se van a encontrar principalmente por sombras de elementos colindantes a la planta. Debido a que la planta solar flotante se encuentra sobre la balsa, las pérdidas por sombreado están sujetos al nivel de agua de la balsa. Cada año se produce un ciclo completo de llenado y vaciado de la balsa, por lo que en los meses de junio y julio la planta estará más expuesta a las sombras producidas por el talud de la balsa.

Este efecto se ha modelizado en el software PVsyst para el caso más desfavorable que es cuando la balsa está completamente vacía. El diagrama iso-sombreado es el siguiente:

CRR Balazote FV Flotante v.220601



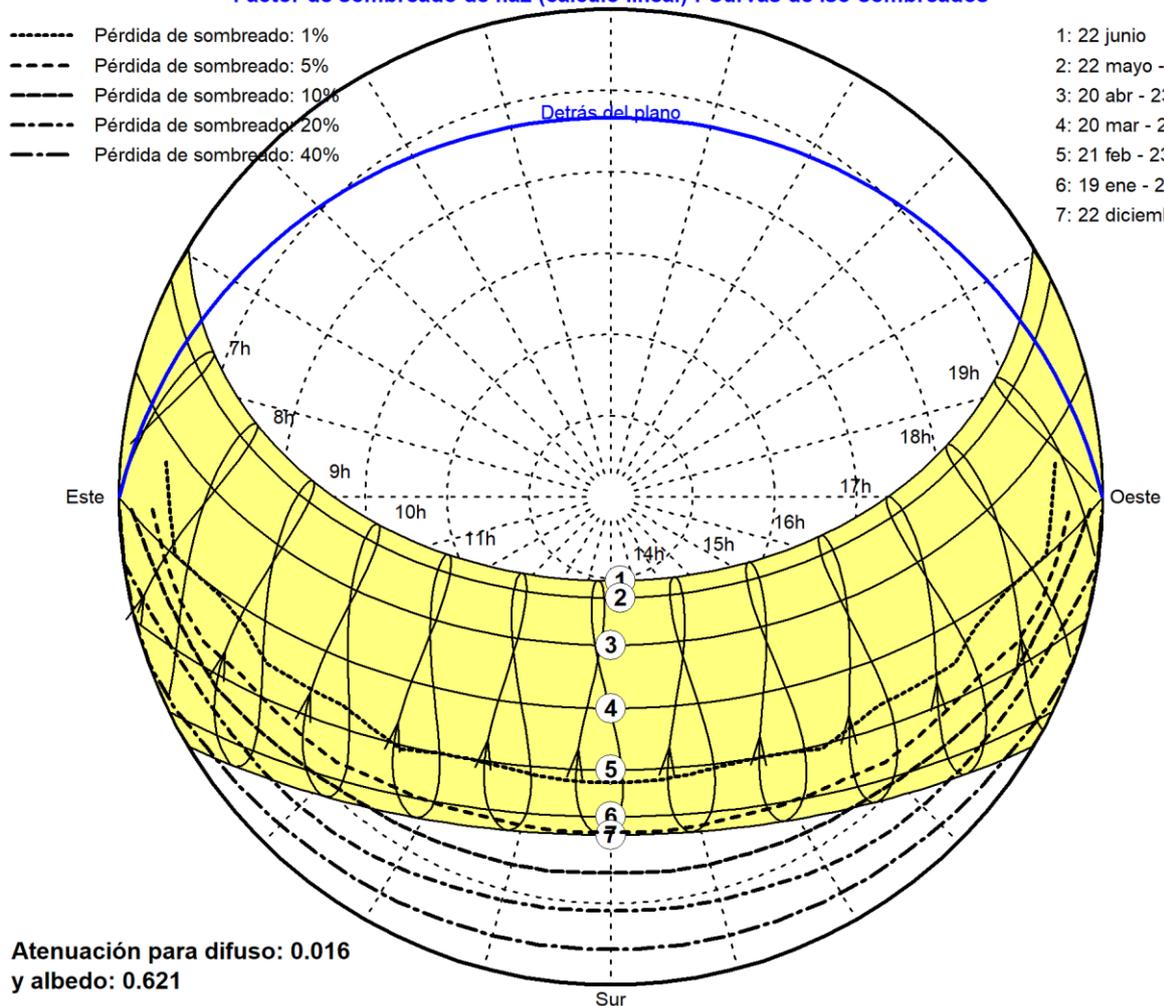
Gráfica 5: Diagrama iso-sombreado de la planta fotovoltaica en el fondo de la balsa. Datos: PVsyst.

### CRR Balazote FV Flotante v.220601

#### Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados

- Pérdida de sombreado: 1%
- Pérdida de sombreado: 5%
- Pérdida de sombreado: 10%
- Pérdida de sombreado: 20%
- Pérdida de sombreado: 40%

- 1: 22 junio
- 2: 22 mayo - 23 julio
- 3: 20 abr - 23 ago
- 4: 20 mar - 23 sep
- 5: 21 feb - 23 oct
- 6: 19 ene - 22 nov
- 7: 22 diciembre



**Gráfica 6: Diagrama iso-sombreado de la planta fotovoltaica en coordenadas polares.** Datos: PVsyst.

Estas pérdidas por sombreado, calculadas mediante la aplicación del software de simulación fotovoltaica PVsyst, son del 1.03%.

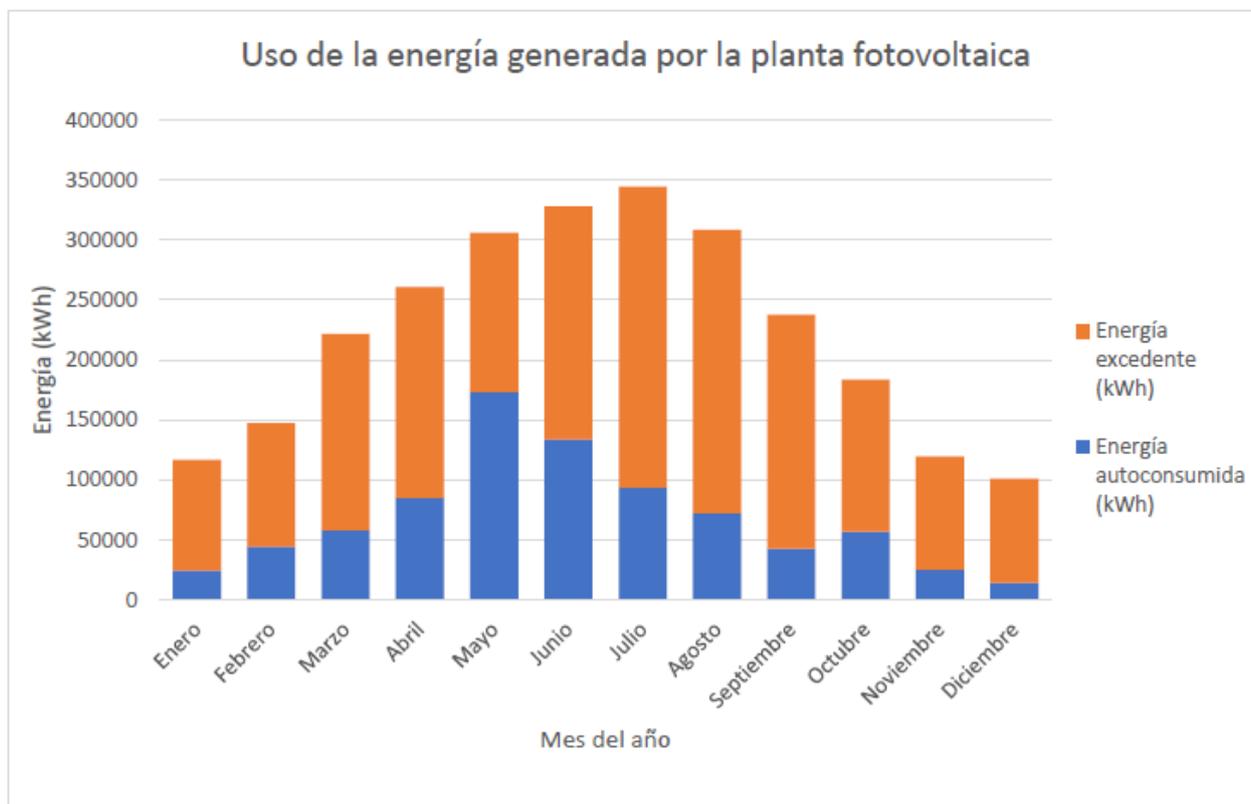
## 7 CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN (SIMULACIÓN)

Una vez obtenida la irradiación incidente sobre los captadores es posible conocer la potencia generada por la instalación. En primer lugar, es necesario conocer la intensidad generada por cada panel. La intensidad generada por cada panel depende de la Irradiancia sobre el módulo fotovoltaico. Se calcula a partir de la radiación sobre la superficie horizontal y corregida para la inclinación. Esta radiación ha sido disminuida en función de las pérdidas comentadas en apartados anteriores. Además, se han utilizado las curvas características y datos técnicos tanto del módulo fotovoltaico como del inversor.

Por la complejidad del cálculo se ha realizado mediante la simulación mediante el software fotovoltaico PVsyst. Además de los datos mencionados anteriormente se han introducido los valores de la curva de consumo de la instalación.

Balances y resultados principales										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
						Energía FV (kWh)	Energía CRR (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía excedente (kWh)	Energía comprada (kWh)
Ene	69.0	24.98	5.00	77.7	68.3	118.672	67.073	24.617	92.176	42.455
Feb	87.1	36.53	6.28	94.5	87.1	149.764	162.038	44.283	103.113	117.755
Mar	136.1	48.20	9.60	143.7	135.0	225.448	303.940	58.149	163.583	245.791
Abl	165.8	69.55	12.33	170.7	161.0	265.437	294.501	85.359	175.662	209.142
May	204.6	66.91	16.72	206.7	195.5	311.447	668.740	173.235	132.727	495.505
Jun	225.1	67.82	22.19	226.1	214.3	333.979	614.149	133.730	194.250	480.420
Jul	240.6	57.67	26.19	242.7	230.4	350.679	323.635	93.764	250.496	229.871
Ag	209.1	62.11	25.50	214.6	203.6	314.093	240.355	72.203	236.200	168.153
Sept	154.1	51.21	20.11	161.2	151.9	241.908	158.255	42.881	194.798	115.374
Oct	112.9	43.48	15.47	121.5	113.0	186.740	212.827	56.905	126.735	155.922
Nov	71.9	29.81	8.64	79.6	71.1	121.627	75.315	25.239	94.395	50.076
Dic	60.4	24.14	5.61	68.3	59.2	103.033	41.557	14.230	87.123	27.326
Año	1736.7	582.41	14.52	1807.1	1690.5	2.722.826	3.162.386	824.596	1.851.260	2.337.790

La energía generada por la planta fotovoltaica se divide entre la energía autoconsumida por la Comunidad de Regantes y la energía excedente tal y como se muestra en la siguiente gráfica:



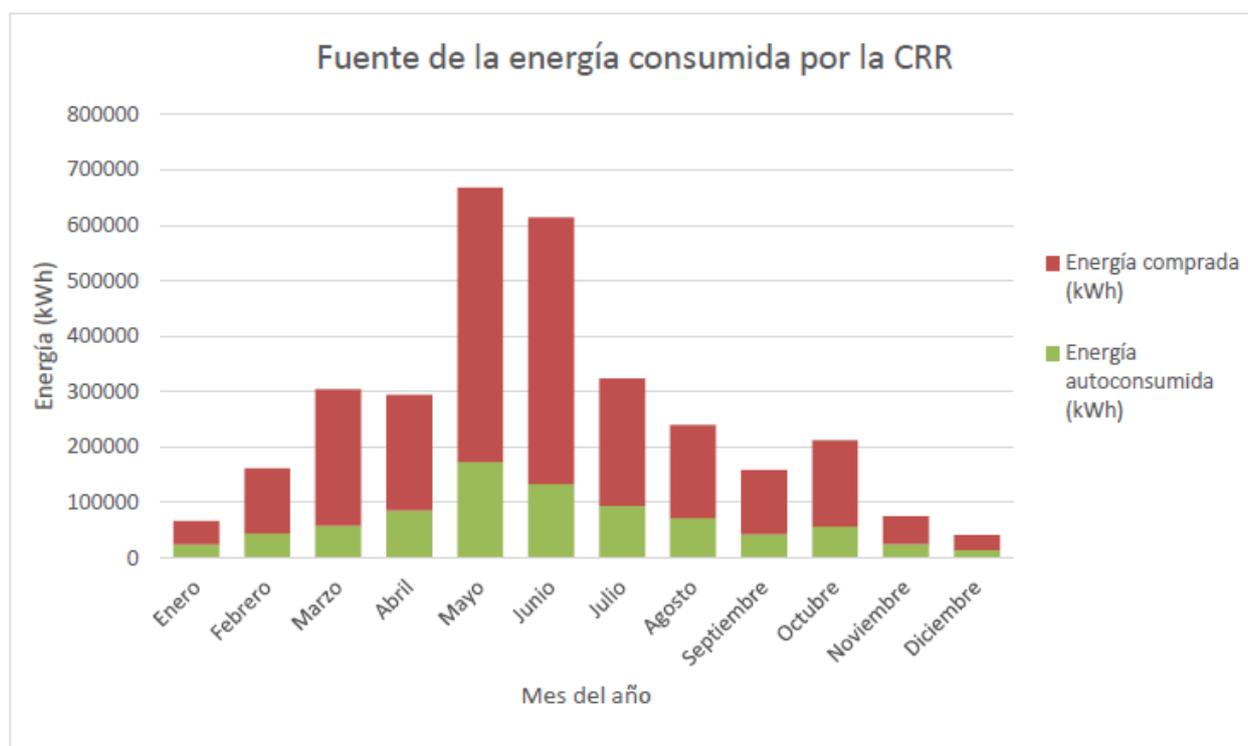
**Gráfica 7: Uso de la energía de la planta fotovoltaica**

**Tabla 1: Uso de la energía de la planta fotovoltaica**

	Energía autoconsumida (kWh)	Energía excedente (kWh)
<b>Enero</b>	24.617	92.176
<b>Febrero</b>	44.283	103.113
<b>Marzo</b>	58.149	163.583
<b>Abril</b>	85.359	175.662
<b>Mayo</b>	173.235	132.727
<b>Junio</b>	133.730	194.250
<b>Julio</b>	93.764	250.496
<b>Agosto</b>	72.203	236.200
<b>Septiembre</b>	42.881	194.798

<b>Octubre</b>	56.905	126.735
<b>Noviembre</b>	25.239	94.395
<b>Diciembre</b>	14.230	87.123
<b>Año</b>	824.596	1.851.260

Claramente es fundamental que, para maximizar el aprovechamiento de la energía generada por la planta fotovoltaica, es ajustar los consumos en horas solares para maximizar el autoconsumo. Toda energía fuera de horas solares o por encima de las capacidades de la planta son compradas a la compañía eléctrica para dar suministro a la Comunidad de Regantes. La gráfica de energía autoconsumida y comprada es la siguiente:



**Gráfica 8: Fuentes de energía de la CRR**

**Tabla 2: Fuentes de energía de la CRR**

	<b>Energía autoconsumida (kWh)</b>	<b>Energía comprada (kWh)</b>
<b>Enero</b>	24.617	41.964,00
<b>Febrero</b>	44.283	138.682,00

<b>Marzo</b>	58.149	288.018,67
<b>Abril</b>	85.359	169.065,67
<b>Mayo</b>	173.235	600.081,33
<b>Junio</b>	133.730	406.831,00
<b>Julio</b>	93.764	206.868,33
<b>Agosto</b>	72.203	175.264,00
<b>Septiembre</b>	42.881	98.951,33
<b>Octubre</b>	56.905	150.677,00
<b>Noviembre</b>	25.239	36.632,67
<b>Diciembre</b>	14.230	27.931,33
<b>Año</b>	824.596	2.340.966,33

## 8 CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS FV

La plataforma flotante consiste en un sistema modular y flexible de elementos flotantes fotovoltaicas que crean una retícula estructurada de unidades flotantes. Los flotadores modulares soportan los paneles solares y a su vez, se utilizan como soporte para caminos de servicio, explotación y evacuación eléctrica.

La estructura sobre la que se montarán los módulos tendrá una inclinación de 5° sobre la horizontal y ángulo acimut de 2°.

La cubierta flotante se ancla al exterior mediante cabos perimetrales, amarres o cuerdas que unen las alineaciones perimetrales de la plataforma solar con el sistema de cimentación situado sobre el camino de coronación. Estos a su vez se une a un sistema de cimentación o anclaje fijo situado sobre el camino de coronación.

Al respecto de los cálculos asociados a esta estructura, quedan detallados al completo en el Anejo N°6 "Cálculo de estructuras" del presente proyecto.

## 9 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

### 9.1 CABLEADO DE LOS PANELES SOLARES

Cada panel fotovoltaico cuenta con dos cables unipolares para el positivo y el negativo. Generalmente, los cables que vienen de serie con el módulo son de 4 mm<sup>2</sup> de sección y 1200 mm de longitud.

La caída de tensión en corriente continua en estos conductores es:

$$e = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot P_{panel}}{\sigma_{cobre} \cdot S_{cable} \cdot V_{panel}} = \frac{2 \cdot 1,2 \cdot 550}{50,58 \cdot 4 \cdot 41,95} = 0,155 V$$

Esto supone una caída de tensión del 0.371%, cumpliendo el cableado de 4 mm<sup>2</sup> el REBT.

### 9.2 CABLEADO DE LOS STRINGS

Cada string de la instalación fotovoltaica cuenta con 25 paneles fotovoltaicos conectados en serie. El string está compuesto por dos cables unipolares para el positivo y el negativo.

Como existen cuatro tipos de longitudes de strings y haciendo uso de la ecuación adjunta, las caídas de tensión en estos cuatro tipos de strings son:

$$e = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot P_{panel}}{\sigma_{cobre} \cdot S_{cable} \cdot V_{panel}}$$

Tipo de string	Longitud	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
A	38,00	4,92	0,470%
B	38,14	4,94	0,471%
C	39,70	5,15	0,491%
D	37,50	4,86	0,463%

### 9.3 CABLEADO DE STRINGS A INVERSORES

En la parte de corriente continua los módulos fotovoltaicos están conectados con los inversores en una configuración de 16 ramas (strings) con 25 módulos por rama.

El tipo de instalación para dimensionar la sección del cable es para una instalación no enterrada tipo B1 (Cables unipolares en canales fijas, según tabla B “Tipos de instalaciones de cables no enterrados” de la ITC-BT-19). Se instalan dos conductores (positivo y negativo en DC) con aislamiento tipo XLPE y material cobre.

*Tabla B - Tipos de instalación de cables no enterrados*

A1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes</li> <li>- Cables multiconductores empotrados directamente en paredes térmicamente aislantes.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en molduras.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las puertas.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las ventanas.</li> </ul>
A2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes.</li> </ul>
B1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra</li> <li>- Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a 2K·m/W <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida</li> <li>- Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas <sup>+) </sup></li> <li>- Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados</li> <li>- Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados</li> <li>- Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)</li> </ul>
B2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores en tubos empotrados en obra</li> <li>- Cables multiconductores en tubos sobre pared de madera o separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.</li> <li>- Cables multiconductores en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora suspendida</li> <li>- Cables multiconductores dentro de zócalos acanalados(rodapiés ranurado)</li> <li>- Cables multiconductores en canal protectora empotrada en el suelo</li> <li>- Cables multiconductores en conductos perfilados empotrados</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores directamente bajo un techo de madera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores fijados en el techo o pared de madera o espaciados 0,3 veces el diámetro del cable</li> <li>- Cables uni o multiconductores empotrados directamente en paredes</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a 0,3 D <sup>5) </sup></li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera</li> <li>- Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador</li> </ul>
F	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm<sup>2</sup></li> <li>- Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D <sup>5) </sup></li> </ul>

- Criterio de intensidad máxima admisible:

De cara a calcular la sección necesaria según el criterio de la intensidad máxima admisible de los cables tenemos que mayorar por 1,25 la intensidad nominal que corresponde a 13,48 A. La intensidad máxima admisible de cada cableado entre el string y la caja de conexiones es  $13,48 \times 1,25 = 16,85$  A.

Haciendo uso de la tabla de intensidades admisibles para cables con conductores de cobres, no enterrados que está disponible en la Guía Técnica de la ITC-BT-19, podremos seleccionar la sección de cable necesaria.

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

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

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

Posteriormente se multiplica por un factor de corrección según la instalación para mayorar o minorar la sección necesaria.

En el caso más desfavorable, la instalación dispondrá de conductores de 4mm<sup>2</sup> que, según se indica en la tabla, soportan una intensidad de 38 A. Considerando un factor de corrección de 0,85, la intensidad máxima admisible por el conductor será de 32,3 A, siendo esta intensidad superior a la intensidad de cálculo indicada, por lo que queda justificada su idoneidad. Serán válidos todos los conductores de sección superior a la calculada.

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no superará el 1,5 %.

Para su cálculo haremos uso de la siguiente expresión:

$$e = \frac{2LP}{kSV}$$

$$S = \frac{2LP}{keV}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V]

L: Longitud de la línea en metros [m]

P: Potencia en vatios [W]

Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)

K: Conductividad [m/(Ωmm<sup>2</sup>)]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm<sup>2</sup>]

V: Tensión [V]

El dimensionamiento de todos los conductores se adjunta en la siguiente tabla:

String	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)	Mate rial	CDT (%)
String 1	17187,5	1048,47	143	16,39	6	49	Cu	1,41
String 2	17187,5	1048,47	138	16,39	6	49	Cu	1,36
String 3	17187,5	1048,47	133	16,39	6	49	Cu	1,32
String 4	17187,5	1048,47	128	16,39	6	49	Cu	1,27
String 5	17187,5	1048,47	123	16,39	6	49	Cu	1,22
String 6	17187,5	1048,47	118	16,39	6	49	Cu	1,17
String 7	17187,5	1048,47	113	16,39	6	49	Cu	1,12

PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN LA COMUNIDAD DE REGANTES DE BALAZOTE – LA HERRERA (ALBACETE)

String	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)	Mate rial	CDT (%)
String 8	17187,5	1048,47	108	16,39	6	49	Cu	1,07
String 9	17187,5	1048,47	161	16,39	10	68	Cu	0,95
String 10	17187,5	1048,47	156	16,39	10	68	Cu	0,92
String 11	17187,5	1048,47	151	16,39	6	49	Cu	1,49
String 12	17187,5	1048,47	146	16,39	6	49	Cu	1,44
String 13	17187,5	1048,47	141	16,39	6	49	Cu	1,39
String 14	17187,5	1048,47	136	16,39	6	49	Cu	1,34
String 15	17187,5	1048,47	131	16,39	6	49	Cu	1,3
String 16	17187,5	1048,47	126	16,39	6	49	Cu	1,25
String 17	17187,5	1048,47	178	16,39	10	68	Cu	1,05
String 18	17187,5	1048,47	173	16,39	10	68	Cu	1,02
String 19	17187,5	1048,47	169	16,39	10	68	Cu	0,99
String 20	17187,5	1048,47	164	16,39	10	68	Cu	0,96
String 21	17187,5	1048,47	159	16,39	10	68	Cu	0,93
String 22	17187,5	1048,47	154	16,39	10	68	Cu	0,9
String 23	17187,5	1048,47	149	16,39	6	49	Cu	1,47
String 24	17187,5	1048,47	144	16,39	6	49	Cu	1,42
String 25	17187,5	1048,47	196	16,39	10	68	Cu	1,15
String 26	17187,5	1048,47	191	16,39	10	68	Cu	1,12
String 27	17187,5	1048,47	186	16,39	10	68	Cu	1,09
String 28	17187,5	1048,47	181	16,39	10	68	Cu	1,06
String 29	17187,5	1048,47	177	16,39	10	68	Cu	1,04
String 30	17187,5	1048,47	172	16,39	10	68	Cu	1,01
String 31	17187,5	1048,47	167	16,39	10	68	Cu	0,98
String 32	17187,5	1048,47	162	16,39	10	68	Cu	0,95
String 33	17187,5	1048,47	108	16,39	6	49	Cu	1,07
String 34	17187,5	1048,47	113	16,39	6	49	Cu	1,12
String 35	17187,5	1048,47	91	16,39	4	38	Cu	1,37
String 36	17187,5	1048,47	86	16,39	4	38	Cu	1,29
String 37	17187,5	1048,47	81	16,39	4	38	Cu	1,22
String 38	17187,5	1048,47	76	16,39	4	38	Cu	1,14
String 39	17187,5	1048,47	71	16,39	4	38	Cu	1,07
String 40	17187,5	1048,47	66	16,39	4	38	Cu	0,99
String 41	17187,5	1048,47	126	16,39	6	49	Cu	1,25
String 42	17187,5	1048,47	131	16,39	6	49	Cu	1,3
String 43	17187,5	1048,47	109	16,39	6	49	Cu	1,08
String 44	17187,5	1048,47	104	16,39	6	49	Cu	1,03
String 45	17187,5	1048,47	99	16,39	4	38	Cu	1,49
String 46	17187,5	1048,47	94	16,39	4	38	Cu	1,41
String 47	17187,5	1048,47	89	16,39	4	38	Cu	1,34
String 48	17187,5	1048,47	84	16,39	4	38	Cu	1,26

PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN LA COMUNIDAD DE REGANTES DE BALAZOTE – LA HERRERA (ALBACETE)

String	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)	Mate rial	CDT (%)
String 49	17187,5	1048,47	144	16,39	6	49	Cu	1,42
String 50	17187,5	1048,47	149	16,39	6	49	Cu	1,47
String 51	17187,5	1048,47	127	16,39	6	49	Cu	1,26
String 52	17187,5	1048,47	122	16,39	6	49	Cu	1,21
String 53	17187,5	1048,47	117	16,39	6	49	Cu	1,16
String 54	17187,5	1048,47	112	16,39	6	49	Cu	1,11
String 55	17187,5	1048,47	107	16,39	6	49	Cu	1,06
String 56	17187,5	1048,47	102	16,39	6	49	Cu	1,01
String 57	17187,5	1048,47	162	16,39	10	68	Cu	0,95
String 58	17187,5	1048,47	167	16,39	10	68	Cu	0,98
String 59	17187,5	1048,47	145	16,39	6	49	Cu	1,43
String 60	17187,5	1048,47	140	16,39	6	49	Cu	1,38
String 61	17187,5	1048,47	135	16,39	6	49	Cu	1,34
String 62	17187,5	1048,47	130	16,39	6	49	Cu	1,29
String 63	17187,5	1048,47	125	16,39	6	49	Cu	1,24
String 64	17187,5	1048,47	120	16,39	6	49	Cu	1,19
String 65	17187,5	1048,47	66	16,39	4	38	Cu	0,99
String 66	17187,5	1048,47	71	16,39	4	38	Cu	1,07
String 67	17187,5	1048,47	76	16,39	4	38	Cu	1,14
String 68	17187,5	1048,47	81	16,39	4	38	Cu	1,22
String 69	17187,5	1048,47	86	16,39	4	38	Cu	1,29
String 70	17187,5	1048,47	91	16,39	4	38	Cu	1,37
String 71	17187,5	1048,47	113	16,39	6	49	Cu	1,12
String 72	17187,5	1048,47	108	16,39	6	49	Cu	1,07
String 73	17187,5	1048,47	84	16,39	4	38	Cu	1,26
String 74	17187,5	1048,47	89	16,39	4	38	Cu	1,34
String 75	17187,5	1048,47	94	16,39	4	38	Cu	1,41
String 76	17187,5	1048,47	99	16,39	4	38	Cu	1,49
String 77	17187,5	1048,47	104	16,39	6	49	Cu	1,03
String 78	17187,5	1048,47	109	16,39	6	49	Cu	1,08
String 79	17187,5	1048,47	131	16,39	6	49	Cu	1,3
String 80	17187,5	1048,47	126	16,39	6	49	Cu	1,25
String 81	17187,5	1048,47	102	16,39	6	49	Cu	1,01
String 82	17187,5	1048,47	107	16,39	6	49	Cu	1,06
String 83	17187,5	1048,47	112	16,39	6	49	Cu	1,11
String 84	17187,5	1048,47	117	16,39	6	49	Cu	1,16
String 85	17187,5	1048,47	122	16,39	6	49	Cu	1,21
String 86	17187,5	1048,47	127	16,39	6	49	Cu	1,26
String 87	17187,5	1048,47	149	16,39	6	49	Cu	1,47
String 88	17187,5	1048,47	144	16,39	6	49	Cu	1,42
String 89	17187,5	1048,47	120	16,39	6	49	Cu	1,19

PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN LA COMUNIDAD DE REGANTES DE BALAZOTE – LA HERRERA (ALBACETE)

String	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)	Mate rial	CDT (%)
String 90	17187,5	1048,47	125	16,39	6	49	Cu	1,24
String 91	17187,5	1048,47	130	16,39	6	49	Cu	1,29
String 92	17187,5	1048,47	135	16,39	6	49	Cu	1,34
String 93	17187,5	1048,47	140	16,39	6	49	Cu	1,38
String 94	17187,5	1048,47	145	16,39	6	49	Cu	1,43
String 95	17187,5	1048,47	167	16,39	10	68	Cu	0,98
String 96	17187,5	1048,47	162	16,39	10	68	Cu	0,95
String 97	17187,5	1048,47	108	16,39	6	49	Cu	1,07
String 98	17187,5	1048,47	113	16,39	6	49	Cu	1,12
String 99	17187,5	1048,47	118	16,39	6	49	Cu	1,17
String 100	17187,5	1048,47	123	16,39	6	49	Cu	1,22
String 101	17187,5	1048,47	128	16,39	6	49	Cu	1,27
String 102	17187,5	1048,47	133	16,39	6	49	Cu	1,32
String 103	17187,5	1048,47	138	16,39	6	49	Cu	1,36
String 104	17187,5	1048,47	143	16,39	6	49	Cu	1,41
String 105	17187,5	1048,47	126	16,39	6	49	Cu	1,25
String 106	17187,5	1048,47	131	16,39	6	49	Cu	1,3
String 107	17187,5	1048,47	136	16,39	6	49	Cu	1,34
String 108	17187,5	1048,47	141	16,39	6	49	Cu	1,39
String 109	17187,5	1048,47	146	16,39	6	49	Cu	1,44
String 110	17187,5	1048,47	151	16,39	6	49	Cu	1,49
String 111	17187,5	1048,47	156	16,39	10	68	Cu	0,92
String 112	17187,5	1048,47	161	16,39	10	68	Cu	0,95
String 113	17187,5	1048,47	144	16,39	6	49	Cu	1,42
String 114	17187,5	1048,47	149	16,39	6	49	Cu	1,47
String 115	17187,5	1048,47	154	16,39	10	68	Cu	0,9
String 116	17187,5	1048,47	159	16,39	10	68	Cu	0,93
String 117	17187,5	1048,47	164	16,39	10	68	Cu	0,96
String 118	17187,5	1048,47	169	16,39	10	68	Cu	0,99
String 119	17187,5	1048,47	173	16,39	10	68	Cu	1,02
String 120	17187,5	1048,47	178	16,39	10	68	Cu	1,05
String 121	17187,5	1048,47	162	16,39	10	68	Cu	0,95
String 122	17187,5	1048,47	167	16,39	10	68	Cu	0,98
String 123	17187,5	1048,47	172	16,39	10	68	Cu	1,01
String 124	17187,5	1048,47	177	16,39	10	68	Cu	1,04
String 125	17187,5	1048,47	181	16,39	10	68	Cu	1,06
String 126	17187,5	1048,47	186	16,39	10	68	Cu	1,09
String 127	17187,5	1048,47	191	16,39	10	68	Cu	1,12
String 128	17187,5	1048,47	196	16,39	10	68	Cu	1,15

## 10 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)

Desde los 8 inversores ubicados en la parte inferior del talud de la balsa, se conectarán al cuadro de protección general de la planta fotovoltaica instalado en interior del centro prefabricado de transformación. En este se ubican todas las protecciones en el lado de la corriente alterna necesario para aislar y proteger las diferentes subplantas de la instalación fotovoltaica.

El tipo de instalación para dimensionar la sección del cable es para una instalación enterrada dentro de tubo. Se instala un conductor de tipo trifásico por cada una de las 8 líneas, con aislamiento tipo XLPE y material cobre.

- Criterio de intensidad máxima admisible:

De cara a calcular la sección necesaria según el criterio de la intensidad máxima admisible de los cables tenemos que mayorar por 1.25 la intensidad nominal. La intensidad máxima admisible de cada cableado entre los inversores y el cuadro de BT es  $126,3A \times 1,25 = 157,87 A$ .

Haciendo uso de la tabla de intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, soterrados bajo tubo que está disponible en la Guía Técnica de la ITC-BT-19, podremos seleccionar la sección de cable necesaria.

*D - Intensidad admisible (en A), para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV)*

SECCIÓN mm <sup>2</sup>	3 XLPE (3 cables unipolares o 1 tripolar)		2 XLPE (2 cables unipolares o 1 bipolar)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	--	27	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Condiciones de cálculo	Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W			
	Temperatura del terreno: 25°C			
	Profundidad de la instalación: 70 cm			

Buscando en la tabla de intensidades máximas admisibles para cada sección y aplicando un factor de corrección por agrupación enterrado entubado de 0,85, tenemos que para una intensidad máxima de 161,50 A la sección mínima necesaria es de 70 mm<sup>2</sup>. Para esa sección, la intensidad máxima es de 157,87 A cumpliendo el criterio de selección.

El cableado desde el cuadro eléctrico de protección hasta el transformador, se realizará mediante cable de aluminio de 240mm<sup>2</sup> con cuatro cables por fase.

La intensidad que discurrirá por este tramo de la instalación será de 134,9A por cada inversor (intensidad máxima de salida). De cara a la justificación técnica del cableado, esta intensidad será mayorada por 1,25, por lo que la intensidad que debe soportar el cableado será de 134,9x1,25= 1349 A. La intensidad máxima admisible por el conductor de 240mm<sup>2</sup> es de 347 A, por lo que se emplearán 4 conductores por fase, soportando un total de 1388 A.

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no superará el 1,5 %, en nuestro caso para cada rama vamos a imponer una caída de tensión máxima del 1%.

Para su cálculo haremos uso de la siguiente expresión:

$$e = \frac{\sqrt{3} * L * P}{k * S * U}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * P}{k * e * U}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V]

L: Longitud de la línea en metros [m]

P: Potencia en vatios [W]

Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)

K: Conductividad [m/(Ωmm<sup>2</sup>)]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm<sup>2</sup>]

V: Tensión [V]

El dimensionamiento de todos los conductores se adjunta en la siguiente tabla:

Inversor	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)	Material	CDT (%)
Inversor 1	175000	800	25	157,87	70	185	Cu	0,35
Inversor 2	175000	800	24	157,87	70	185	Cu	0,34
Inversor 3	175000	800	23	157,87	70	185	Cu	0,33
Inversor 4	175000	800	22	157,87	70	185	Cu	0,32
Inversor 5	175000	800	21	157,87	70	185	Cu	0,31
Inversor 6	175000	800	20	157,87	70	185	Cu	0,3
Inversor 7	175000	800	19	157,87	70	185	Cu	0,29
Inversor 8	175000	800	18	157,87	70	185	Cu	0,28

## 11 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN (CC/CA)

### 11.1 PROTECCIONES EN EQUIPOS

Los inversores cuentan con las siguientes protecciones:

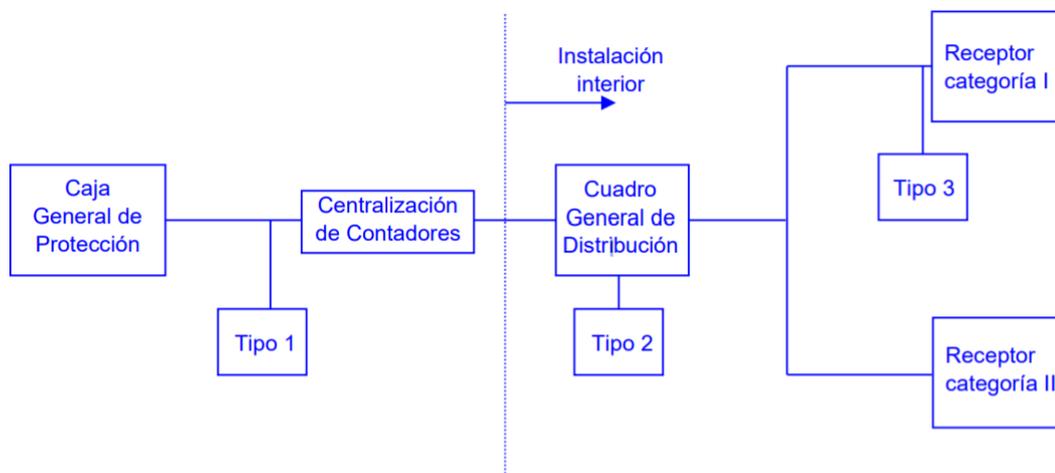
- Dispositivo de desconexión del lado de entrada
- Protección anti-isla
- Protección contra sobreintensidad de CA
- Protección contra polaridad inversa CC
- Monitorización de averías en strings
- Descargador de sobretensiones de CC tipo II
- Descargador de sobretensiones de CA tipo II
- Detección de resistencia de aislamiento CC
- Monitorización de corriente residual

### 11.2 PROTECCIONES FRENTE A SOBRETENSIONES

Una sobretensión es un aumento no esperado del voltaje eléctrico que puede ser transitorio (operaciones de maniobra en la red eléctrica, descargas atmosféricas, etc.) o permanente (descompensación de la red eléctrica), y que da lugar a un pico de tensión que el equipo no puede soportar y acaba siendo destruido, provocando incluso un incendio.

Para evitar estos daños, está el descargador o limitador de sobretensiones, el cual actúa en paralelo con la línea a proteger y en caso de detectar una subida de tensión, deriva ésta hacia tierra. El objetivo a conseguir es que la actuación del dispositivo de protección reduzca la sobretensión transitoria a un valor de tensión inferior a la soportada por el equipo protegido.

Un descargador o limitador es una resistencia variable con la tensión, la cual con bajos valores de tensión tiene una resistencia muy alta y con valores de alta tensión tienen una resistencia muy pequeña que facilita la conexión a tierra. Su diseño está recogido en el REBT y dentro del ITC-BT-23.



*Ejemplo de instalación que incluye los tres tipos de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias.*

En nuestro caso, el inversor dispone de un descargador de sobretensiones tipo II en la entrada de corriente continua y en la salida de corriente alterna, apto para las condiciones de nuestra instalación. En el cuadro general de protección se encuentra con un descargador de sobretensiones de tipo permanentes y sobretensiones transitorias. Con un limitador de sobretensión de 65 kA y tensión de protección 1,5 kV

### 11.3 PROTECCIONES FRENTE A SOBRECARGAS Y SOBREINTENSIDADES

Una sobrecarga es todo aumento de la corriente por encima del nivel de diseño y dimensionamiento de la instalación eléctrica. Es peligrosa si se mantiene a lo largo del tiempo ya que produce un aumento de la temperatura anormal. Una sobreintensidad o cortocircuito es la unión física entre dos o más fases, entre fase y neutro o entre el positivo y el negativo. Produce un aumento muy elevado de la corriente eléctrica, y a su vez un rápido y elevado calentamiento, llegando a producir un incendio.

En este apartado se dimensionarán y seleccionarán las protecciones necesarias para evitar situaciones de sobrecarga o cortocircuito. Su diseño está recogido en el REBT y dentro del ITC-BT-22.

#### Red de Corriente Alterna

El circuito de salida del inversor quedará protegido frente a sobrecargas y sobreintensidades mediante el empleo de un interruptor magnetotérmico, instalado en el cuadro de BT que deberá cumplir:

- 1)  $V_n \geq 1,1 \cdot N_{\text{paneles por string}} \cdot V_{OC}$
- 2)  $I_B \leq I_n \leq I_z$
- 3)  $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$

Estas protecciones estarán ubicadas en el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica.

La tensión asignada mínima de los deberá ser 1,1 veces superior a la tensión máxima de circuito abierto del generador en condiciones estándar de medida.

$$V_n \geq 1.1 \cdot V_{SINV} = 1.1 \cdot 800 = 880 \text{ V}$$

Por lo tanto, la tensión nominal de los interruptores automáticos magnetotérmicos es de 880 V.

Las intensidades nominales de los interruptores automáticos magnetotérmicos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos que se montan en el cuadro eléctrico de protección son de 160 A y que cumplen con las siguientes condiciones:

- 1)  $I_B \leq I_n \leq I_z$
- 2)  $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$

Por otro lado, el cuadro general de protección contará con un interruptor automático general de 1.600 A de intensidad nominal.

#### 11.4 PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS DIRECTOS O INDIRECTOS

En este apartado se hará mención a la selección y dimensionamiento de las protección para personas contra choques eléctricos. Se aplicarán las medidas apropiadas contra los contactos directos e indirectos.

La regla fundamental para la protección contra el choque eléctrico es que las partes activas peligrosas no deben ser accesibles y que las partes conductoras accesibles no deben ser peligrosas, ni en condiciones normales ni en condiciones de defecto simple. Además, y con carácter alternativo, la protección contra los choques eléctricos se puede conseguir simultáneamente contra los contactos directos e indirectos, mediante una disposición de protección reforzada que garantiza la protección en condiciones normales y en condiciones de defecto simple. Todo esto queda recogido según la instrucción técnica ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Para proteger contra los contactos indirectos mediante el corte automático de la alimentación, es necesario que se respeten las dos condiciones siguientes:

- Se produzca el denominado “bucle por defecto” que permite la circulación de la corriente de defecto. Esta condición implica la instalación de los correspondientes conductores de protección que unen las masas de todos los equipos eléctricos con su respectiva puesta a tierra.
- De acuerdo con el esquema de conexión a tierra de la instalación el dispositivo de protección apropiado que desconecte la corriente de defecto en un tiempo de acuerdo a la ITC-BT-24.

Uno de los dispositivos de protección utilizados más habitualmente son los interruptores diferenciales. En la elección del interruptor diferencial, las características que deben considerarse son:

- Para instalaciones con esquema TT debe cumplirse la siguiente condición:

$$R_A \times I_a \leq U$$

Donde:

R<sub>a</sub>: es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

I<sub>a</sub>: es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección.

U: es la tensión de contacto límite convencional

- Que la intensidad de fuga sea menor a la mitad de la intensidad de funcionamiento. Siendo la intensidad de fuga en condiciones normales de funcionamiento de la instalación, medida aguas abajo del diferencial

$$I_{fuga} < \frac{I_{\Delta n}}{2}$$

- La desconexión de la alimentación debe producirse en los tiempos asignados en la siguiente tabla según la norma UNE-HD 60364-4-41

Tabla A

$U_0$	Tiempos máximos de desconexión
(V)	(s)
230	0,2
400	0,07
> 400	0,04

Finalmente se adopta una intensidad de fuga de 30 mA según se recoge en la IT-BT-40 y apartado 4.3. Tanto los interruptores automáticos de cada una de las derivaciones de cada inversor como el interruptor automático general cuentan con protección diferencial.

## 12 CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES

### 12.1 TUBO ENTERRADO PARA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El recorrido del cableado desde la salida del pasillo de la izquierda de la planta flotante hasta los inversores está compuesto por un total de 80 cables (tanto positivo como negativo) en instalación enterrada bajo tubo. También, el cableado desde los inversores hasta el centro de transformación está compuesto por 24 cables (tres fases).

Como las secciones de los cables son diferentes, haremos uso de la siguiente expresión para el cálculo del diámetro interior del tubo:

$$\phi_{int}^{tubo} = \sqrt{f \cdot \left( \sum_{i=1}^n (n_i \cdot \phi_{ext_i}^2) \right)}$$

Siendo:

$f$ : Factor de corrección para el tipo de instalación

$n_i$ : Número de cables de sección  $i$

$\phi_{ext_i}$ : Diámetro exterior del cable de sección  $i$

El resultado de diámetro de tubo seleccionado para las canalizaciones de tubo enterrado desde la planta flotante hasta los inversores es:

Instalación	Secciones (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior (mm)	Nº de cables	Factor de corrección	Diámetro interior del tubo (mm)	Diámetro tubo seleccionado (mm)
Pasillo izquierda	6	6,3	44	4	121,07	160
	10	7,3	36			
Pasillo centro	4	5,6	40	4	117,93	160
	6	6,3	56			
Pasillo derecha	6	6,3	44	4	121,07	160
	10	7,3	36			
Inversores 1 al 4	70	14,7	12	4	101,8	160
Inversores 5 al 8	70	14,7	12	4	101,8	160

Se selecciona canalización enterrada de tubo flexible de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de 160 mm de diámetro nominal (exterior), resistencia a la compresión 450 N y resistencia al impacto para uso normal. De conformidad con UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-24.

## 12.2 BANDEJA PARA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Los cables eléctricos de los strings discurrirán hasta la salida de la planta solar flotante mediante canalización en bandeja.

Para el dimensionamiento de las bandejas se usa cable de 10 mm<sup>2</sup> de sección como referencia para conocer la sección de la bandeja. El criterio empleado ha sido fijando el ancho de la bandeja en 150 y calcular el alto de la misma en función de los pisos de cables. El resultado es el siguiente:

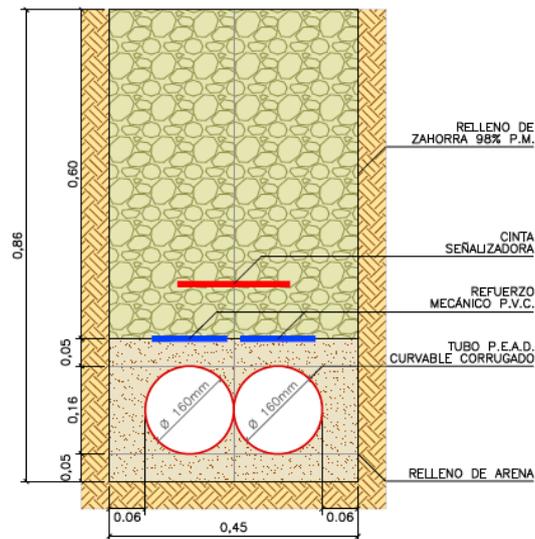
Nº de strings	Cable tipo (mm <sup>2</sup> )	Diámetro	Nº de cables	Filas	Ancho (mm)	Alto (mm)	Bandeja
2	10	7,3	4	1	150	7,3	150x60
6	10	7,3	12	1	150	7,3	150x60
8	10	7,3	16	1	150	7,3	150x60
10	10	7,3	20	2	150	14,6	150x60
12	10	7,3	24	2	150	14,6	150x60
20	10	7,3	40	3	150	21,9	150x60
24	10	7,3	48	3	150	21,9	150x60
30	10	7,3	60	4	150	29,2	150x60
36	10	7,3	72	4	150	29,2	150x60
40	10	7,3	80	5	150	36,5	150x60
48	10	7,3	96	6	150	43,8	150x60

Se selecciona bandeja de PVC con cubierta para el transporte de los cables desde los strings hasta la salida del sistema flotante con dimensiones de 150x60 mm.

## 12.3 ZANJAS DE LAS CANALIZACIONES ENTERRADAS BAJO TUBO

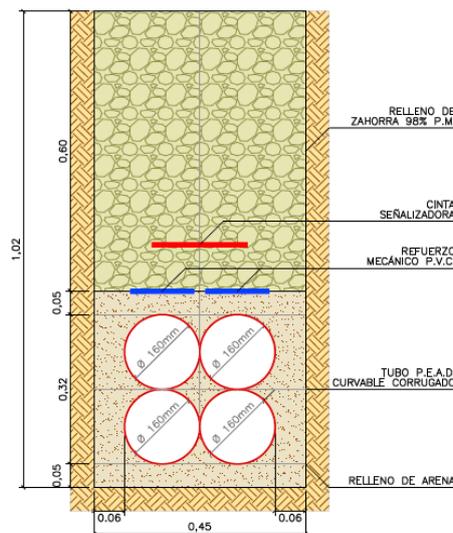
Para la distribución del cableado desde el camino de coronación de la balsa hasta los inversores se hace uso de instalación enterrada bajo tubo. Según el diámetro y la cantidad de cables que se plantea trasladar, se seleccionan unos diámetros de tubo y zanjas diferentes. En todas las situaciones se ha reservado un tubo extra para futuras ampliaciones de la planta fotovoltaica.

La zanja tipo 1 se emplea en trasladar los cables de los pasillos izquierda y derecha de la fotovoltaica a la arqueta central del camino de coronación.



**Ilustración 7: Zanja tipo 1**

Para la distribución del cableado desde el camino de coronación hasta el número de inversores tenemos la zanja tipo 2 que recoge todo el cableado en DC de la planta fotovoltaica.



**Ilustración 8: Zanja tipo 2**

Desde los inversores hasta el centro de transformación discurrirá una terna de cables por cada inversor en la zanja tipo 2.

### 13 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

La instalación de puesta a tierra se ha definido conforme a lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, siguiendo la representación esquemática de un circuito de puesta a tierra, según ITC-BT-18.

La resistencia de la puesta a tierra tiene que ser en cualquier época del año y durante toda la vida de la instalación tal que no puedan producirse tensiones de contacto mayores de 24 V en las partes metálicas accesibles de la instalación.

Para la instalación general por Inversor, se realiza una instalación de puesta a tierra constituida por cable de cobre aislado de 35 mm<sup>2</sup> de sección y protección 0,6/1 kV, que transcurre por las canalizaciones del cableado creando una red equipotencial de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos y una arqueta equipotencial. Por otro lado, se usa cable de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección entre la arqueta equipotencial y la pica de acero-cobre a una distancia de 50 metros.

Para la puesta a tierra de los paneles solares fotovoltaicos se hará asegurando el contacto de los marcos de los módulos entre ellos y con las canalizaciones de cables puestas a tierra. Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de defecto eléctrico.

Así, en la parte de corriente tendremos una intensidad máxima de defecto a tierra de 0,3 A, es decir, limitada por el interruptor diferencial de los inversores, por lo que se cumplirá que la resistencia de tierra:

$$R_T < \frac{24}{0.3} = 80 \Omega$$

No obstante, la instrucción ITC-BT-26 del REBT, hace unas recomendaciones entre las que figura que se consiga que la resistencia de puesta a tierra  $R_T < 37 \Omega$  para edificios sin pararrayos, como es nuestro caso. Esta recomendación viene siendo exigida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por lo que dispondremos de una puesta a tierra con un valor de resistencia a tierra inferior a 37  $\Omega$ .

Las dimensiones mínimas para los electrodos de puesta a tierra son las siguientes, según la ITC-BT-18:

Tipo de electrodo		Dimensión mínima
Picas	barras	$\varnothing \geq 14,2 \text{ mm}$ (acero-cobre 250 $\mu$ ) $\varnothing \geq 20 \text{ mm}$ (acero galvanizado 78 $\mu$ )
	perfiles	Espesor $\geq 5 \text{ mm}$ y Sección $\geq 350 \text{ mm}^2$
	tubos	$\varnothing_{\text{ext}} \geq 30 \text{ mm}$ y Espesor $\geq 3 \text{ mm}$
Placas	rectangular	1 m x 0,5 m Espesor $\geq 2 \text{ mm}$ (cobre); Espesor $\geq 3 \text{ mm}$ (acero galvanizado 78 $\mu$ )
	cuadrada	1 m x 1 m Espesor $\geq 2 \text{ mm}$ (cobre); Espesor $\geq 3 \text{ mm}$ (acero galvanizado 78 $\mu$ )
Conductor desnudo		35 mm <sup>2</sup> (cobre)

Para el cálculo de la resistencia de tierra se hace uso de las siguientes fórmulas:

Tabla 5. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
$\rho$ , resistividad del terreno (Ohm.m) $P$ , perímetro de la placa (m) $L$ , longitud de la pica o del conductor (m)	

Según el estudio geotécnico, el terreno de las proximidades del depósito de Vistabella es arena limosa. Según la tabla 3 "Valores orientativos de la resistividad en función del terreno" de la ICT-BT-18 del REBT, la naturaleza del terreno que más se aproxima al real es "margas y arcillas compactas" con una resistividad de 100 a 200  $\Omega\text{m}$ . Seleccionamos la resistividad del terreno más desfavorable que es de 100  $\Omega\text{m}$ .

Entonces, tendremos que la resistencia de la puesta a tierra obtenida con una pica será de:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = \frac{200}{2} = 100 \Omega$$

Si tenemos además que el tramo de conductor enterrado es de 50 metros, tendremos una resistencia de tierra del cable de:

$$R_{cable} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 200}{50} = 8 \Omega$$

La resistencia total es:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_{picas}} + \frac{1}{R_{cable}} \rightarrow R_T = \frac{R_{cable} \cdot R_{picas}}{R_{cable} + R_{picas}} = 7,407 \Omega$$

Al ser menor que los 37  $\Omega$  máximos de resistividad, podemos contemplar una red de tierra formada por un mínimo de una pica de 2 metros de longitud y 50 metros de cable enterrado a una profundidad de 80 cm.