

**Anejo nº 20: Cálculo de los principales elementos de  
la Instalación Fotovoltaica.**

---

## ÍNDICE.

<b>1</b>	<b>CÁLCULOS .....</b>	<b>3</b>
1.1	<b>DIMENSIONADO DE LA PLANTA.....</b>	<b>3</b>
1.1.1	RADIACIÓN SOLAR, ÁNGULO DE INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y SOMBRAS .....	3
1.1.2	GENERACIÓN ENERGIA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	3
1.1.3	ESTUDIO INFORMATICO CON PROGRAMA PVSYS V6.86.....	4
1.2	<b>DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>5</b>
1.2.1	GENERADOR FOTOVOLTAICO E INVERSORES .....	5
1.2.2	ESTRUCTURA Y SOPORTE .....	6
1.2.3	INSTALACION ELECTRICA DE BAJA TENSION .....	6
<b>2</b>	<b>DOCUMENTACION TECNICA .....</b>	<b>15</b>
<b>3</b>	<b>ANEXO CABEZALES Y BALSAS.....</b>	<b>16</b>
<b>4</b>	<b>DATOS DE PARTIDA.....</b>	<b>16</b>
4.1	EMPLAZAMIENTO.....	16
4.2	DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS.....	16
4.3	ESTIMACIÓN DEL CONSUMO.....	17
4.3.1	Estimación consumo Cabezales A y B.....	17
4.3.2	Estimación consumo Balsas A y B.....	18
4.4	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE.....	19
4.4.1	Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación.....	19
4.4.2	Pérdidas por componentes de la propia instalación.....	19
4.4.3	Irradiación sobre el generador.....	19
<b>5</b>	<b>CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>21</b>
5.1	NÚMERO Y CONEXIÓNADO DE PANELES SOLARES.....	21
5.2	CÁLCULO DE ACUMULADORES.....	22
5.3	CÁLCULO DEL REGULADOR.....	24
5.4	CÁLCULO DEL INVERSOR.....	24
5.5	CÁLCULO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y PROTECCIONES.....	25

## **1 CÁLCULOS**

### **1.1 DIMENSIONADO DE LA PLANTA**

#### **1.1.1 RADIACIÓN SOLAR, ÁNGULO DE INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y SOMBRAS**

En nuestra instalación, debido a que no hay restricciones en la parcela, se ha optimizado la configuración de la planta para obtener la máxima producción anual instalando los paneles con orientación sur y 30° de inclinación.

No calcularemos distancias entre filas al sobrar espacio y se instalaran coplanares por lo que al no haber obstáculos no hay sombras.

#### **1.1.2 GENERACIÓN ENERGIA PLANTA FOTOVOLTAICA**

La parcela donde se ubicará la planta fotovoltaica es una zona libre de sombras y de amplio espacio.

El campo solar se colocará sobre un plano fijo tanto en orientación como en inclinación sobre el suelo, siendo la inclinación de los paneles de 30° y orientación sur.

Para calcular la radiación solar media diaria sobre un plano horizontal, para cada mes del año, se toman las coordenadas 39° 36' 29" y longitud 1° 19' 25" y con ayuda del software Meteonorm 7.2, se obtienen dicha radiación, la cual se muestra a continuación:

Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

	RADIACION HORIZONTAL kWh/m <sup>2</sup> ,mes	ENERGIA GENERADA kwh
ENERO	69,9	158454
FEBRERO	88	174209
MARZO	135,5	223777
ABRIL	164	233880
MAYO	205,3	260537
JUNIO	223,4	263649
JULIO	234,5	275827
AGOSTO	201,7	263517
SEPTIEMBRE	150,3	226910
OCTUBRE	110,8	199973
NOVIEMBRE	71,5	150710
DICIEMBRE	61,7	144025
	1716,6	2575468

**1.1.3 ESTUDIO INFORMATICO CON PROGRAMA PVSYS V6.86**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: CAUDETE DE LAS FUENTES - 1500 KWP

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1500 kWp

Caudete de las Fuentes - España



# Project: CAUDETE DE LAS FUENTES - 1500 KWP

Variant: Nueva variante de simulación

FJFGESTENER SL (Spain)

## PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:  
30/03/23 07:32  
with v7.3.2

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
<b>Caudete de las Fuentes</b>		Latitude	39.56 °N	Albedo	0.20
España		Longitude	-1.28 °W		
		Altitude	785 m		
		Time zone	UTC+1		
<b>Meteo data</b>					
Caudete de las Fuentes					
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Fixed plane		No Shadings		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	2727 units	<b>Inverters</b>		6 units	
Pnom total	1500 kWp	Nb. of units		1530 kWac	
		Pnom total		0.980	
		Pnom ratio			

### Results summary

Produced Energy	2575469 kWh/year	Specific production	1717 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.50 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



**PVsyst V7.3.2**

VC2, Simulation date:  
30/03/23 07:32  
with v7.3.2

FJFGESTENER SL (Spain)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>			
<b>Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		No Shadings	
		<b>Models used</b>	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		<b>User's needs</b>	
		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	ATERSA_GS_AS	Manufacturer	Ginlong Technologies
Model	Atersa_A-550M-H GS AS	Model	Solis-255K-EHV-5G-US
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	255 kWac
Number of PV modules	2727 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1500 kWp	Total power	1530 kWac
Modules	101 Strings x 27 In series	Operating voltage	480-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Pmpp	1369 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	1023 V		
I mpp	1338 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1500 kWp	Total power	1530 kWac
Total	2727 modules	Number of inverters	6 units
Module area	6970 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.98
Cell area	6503 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	13 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>IAM loss factor</b>	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)	
				bo Param.	0.05



# Project: CAUDETE DE LAS FUENTES - 1500 KWP

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:  
30/03/23 07:32  
with v7.3.2

FJFGESTENER SL (Spain)

## Main results

### System Production

Produced Energy 2575469 kWh/year

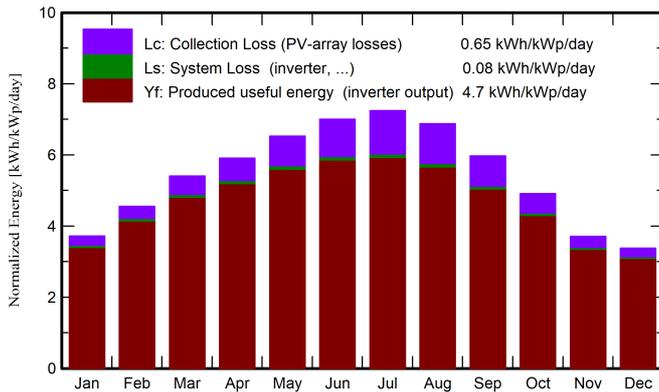
Specific production

1717 kWh/kWp/year

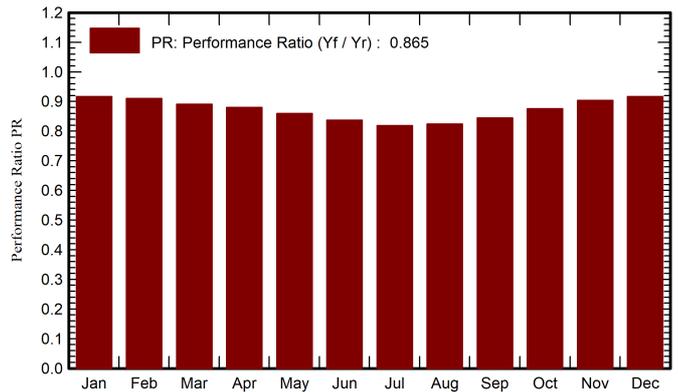
Performance Ratio PR

86.50 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	69.9	27.12	4.74	115.3	112.5	161150	158454	0.917
February	88.0	33.20	6.16	127.6	124.7	177183	174209	0.911
March	135.5	55.33	9.57	167.6	163.5	227593	223777	0.890
April	164.0	71.18	12.34	177.1	172.2	237832	233880	0.880
May	205.3	70.27	16.81	202.2	196.6	265146	260537	0.859
June	223.4	68.27	22.57	210.1	204.3	268184	263649	0.836
July	234.5	62.77	26.82	224.6	218.4	280573	275827	0.819
August	201.7	61.93	26.05	213.3	207.7	268023	263517	0.824
September	150.3	48.37	20.40	179.1	174.5	230794	226910	0.845
October	110.8	42.29	15.44	152.2	148.6	203319	199973	0.876
November	71.5	29.06	8.54	111.3	108.6	153386	150710	0.903
December	61.7	25.44	5.41	104.7	102.1	146406	144025	0.917
Year	1716.6	595.22	14.62	1985.0	1933.6	2619589	2575469	0.865

### Legends

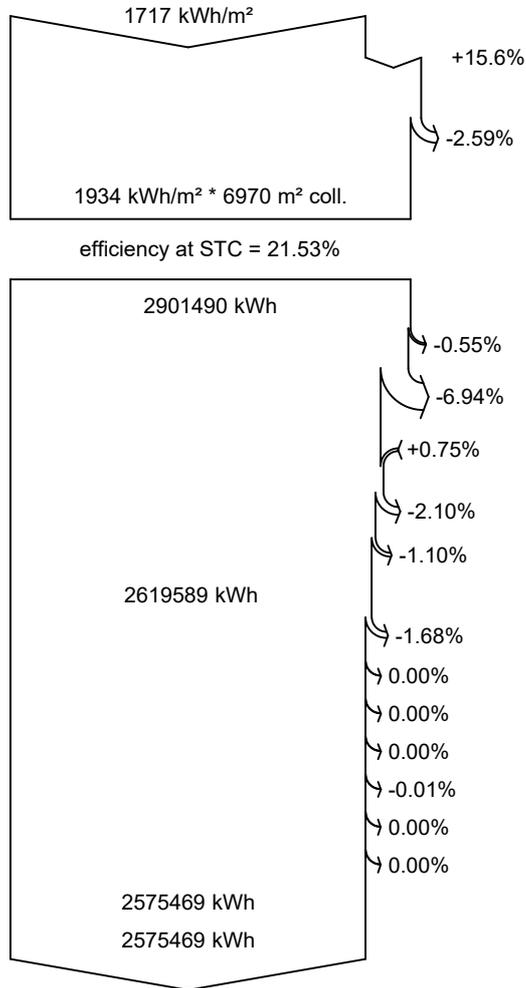
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:  
30/03/23 07:32  
with v7.3.2

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

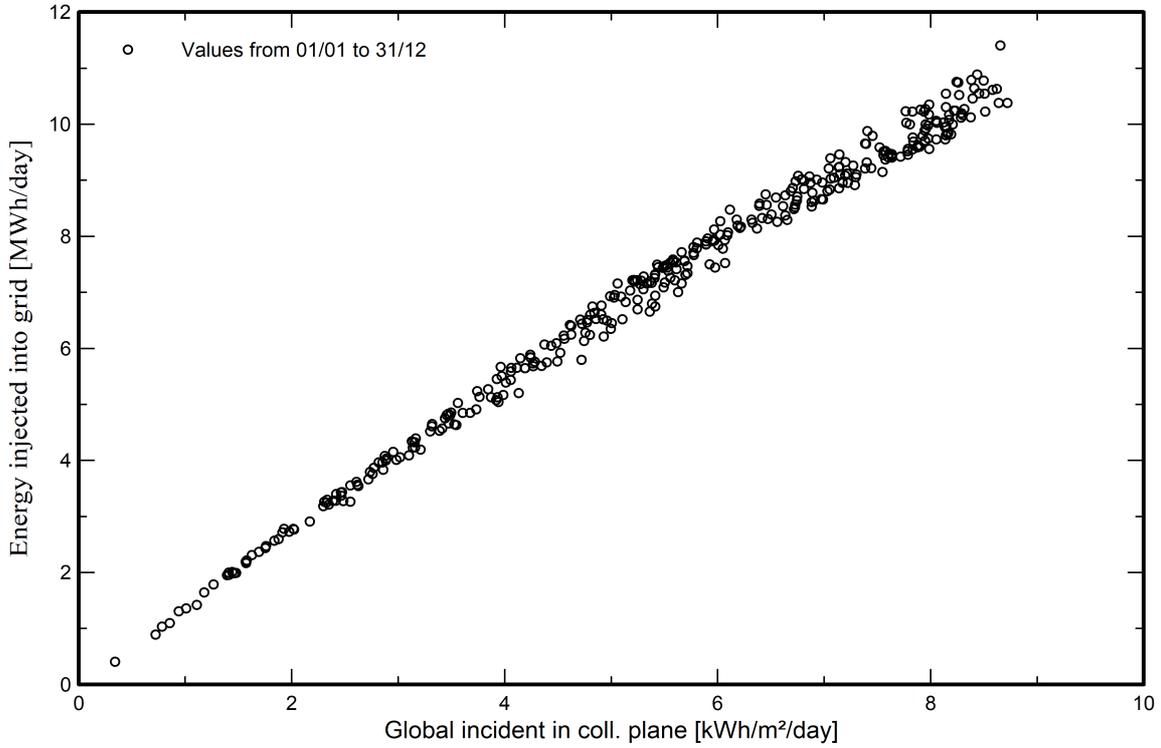
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

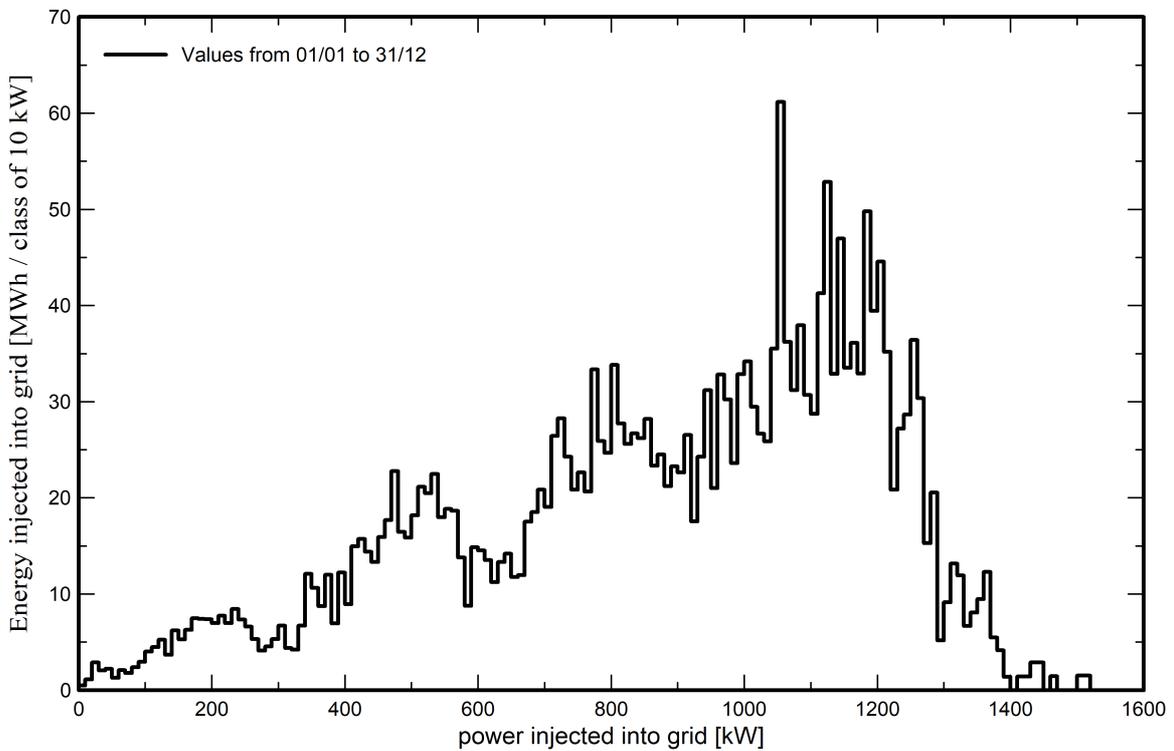


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

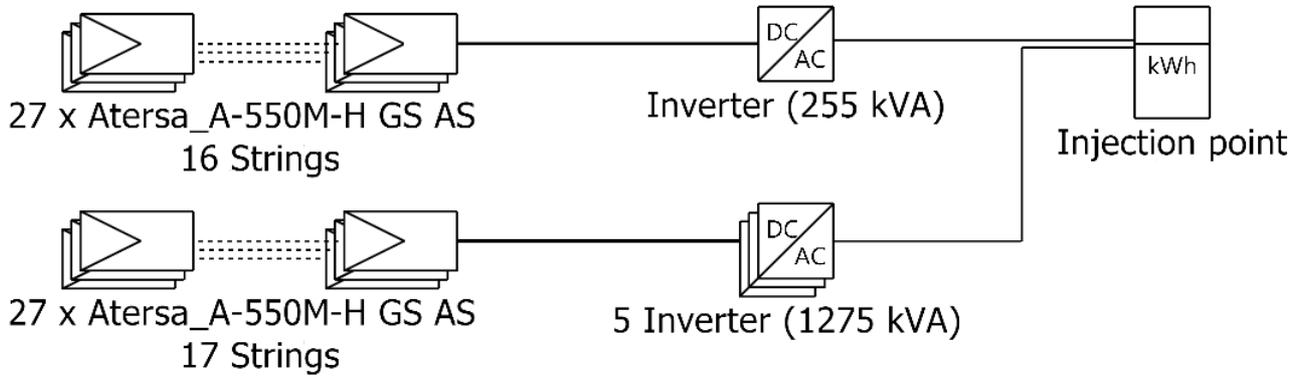




# Single-line diagram

PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:  
30/03/23 07:32  
with v7.3.2



PV module	Atersa_A-550M-H GS AS
Inverter	Solis-255K-EHV-5G-US
String	27 x Atersa_A-550M-H GS AS

CAUDETE DE LAS FUENTES - 15 PJFGESTENER SL (Spain)  
00 KWP

VC2 : Nueva variante de simulación

30/03/23

## 1.2 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

### 1.2.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO E INVERSORES

Potencia del campo fotovoltaico:

La potencia del campo fotovoltaico es de 1500 kWp

Numero de módulos a instalar: 2736.

Se instalan módulos de potencia 550 Wp. Por lo tanto el número de paneles es de: 2736.

Nº de paneles =  $1500000/550 = 2736$  módulos.

*Instalación del campo fotovoltaico.*

La instalación es de 2736 módulos fotovoltaicos, los cuales hay que conectar de tal manera que las características eléctricas a la salida del campo estén de acuerdo con las características del inversor a su entrada.

Inversor 6 250K-EHV-5G.

	ENTRADA 1-5	ENTRADA 6-14	INVERSOR
STRING	2*24	1*24	
TENSION PMP STRING A 53°C	979,92 V	979,92 V	1500
TENSION CIRCUITO ABIERTO(-4°C)	1190,4 V	1190,4 V	1500
CORRIENTE ENTRADA DC MPTT	2*13,48 A	1*13,48 A	26

Justificación de numero de placas máximas y mínimas string

Siendo el  $V_{mpp}$  del módulo es 40,83 V y a 53°C de temperatura ambiente máxima) la tensión debería ser menor que este valor, concretamente 37,63 V. En este sentido el número mínimo de módulos por string sería, teniendo en cuenta que la tensión mínima del inversor es 500V,  $500/37,63 = 13,28 = 13$  unidades.

A -5°C tendremos la tensión máxima de servicio., cuyo valor calculado será:

$$40,83 \times (1 + [-0.0028] \times [-5 - 25])$$

44,26V => voltaje nominal del inversor = 1080 V;  $1080/44,26 = 24,4$  unidades

Resultado: strings con un mínimo de 13 y un máximo de 24 unidades.

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

### 1.2.2 ESTRUCTURA Y SOPORTE

La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, permite la sujeción de estos sobre soportes de hormigón prefabricado apoyados en el terreno, dimensionadas para soportar las cargas que actúan en el sistema módulo+estructura.

Debido a que no hay restricciones de superficie ni de posicionamiento de las placas, se han distribuido con orientación sur, inclinación óptima de 30°, y como esta única fila genera sombras.

La estructura metálica se atornilla a los mismos perfiles de los apoyos de hormigón y sobre esta las placas solares aprovechando la inclinación de los mismos.

### 1.2.3 INSTALACION ELECTRICA DE BAJA TENSION

#### 1.2.3.1 CALCULO CORRIENTE CONTINUA DE PANELES HASTA CAJA FUSIBLES

Caída de tensión

Intensidad string: 13,48A

Nº placas 24

Vpm = 979,92 V

Caída de tensión máxima permitida: 1,5 %, (14,69 V)

Por tanto, la caída de tensión en cada uno de los String será:

INVERSOR 1

V MP	Nº Pacas	V M S	INVER	RAMA	INTEN (A)	LONG (m)	pCU (Oms mm2/m)	sección (mm2)	AV (V)	AV (%)
40,83	24	979,92	1	1.1	13,48	17	0,017	6	1,299	0,13256
40,83	24	979,92	1	1.2	13,48	23	0,017	6	1,757	0,1793
40,83	24	979,92	1	2.1	13,48	29	0,017	6	2,215	0,22604
40,83	24	979,92	1	2.2	13,48	35	0,017	6	2,674	0,27288
40,83	24	979,92	1	3.1	13,48	41	0,017	6	3,132	0,31962
40,83	24	979,92	1	3.2	13,48	47	0,017	6	3,59	0,3664
40,83	24	979,92	1	4.1	13,48	48	0,017	6	3,59	0,3664
40,83	24	979,92	1	4.2	13,48	53	0,017	6	1,757	0,1793
40,83	24	979,92	1	5.1	13,48	59	0,017	6	2,215	0,22604

Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

V MP	Nº Pacas	V M S	INVER	RAMA	INTEN (A)	LONG (m)	pCU (Oms mm2/m)	sección (mm2)	AV (V)	AV (%)
40,83	24	979,92	1	5.2	13,48	65	0,017	6	2,674	0,27288
40,83	24	979,92	1	6.1	13,48	71	0,017	6	3,132	0,31962
40,83	24	979,92	1	7.1	13,48	77	0,017	6	3,59	0,3664
40,83	24	979,92	1	8.1	13,48	83	0,017	6	3,59	0,3664
40,83	24	979,92	1	9.1	13,48	78	0,017	6	3,59	0,3664
40,83	24	979,92	1	10.1	13,48	84	0,017	6	1,757	0,1793
40,83	24	979,92	1	11.1	13,48	90	0,017	6	2,215	0,22604
40,83	24	979,92	1	12.1	13,48	96	0,017	6	2,674	0,27288
40,83	24	979,92	1	13.1	13,48	102	0,017	6	3,132	0,31962
40,83	24	979,92	1	14.1	13,48	108	0,017	6	3,59	0,3664

Los valores obtenidos corresponden al inversor 1 y la instalación de los demás es muy similar por geometría de diseño

### 1.2.3.2 CONDUCTORES DE CORRIENTE ALTERNA

#### Fórmulas

Emplearemos las siguientes:

Sistema Trifásico

$$I = Pc / 1,732 \times U \times \cos\phi \times R = \text{amp (A)}$$

$$e = (L \times Pc / k \times U \times n \times S \times R) + (L \times Pc \times Xu \times \text{Sen}\phi / 1000 \times U \times n \times R \times \cos\phi) = \text{voltios (V)}$$

Sistema Monofásico:

$$I = Pc / U \times \cos\phi \times R = \text{amp (A)}$$

$$e = (2 \times L \times Pc / k \times U \times n \times S \times R) + (2 \times L \times Pc \times Xu \times \text{Sen}\phi / 1000 \times U \times n \times R \times \cos\phi) = \text{voltios (V)}$$

En donde:

Pc = Potencia de Cálculo en Watios.

L = Longitud de Cálculo en metros.

e = Caída de tensión en Voltios.

K = Conductividad.

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

I = Intensidad en Amperios.

U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).

S = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

Cos  $\phi$  = Coseno de  $\phi$ . Factor de potencia.

R = Rendimiento. (Para líneas motor).

n = N° de conductores por fase.

Xu = Reactancia por unidad de longitud en .

### **Fórmula Conductividad Eléctrica**

$$K = 1/\rho$$

$$\rho = \rho_{20}[1 + \alpha(T - 20)]$$

$$T = T_0 + [(T_{\max} - T_0) (I/I_{\max})^2]$$

Siendo,

K = Conductividad del conductor a la temperatura T.

$\rho$  = Resistividad del conductor a la temperatura T.

$\rho_{20}$  = Resistividad del conductor a 20°C.

$$Cu = 0.017241 \text{ ohmiosxmm}^2/\text{m}$$

$$Al = 0.028264 \text{ ohmiosxmm}^2/\text{m}$$

$\alpha$  = Coeficiente de temperatura:

$$Cu = 0.003929$$

$$Al = 0.004032$$

T = Temperatura del conductor (°C).

T<sub>0</sub> = Temperatura ambiente (°C):

$$\text{Cables enterrados} = 25^\circ\text{C}$$

$$\text{Cables al aire} = 40^\circ\text{C}$$

T<sub>max</sub> = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):

$$\text{XLPE, EPR} = 90^\circ\text{C}$$

$$\text{PVC} = 70^\circ\text{C}$$

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I<sub>max</sub> = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

### Fórmulas Sobrecargas

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

$I_b$ : intensidad utilizada en el circuito.

$I_z$ : intensidad admisible de la canalización según la norma UNE-HD 60364-5-52.

$I_n$ : intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables,

$I_n$  es la intensidad de regulación escogida.

$I_2$ : intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. En la práctica  $I_2$  se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos ( $1,45 I_n$  como máximo).

- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles ( $1,6 I_n$ ).

### Fórmulas compensación energía reactiva

$$\cos\varnothing = P/\sqrt{P^2+ Q^2}.$$

$$\operatorname{tg}\varnothing = Q/P.$$

$$Q_c = P(\operatorname{tg}\varnothing_1 - \operatorname{tg}\varnothing_2).$$

$$C = Q_c \times 1000 / U^2 \times \omega; \text{ (Monofásico - Trifásico conexión estrella).}$$

$$C = Q_c \times 1000 / 3 \times U^2 \times \omega; \text{ (Trifásico conexión triángulo).}$$

Siendo:

$P$  = Potencia activa instalación (kW).

$Q$  = Potencia reactiva instalación (kVAr).

$Q_c$  = Potencia reactiva a compensar (kVAr).

$\varnothing_1$  = Angulo de desfase de la instalación sin compensar.

$\varnothing_2$  = Angulo de desfase que se quiere conseguir.

$U$  = Tensión compuesta (V).

$$\omega = 2\pi f; f = 50 \text{ Hz.}$$

$C$  = Capacidad condensadores (F);  $c \times 1000000$  ( $\mu\text{F}$ ).

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

### Fórmulas Cortocircuito

$$* I_{pccI} = Ct U / \sqrt{3} Z_t$$

Siendo,

$I_{pccI}$ : intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en kA.

Ct: Coeficiente de tensión.

U: Tensión trifásica en V.

$Z_t$ : Impedancia total en mohm, aguas arriba del punto de c.c. (sin incluir la línea o circuito en estudio).

$$* I_{pccF} = Ct UF / 2 Z_t$$

Siendo,

$I_{pccF}$ : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en kA.

Ct: Coeficiente de tensión.

UF: Tensión monofásica en V.

$Z_t$ : Impedancia total en mohm, incluyendo la propia de la línea o circuito (por tanto, es igual a la impedancia en origen mas la propia del conductor o línea).

\* La impedancia total hasta el punto de cortocircuito será:

$$Z_t = (R_t^2 + X_t^2)^{1/2}$$

Siendo,

$R_t$ :  $R_1 + R_2 + \dots + R_n$  (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)

$X_t$ :  $X_1 + X_2 + \dots + X_n$  (suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)

$$R = L \cdot 1000 \cdot CR / K \cdot S \cdot n \text{ (mohm)}$$

$$X = X_u \cdot L / n \text{ (mohm)}$$

R: Resistencia de la línea en mohm.

X: Reactancia de la línea en mohm.

L: Longitud de la línea en m.

CR: Coeficiente de resistividad.

K: Conductividad del metal.

S: Sección de la línea en mm<sup>2</sup>.

$X_u$ : Reactancia de la línea, en mohm por metro.

n: nº de conductores por fase.

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

$$* t_{mcc} = C_c \cdot S^2 / I_{pcc} F^2$$

Siendo,

$t_{mcc}$ : Tiempo máximo en sg que un conductor soporta una  $I_{pcc}$ .

$C_c$ = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento.

S: Sección de la línea en mm<sup>2</sup>.

$I_{pcc} F$ : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en A.

$$* t_{ficc} = cte. fusible / I_{pcc} F^2$$

Siendo,

$t_{ficc}$ : tiempo de fusión de un fusible para una determinada intensidad de cortocircuito.

$I_{pcc} F$ : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en A.

$$* L_{max} = 0,8 UF / 2 \cdot IF5 \cdot \sqrt{(1,5 / K \cdot S \cdot n)^2 + (X_u / n \cdot 1000)^2}$$

Siendo,

$L_{max}$ : Longitud máxima de conductor protegido a c.c. (m) (para protección por fusibles)

UF: Tensión de fase (V)

K: Conductividad

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

$X_u$ : Reactancia por unidad de longitud (mohm/m). En conductores aislados suele ser 0,1.

n: nº de conductores por fase

$C_t = 0,8$ : Es el coeficiente de tensión.

$C_R = 1,5$ : Es el coeficiente de resistencia.

IF5 = Intensidad de fusión en amperios de fusibles en 5 sg.

\* Curva válida. (Para protección de Interruptores automáticos dotados de Relé electromagnético).

CURVA B IMAG = 5  $I_n$

CURVA C IMAG = 10  $I_n$

CURVA D Y MA IMAG = 20  $I_n$

### Fórmulas Embarrados

Cálculo electrodinámico

$$\sigma_{max} = I_{pcc}^2 \cdot L^2 / (60 \cdot d \cdot W_y \cdot n)$$

Siendo,

$\sigma_{max}$ : Tensión máxima en las pletinas (kg/cm<sup>2</sup>)

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

$I_{pcc}$ : Intensidad permanente de c.c. (kA)

L: Separación entre apoyos (cm)

d: Separación entre pletinas (cm)

n: nº de pletinas por fase

$W_y$ : Módulo resistente por pletina eje y-y ( $cm^3$ )

$\sigma_{adm}$ : Tensión admisible material ( $kg/cm^2$ )

Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

$$I_{cccs} = K_c \cdot S / (1000 \cdot \sqrt{t_{cc}})$$

Siendo,

$I_{pcc}$ : Intensidad permanente de c.c. (kA)

$I_{cccs}$ : Intensidad de c.c. soportada por el conductor durante el tiempo de duración del c.c. (kA)

S: Sección total de las pletinas ( $mm^2$ )

$t_{cc}$ : Tiempo de duración del cortocircuito (s)

$K_c$ : Constante del conductor: Cu = 164, Al = 107

### Fórmulas Resistencia Tierra

Placa enterrada

$$R_t = 0,8 \cdot \rho / P$$

Siendo,

$R_t$ : Resistencia de tierra (Ohm)

$\rho$ : Resistividad del terreno (Ohm·m)

P: Perímetro de la placa (m)

Pica vertical

$$R_t = \rho / L$$

Siendo,

$R_t$ : Resistencia de tierra (Ohm)

$\rho$ : Resistividad del terreno (Ohm·m)

L: Longitud de la pica (m)

Conductor enterrado horizontalmente

$$R_t = 2 \cdot \rho / L$$

Siendo,

$R_t$ : Resistencia de tierra (Ohm)

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

$\rho$ : Resistividad del terreno (Ohm·m)

L: Longitud del conductor (m)

Asociación en paralelo de varios electrodos

$$R_t = 1 / (L_c/2\rho + L_p/\rho + P/0,8\rho)$$

Siendo,

R<sub>t</sub>: Resistencia de tierra (Ohm)

$\rho$ : Resistividad del terreno (Ohm·m)

L<sub>c</sub>: Longitud total del conductor (m)

L<sub>p</sub>: Longitud total de las picas (m)

P: Perímetro de las placas (m)

### POTENCIAS

- Potencia total instalada:

INVERSOR 1 L1

250 KW

- Potencia Instalada Fuerza (W):

250 Kw

- Potencia Máxima Admisible (W): 250000

### Cálculo de la CONEXIÓN INVERSOR CGP

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 250A. Térmico reg. Int.Reg.: 250 A.

Cálculo de la Línea: L1

- Tensión de servicio: 690 V.

- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra

- Longitud: 12 m; Cos  $\varphi$ : 1; X<sub>u</sub>(mΩ/m): 0;

- Potencia a instalar por inversor (inversor 1 es el mas alejado): 250 KW.

- Potencia de cálculo: 250 KW.

$$I = 250000 / (1,732 \times 690 \times 1) = 209 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 3x120+TTCu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE+Pol - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: RZ1-K(AS)

Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA  
COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

I.ad. a 40°C (Fc=1) 87 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 160 mm.

Caída de tensión: 5,4V/ 0,78%

Temperatura cable (°C): 53.23

e(parcial)= 5,4 V.=0,78 %

e(total)=0.78% ADMIS (1.5% MAX.)

### 1.2.3.3 CALCULO DE LA PUESTA A TIERRA

- La resistividad del terreno es 300 ohmiosxm.

- El electrodo en la puesta a tierra del edificio, se constituye con los siguientes elementos:

M. conductor de Cu desnudo 35 mm<sup>2</sup> 50 m.

M. conductor de Acero galvanizado 95 mm<sup>2</sup>

Picas verticales de Cobre 14 mm de Acero recubierto Cu 14 mm 3 picas de 2m. de Acero galvanizado 25 mm Con lo que se obtendrá una Resistencia de tierra de 9.68 ohmios.

Los conductores de protección, se calcularon adecuadamente y según la ITC-BT-18, en el apartado del cálculo de circuitos.

Así mismo cabe señalar que la línea principal de tierra no será inferior a 16 mm<sup>2</sup> en Cu, y la línea de enlace con tierra, no será inferior a 25 mm<sup>2</sup> en Cu.

UTIEL, MARZO del 2023

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL



Fdo: LUIS MIGUEL TELLO HERNANDEZ

Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA  
COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

## **2 DOCUMENTACION TECNICA**

**A-xxxM GS 144 HM7 9BB (SS)** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-520M GS 144	A-530M GS 144	A-540M GS 144	A-550M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	520 W	530 W	540 W	550 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.44 V	40.54 V	40.71 V	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	12.86 A	13.08 A	13.27 A	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.10 V	49.26 V	49.42 V	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13.57 A	13.71 A	13.85 A	14.04 A
Eficiencia del Módulo (%)	20.12	20.51	20.89	21.28
Clasificación de Potencia (W)	0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)	25			
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.500V			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.  
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).  
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

**Especificaciones mecánicas**

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2279x1134x35 mm.
Peso (± 0.5 kg)	28.9 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	3600 Pa (**)
Máx. carga estática, posterior (viento)	1600 Pa (***)
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

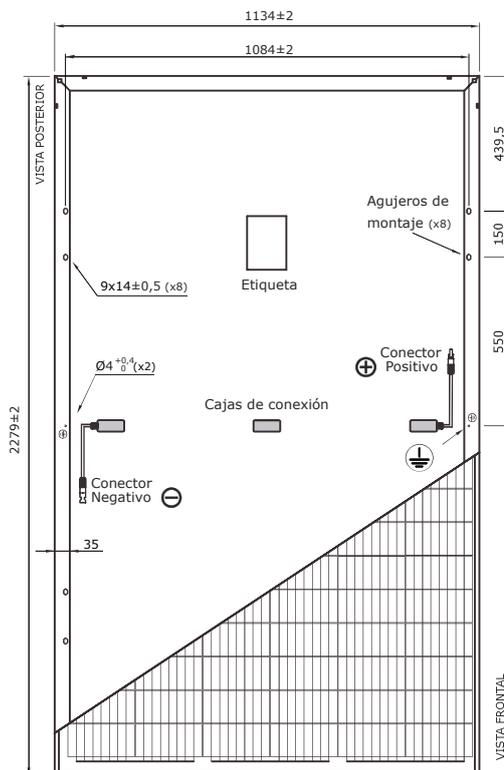
(\*\*) Factor de seguridad 1.5. Utilizando los 8 taladros de fijación.

(\*\*\*) Factor de seguridad 1.5. Utilizando los 4 taladros de fijación interiores.

**Materiales de construcción**

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado / grado PV / 3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 cél. (6x24) / Mono PERC 9BB (10BB) / 182x91 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68 / 3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	1.400 mm. / 4 mm <sup>2</sup> / Compatible MC4

(\*) Con capa anti-reflectante

**Vista genérica construcción módulo**

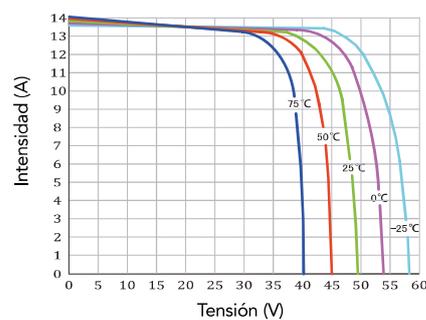
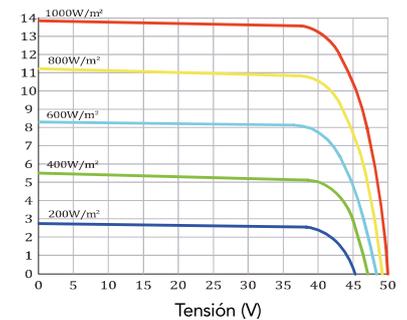
El dibujo no está a escala

**Características de temperatura**

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.048 % /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.28 % /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.35 % /°C
Reducción eficiencia (200W/m <sup>2</sup> 25°C)	3.5 ±2 %
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

**Embalaje**

Módulos/palé	31 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	20 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	620 pzas

**Temperatura Varía (A-540M GS 144 HM7)****Irradiación Varía (A-540M GS 144 HM7)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ [www.atersa.com](http://www.atersa.com) • [atersa@elecnor.com](mailto:atersa@elecnor.com)  
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 03/11/21  
Ref.: MU-M6M 6x24 M7 9BB GS (SS)-D  
© Atersa SL, 2019



## DATASHEET

Models	215K-PLUS	250K	250K-PLUS	255K	255K-PLUS
<b>Input DC</b>					
Max. input voltage	1500 V				
Rated voltage	1080 V				
Start-up voltage	500 V				
MPPT voltage range	480-1500 V				
Max. input current	9*30 A	14*26 A	12*30 A	14*26 A	12*30 A
Max. short circuit current	9*50 A	14*40 A	12*50 A	14*40 A	12*50 A
MPPT number/Max. input strings number	9/18	14/28	12/24	14/28	12/24
<b>Output AC</b>					
Output power	215 kVA @ 30°C / 205 kVA @ 40°C / 195 kVA @ 50°C	250 kVA @ 30°C / 235 kVA @ 40°C / 220 kVA @ 50°C		255 kVA @ 30°C / 235 kVA @ 40°C / 220 kVA @ 50°C	
Rated grid voltage	3/PE, 800 V				
Grid voltage range	640-920 V				
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz				
Max. output current	155.2 A	180.4 A		184.0 A	
Power factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)				
THDi	<3%				
<b>Efficiency</b>					
Max. efficiency	99.0%				
EU efficiency	98.8%	98.7%	98.8%	98.7%	98.8%
<b>Protection</b>					
DC reverse-polarity protection	Yes				
Short circuit protection	Yes				
Output over current protection	Yes				
Surge protection	DC Type II / AC Type II				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Temperature protection	Yes				
Strings monitoring	Yes				
I/V Curve scanning	Yes				
Night time SVG function	Yes				
Integrated PID recovery	Yes				
Integrated DC switch	Yes				
<b>General Data</b>					
Dimensions (W*H*D)	1125*770*384 mm				
Weight	109 kg	113 kg			
Topology	Transformerless				
Self-consumption (night)	<2 W				
Operating ambient temperature range	-30 ~ +60°C				
Relative humidity	0-100%				
Ingress protection	IP66				
Cooling concept	Intelligent redundant fan-cooling				
Max. operation altitude	4000 m				
Grid connection standard	EN50549, G99, AS4777.2, VDE0126, IEC61727, VDE4110, CEA 2019				
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-2/-4				
<b>Features</b>					
DC connection	MC4 connector				
AC connection	OT terminal (max. 300 mm <sup>2</sup> )				
Display	LCD				
Communication	RS485, Optional: PLC				

# GARANTÍA - EUROPA

Los Inversores y accesorios Solis fabricados por Ginlong Technologies Co., Ltd. (en lo sucesivo, "Ginlong") ofrecen la siguiente Garantía al comprador (el "Cliente") de los Inversores y accesorios (el "Productos" o "Productos"). (El Cliente se considera el propietario del Producto instalado en primera venta.)

## 1. Condiciones de la garantía

Ginlong garantiza que todos sus Productos están libres de defectos tanto de material como de funcionamiento en condiciones normales de uso y mantenimiento a partir de la fecha de venta al Cliente. Esta garantía amplía los derechos legales del Cliente y no debe interpretarse como merma de los mismos.

Los inversores conectados a la red y los inversores híbridos RHI/RAI cuentan con: 5 años de garantía  
(Modelos 4G, 5G/S5 y S6)

Los accesorios cuentan con 2 años de garantía (3 años para España)

(MEDIDORES EXTERNOS DLS-W, DLS-LAN, DLS-G, DLB-W, DLB-G, RF-Link, S3-WIFI-ST, S2-WL-ST, S2-W4G-ST, PLC-COO, EPM1-5G, EPM3-5G, EMP3-5G-PLUS, 4G-CT, EXTERNAL METERS.)

Durante ese periodo, Ginlong garantiza el correcto funcionamiento del Producto. La garantía se ejecutará conforme a las condiciones que aquí se estipulan y no se limitará al pedido/proforma/factura de la mercancía.

El periodo de garantía entra en vigor cuando el Producto:

- (1) Se pone en marcha en la instalación;
- o
- (2) 6 meses después de su salida de fábrica; lo que tenga lugar primero.

## 2. Ampliación de la garantía

El Cliente puede solicitar la ampliación de la garantía durante los 12 meses siguientes a la instalación del Producto facilitando el número de serie del inversor en cuestión y un justificante de compra. Puede adquirirse una garantía de la siguiente duración:

- 10 años de garantía total
- 15 años de garantía total
- 20 años de garantía total

Para confirmar la ampliación de la garantía se facilitará un certificado justificativo.

Desde el día 1 de julio de 2020 y hasta nueva orden, los siguientes países gozarán de una ampliación de la garantía, que pasará a durar un total de 10 años, en inversores conectados a la red que tengan una potencia igual o inferior a 10kW:

Países Bajos, Bélgica, Francia, Alemania, Polonia e Italia (sujeto a modificaciones)

## 3. Limitaciones de la garantía

La garantía solo es válida para Productos adquiridos directamente a Ginlong o a un distribuidor autorizado. La garantía se aplica únicamente a productos nuevos.

La garantía no cubre en ningún caso:

- Costes de acceso, mano de obra o transporte;
- Daños indirectos, incluido, entre otros, lucro cesante;
- Reclamaciones de terceros distintos del propietario;
- Daños sufridos por el Producto como consecuencia de haberse realizado una instalación que no siga las instrucciones que indica su manual de instalación. (Salvo en el caso de que la instalación la haya realizado Ginlong);
- Elementos accesorios de la instalación no suministrados por Ginlong;
- Impuestos, tasas o costes de importación/exportación u otros costes administrativos generales;
- Daños del Producto provocados por un uso o tratamiento no adecuado o una manipulación no autorizada;
- Pérdida o daños sucedidos durante el envío;
- Daños fortuitos (debidos a daños o defectos provocados por rayos, inundaciones, subidas de tensión, incendios, plagas, corrosión, actos de terceros o casos de fuerza mayor, sucesos o accidentes que escapen al control lógico de Ginlong y que no surjan en condiciones de funcionamiento normal o estándar) o daños premeditados;
- Productos indicados en un presupuesto o albarán de entrega como 'artículo de exposición' o 'reacondicionado'. (Ese tipo de Producto puede contar con una ampliación aparte de la garantía.)
- Productos que no se hayan adquirido directamente a Ginlong ni a ningún distribuidor autorizado;
- Productos fuera del periodo de garantía;
- Si el fallo se debe a otro componente del sistema fotovoltaico del titular de la garantía; o no puede identificarse causante alguno al examinar el Producto;
- El Producto sustitutivo no se devuelve a tiempo a Ginlong o al distribuidor autorizado; salvo que lo haya instalado correctamente un instalador cualificado de una empresa eléctrica local tal como indican las instrucciones de instalación suministradas con el Producto, o lo haya instalado Ginlong o un distribuidor autorizado;
- Salvo que el titular de la garantía haya abonado íntegramente a Ginlong cualquier importe que le adeude;
- Si el fallo se debe total o parcialmente a cualesquiera actos u omisiones del titular de la garantía o cualesquiera personas que no sean empleados o subcontratadas de Ginlong;
- Si el Producto no cuenta con un mantenimiento adecuado, se usa de forma indebida, negligente, sufre un accidente o abuso, o el titular de la garantía continúa usándolo una vez detectado un fallo;
- Si se repara el Producto o lo intenta reparar una persona no autorizada por Ginlong;

- Si el Producto se mueve por el motivo que sea tras su instalación (independientemente de que se vuelva a instalar posteriormente en una ubicación igual o distinta de la original), salvo que lo reinstale en la misma dirección un instalador cualificado y se almacene provisionalmente conforme a las instrucciones del manual del Producto;
- Si se altera o modifica de cualquier forma el Producto (incluida la alteración o eliminación de su número de serie o identificación), salvo que dicha modificación cuente con la aprobación por escrito de Ginlong;
- Uso de tipos de baterías no certificadas y enumeradas en la lista de compatibilidad de baterías aprobadas por Solis para operar con inversores de almacenamiento de energía de Solis
- Por cualquier otro fallo que no afecte al funcionamiento básico del Producto, independientemente de arañazos o manchas externos o el desgaste mecánico natural que no constituye un defecto, o el desgaste normal propio del uso.

## 4. Protección de datos

Si el Cliente acepta el servicio de garantía que ofrece Ginlong, le permite acceder, recopilar y tratar la información relativa al fallo, detección, identificación y depuración al prestarle sus servicios. Dicha información solo se utilizará para prestar los servicios de la garantía. Dado que el Cliente es el responsable del tratamiento de dicha información, Ginlong no puede confirmar si la misma contiene información confidencial o datos personales de Clientes.

El Cliente debe asegurarse de que dispone o conserva el consentimiento, permiso y autorización necesarios ("Consentimiento") conforme a los requisitos legales aplicables para que Ginlong preste dichos servicios de forma que, al hacerlo, Ginlong no infrinja requisitos legales aplicables, políticas de privacidad de Clientes ni acuerdos cliente-usuario de ningún tipo.

Ginlong tomará todas las medidas lógicas para garantizar la seguridad de dicha información de Cliente, si bien no es responsable de la violación directa ni indirecta provocada por la adquisición o el tratamiento de dicha información a la hora de prestar sus servicios.

Si el Cliente devuelve el Producto a Ginlong, se entiende que dispone de copia de cualquier tipo de información confidencial, privada, personal o de cualquier otro tipo que hubiera en él y la ha eliminado completamente y autoriza a Ginlong a transferirlo a su servicio técnico, ubicado en otro país, para su mantenimiento. El Cliente será responsable único de eliminar la información arriba indicada antes de enviar el equipo a Ginlong. El Cliente también compensará, defenderá y eximirá a Ginlong de toda responsabilidad con respecto a cualesquiera reclamaciones, responsabilidades, obligaciones, costes, gastos, penalizaciones, multas, confiscaciones y fallos de cualesquiera entidades gubernamentales o terceras partes debidas al incumplimiento por parte de Ginlong de cualesquiera leyes o reglamentos aplicables en relación con la transferencia o la cesión de la información arriba indicada.

Ginlong no garantiza los datos que contenga el Producto; el Cliente es responsable de realizar copia de cualesquiera datos pertinentes para evitar la pérdida de los mismos.

## 5. Uso de la garantía

Para hacer uso de la garantía se deberá facilitar la siguiente información:

- Formulario cumplimentado de uso de la garantía, que facilitará el agente del servicio técnico de Solis
- Modelo del Producto (es decir S6-GR1P3.6K) y número de serie (es decir, 160D72198270017)
- Copia de la factura del inversor
- Copia del informe/certificado de instalación

Cuando Ginlong reciba una petición legítima de uso de la garantía, a su exclusiva discreción:

- 1) Suministrará un Producto sustitutivo; que tendrá un funcionamiento equivalente al del dispositivo defectuoso del Cliente (en cuanto a funciones, uso, compatibilidad); o
- 2) Hará que un servicio técnico autorizado acuda a las instalaciones del Cliente para reparar el fallo u ofrecer un Producto sustitutivo;
- o
- 3) Indicará al Cliente que le remita el Producto para proceder a su reparación o suministrarle un Producto sustitutivo.

Ginlong puede, a su exclusiva discreción, utilizar como Productos sustitutivos Productos nuevos o reacondicionados en fábrica.

Ginlong puede reparar o cambiar cualesquiera componentes defectuosos a su exclusiva discreción. En caso de que sustituya el Producto o parte de él en virtud de la presente garantía limitada, los derechos, titularidad e intereses sobre el Producto o pieza sustituidos pasarán a corresponder a Ginlong en el momento de la sustitución.

Los Productos sustituidos o reparados en virtud de la presente garantía limitada estarán cubiertos por el periodo de garantía que le quede al Producto, o tres meses; el que sea mayor.

El titular de la garantía deberá devolver las piezas o dispositivos sustituidos en su embalaje original u otro equivalente.

Si Ginlong no recibe en un plazo de 30 días la pieza o dispositivo defectuoso sustituido, le cobrará al titular de la garantía dicha pieza o dispositivo al precio en vigor para una pieza o dispositivo nuevo del mismo tipo.

Si se estipula que el Producto devuelto no tiene fallo alguno que cubra la garantía, se cobrará la mano de obra, desplazamiento y envío (entre Cliente y Ginlong).

No se podrá reclamar indemnización alguna por lucro cesante (incluida energía no suministrada a la red ni energía que no se haya usado para autoconsumo, etc.). En todo caso, la indemnización máxima contractual, extracontractual o de cualquier otro tipo por las pérdidas que el Cliente sufra por el fallo no excederá en ningún caso la cantidad que este abonase por la compra del equipo.

Versión: 1.5 - 20220603

La nueva estructura patentada **SOLARBLOC H-S/18** ha sido diseñada para sustituir y simplificar nuestro anterior modelo para huertos solares.

El objetivo principal como en todos nuestros soportes y estructuras **SOLARBLOC** es el de facilitar los trabajos de instalación, acortar los tiempos de ejecución y reducir los componentes necesario para la instalación de módulos fotovoltaicos.

**SOLARBLOC H-S/18** es un gran formato destinado a la construcción de parques solares. Permite fijar los paneles directamente sin necesidad de realizar cimentación o hincado alguno, ni montar estructura metálica.

Con este nuevo **SOLARBLOC H-S/18** la instalación es inmediata, se descargan del camión, se colocan en el sitio definitivo y ya está listo para fijar los módulos.



### 3 ANEXO CABEZALES Y BALSAS.

El objeto del presente anejo es justificar las instalaciones fotovoltaicas **aisladas** necesarias para el suministro de energía de los cabezales de riego de los sectores objeto del presente proyecto.

### 4 DATOS DE PARTIDA.

#### 4.1 EMPLAZAMIENTO.

Los cabezales de riego se sitúan en las siguientes ubicaciones, todas ellas en la provincia de Valencia:

	Termino Municipal	Polígono	Parcela	Coord. UTM ETRS-89 H-30	
				X (m)	Y (m)
<b>Sector A</b>	Caudete de las Fuentes	4	89	644210	4380205
<b>Sector B</b>	Venta del Moro	22	125	645705	4374150

Las ubicaciones de las Balsas son las siguientes:

	Termino Municipal	Polígono	Parcela	Coord. UTM ETRS-89 H-30	
				X (m)	Y (m)
<b>Balsa A</b>	Caudete de las Fuentes	1	35		
<b>Balsa A</b>	Caudete de las Fuentes	1	32		
<b>Balsa A</b>	Fuenterrobles	12	203	643930	4382305
<b>Balsa A</b>	Fuenterrobles	12	224		
<b>Balsa B</b>	Venta del Moro	7	67	645495	4375404

#### 4.2 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS.

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. Los paneles fotovoltaicos se instalan superpuestos en la

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

cumbrera de los edificios existentes en el caso de los cabezales y sobre soportes de hormigón en las balsa, disponiendo en todos los casos de la misma orientación e inclinación.

	Orientación Sur (Azimut, $\alpha$ )	Inclinación ( $\beta$ )
Cabezal A y B	0°	30°
Balsa A y B	0°	30°

### 4.3 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO.

Las instalaciones previstas presentan tres estadios claramente diferenciados en lo que a consumo de energía se refiere, uno en invierno, donde se realizan 3 días de riego a la semana, otro en primavera y otoño donde se realizan 5 días de riego a la semana, y por último, en verano, donde se emplean 7 días para riego a la semana. En el caso de invierno y de primavera y otoño, el riego de la superficie del sector se reparte a lo largo de la semana, de tal modo que los consumos eléctricos se reducen, y la presión disponible en las redes de distribución se ve mejorada.

Para cada consumo previsto en los cabezales de riego, se ha establecido un coeficiente de simultaneidad así como las horas de funcionamiento al día, con tal de establecer los consumos energéticos para los tres escenarios que se presentan.

#### 4.3.1 Estimación consumo Cabezales A y B.

En los cabezales la potencia total instalada es de 13,824 kW, tal y como se justifica en la siguiente tabla:

Cabezales	Uds	Pot. Unit. (W)	Pot. Inst. (W)
<b>Tomas de Corriente</b>	6	1.500	9.000
<b>PLC y señales</b>	1	250	250
<b>Alumb. Sala General</b>	6	110	660
<b>Alumb. Sala Cuadros</b>	1	110	110
<b>Aseo</b>	2	18	36
<b>Actuador Válvula entrada</b>	1	400	400
<b>Filtro automático</b>	1	120	120
<b>Caudalímetro</b>	1	25	25
<b>Alumbrado Emergencia</b>	1	32	32
<b>Alumbrado Ext. Zona Entr.</b>	2	48	96
		<b>Suma</b>	<b>10.729 W</b>

Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

En la siguiente tabla se muestra la demanda de energía prevista para cada escenario:

Cabezales	Fuera época de riego			Epoca riego Mayo - Septiembre		
	Coef. Simult.	h/d	Wh/día	Coef. Simult.	h/d	Wh/día
<b>Tomas de Corriente</b>	0,09	0,5	405	0,20	0,50	900
<b>PLC y señales</b>	0,43	2	215	1,00	18,00	4.500
<b>Alumb. Sala Gral</b>	0,43	0,5	142	1,00	0,50	330
<b>Alumb. Sala Cuad.</b>	0,43	1	47	1,00	1,00	110
<b>Aseo</b>	0,43	0,1	2	1,00	0,10	4
<b>Act. Válvula entrada</b>	0,1	0,15	6	1,00	0,15	60
<b>Filtro automático</b>	0,1	1,5	18	1,00	1,50	180
<b>Caudalímetro</b>	0,1	15	38	1,00	15,00	375
<b>Alumb. Emergencia</b>	0,04	3	4	0,10	3,00	10
<b>Al. Ext. Zona Entr.</b>	0,43	1	41	1,00	1,00	96
		<b>Suma</b>	<b>918</b>		<b>Suma</b>	<b>6.565</b>

Por tanto los consumos previstos para los cabezales son de 0,918 kWh/día para los meses que no se riega, y de 6565 kWh/día para la época de riego.

#### 4.3.2 Estimación consumo Balsas A y B.

En las balsas la potencia total instalada es de 1,450 kW, tal y como se justifica en la siguiente tabla:

Balsa A y depósito B	Uds	Pot. Unit. (W)	Pot. Inst. (W)
<b>PLC y señales</b>	1	250	250
<b>Actuador Válvula entrada</b>	1	400	400
<b>Alumbrado Emergencia</b>	1	32	32
		<b>Suma</b>	<b>650</b>

En la siguiente tabla se muestra la demanda de energía prevista para cada escenario:

Balsa A y depósito B	Fuera época de riego			Epoca riego Mayo - Septiembre		
	Coef. Simult.	h/d	Wh/día	Coef. Simult.	h/d	Wh/día
<b>PLC y señales</b>	0,43	4	430	1	18	4500
<b>Act. Válvula entrada</b>	0,1	0,15	6	1	0,15	60
<b>Alumb. Emergencia</b>	0,04	3	4	0,1	3	10
		<b>Suma</b>	<b>440</b>	W	<b>Suma</b>	<b>4.570</b>

Por tanto los consumos previstos para cada balsa son de 0,44 kWh/día para fuera de época de riego, y de 4,57 kWh/día para los meses de riego.

#### 4.4 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE.

##### 4.4.1 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación.

Se determina la orientación e inclinación óptimas ( $\alpha = 0^\circ$ ,  $\beta_{opt}$ ) para el período de diseño elegido. En la tabla siguiente se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación ( $\beta$ ) del generador que hace que la colección de energía sea máxima:

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	f + 10	1.7
Julio	f - 20	1
<b>Anual</b>	<b>f - 10</b>	<b>1.15</b>

f = Latitud del emplazamiento, en grados

Al trabajar con unos parámetros óptimos, por haber espacio suficiente, no hay pérdidas por orientación e inclinación

No hay perdidas por las sombras por disponer de espacio suficiente

##### 4.4.2 Pérdidas por componentes de la propia instalación.

En cuanto a las pérdidas debidas a los componentes de la propia instalación, se define el rendimiento energético (PR) como un parámetro adimensional que tiene en cuenta la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño seleccionado. Tal y como indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, los valores típicos para instalaciones con inversor y batería para PR es de 0,6.

##### 4.4.3 Irradiación sobre el generador.

Las horas solares pico (HSP) para las ubicaciones previstas de la instalación se ha obtenido mediante la base de datos disponible en PVGIS, PhotovoltaicGeographicalInformation System-Europa, siendo todas ellas similares puesto que se encuentran en la misma latitud, y las cuales se muestran en la siguiente tabla:

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

---

	Promedio	
	HSP (mes)	HSP (día)
Ene	76,16	2,46
Feb	91,02	3,25
Mar	139,42	4,50
Abr	168,25	5,61
May	207,84	6,70
Jun	223,45	7,45
Jul	234,73	7,57
Ago	206,49	6,66
Sep	154,85	5,16
Oct	115,52	3,73
Nov	80,02	2,67
Dic	69,28	2,23

Estos valores se han corregido para cada caso, con la inclinación de la superficie de los paneles sobre los que se instala en cada caso (inclinación  $\beta$ ), y con la orientación sur de la instalación (azimut,  $\alpha$ ), mediante la siguiente expresión:

$$G_{(\alpha,\beta)} = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Donde:

$G_{dm}(0)$ : irradiación sobre el generador según PVGIS

K: factor función del período de diseño

FI: factor de irradiación

FS: factor de sombreado

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

En la siguiente tabla se muestra la energía generada en kW-h al día para un periodo de diseño de diciembre para cada instalación.

Energía Disponible (kWh-m2/día)	
Ene	3,49
Feb	4,62
Mar	6,39
Abr	7,97
May	9,53
Jun	10,58
Jul	10,76
Ago	9,46
Sep	7,33
Oct	5,29
Nov	3,79
Dic	3,17

## 5 CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.

### 5.1 NÚMERO Y CONEXIÓNADO DE PANELES SOLARES.

El dimensionamiento mínimo del generador, en primera instancia, se realiza de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

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

Donde:

$P_{mp,min}$	Potencia pico mínima del generador
$E_D$	Energía demandada
$G_{CEM}$	Irradiación sobre los paneles en Condiciones Estándar de Medida (1 kW/m <sup>2</sup> )
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del panel, en el que se han descontado las pérdidas por sombras
PR	Rendimiento energético (0,6)

Con todo ello si adoptamos la potencia pico mínima del generador para cada caso siguiente:

	Pmp, min kWp
<b>Cabezales</b>	1,48
<b>Balsas</b>	1,48

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

Si adoptamos una potencia por panel de 370 W, se obtiene pues el número mínimo de paneles a instalar en cada caso y que es el siguiente:

	Nmin	N prev.
<b>cabezales</b>	9	9
<b>balsas</b>	2	2

Por tanto la energía generada al día para cada mes, en cada instalación prevista se muestra en la siguiente tabla:

Energía Generada (kWh/día)		
	Cabezales	Balsas
Ene	15,50	4,75
Feb	20,51	10,25
Mar	28,37	14,18
Abr	35,38	17,69
May	42,29	21,14
Jun	46,98	23,49
Jul	47,76	23,88
Ago	42,02	21,01
Sep	32,56	16,28
Oct	23,51	11,75
Nov	16,83	8,41
Dic	14,10	7,05

Para los cabezales se ha previsto la conexión de 3 paneles en serie con 3 ramales en paralelo. Dado que la tensión en el punto de máxima potencia es de 39,79 V, resulta que la tensión de rama es de 119 V. La intensidad en el punto de corriente máxima es de 9,30 A, por lo que la intensidad máxima será de 27,9 A.

Para las balsas se ha previsto la conexión de 2 paneles en serie. Dado que la tensión en el punto de máxima potencia es de 39,79 V, resulta que la tensión de rama es de 79,58 V. La intensidad en el punto de corriente máxima es de 9,30 A, por lo que la intensidad máxima será de 9,3 A.

### 5.2 CÁLCULO DE ACUMULADORES.

El sistema de acumuladores es el encargado de suministrar energía a los equipos auxiliares, habiéndose previsto una autonomía mínima de 1,5 días, y una tensión de los acumuladores de 48 V. Mediante la siguiente expresión se comprueba la autonomía obtenida para el sistema previsto:

$$A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \mu_{inv} \mu_{rb}$$

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

Siendo:

A: autonomía del sistema en días

C<sub>20</sub>: capacidad del acumulador

PD<sub>max</sub>: profundidad de descarga máxima (0,80)

μ<sub>inv</sub>: rendimiento energético (0,90)

μ<sub>rb</sub>: rendimiento energético del acumulador y del regulador (0,90)

L<sub>D</sub>: consumo diario medio de la carga

En la siguiente tabla se muestra la tensión prevista en el equipo de acumulación y el consumo diario medio de carga, en el mes de máxima demanda.

	LD (Ah)	
	Tensió Acu.(V)	(cons. diario)
Cabezales	48	317
Balsas	48	220

Si se prevé una autonomía mínima de 1,50 días, y con los rendimientos adoptados anteriormente, para una tensión del acumulador de 48 V, se requiere de una capacidad mínima del mismo de 317Ah para los cabezales y 220Ah para las balsas..

Para ello se ha previsto la instalación de 3 unidades instaladas en paralelo de baterías de Litio Ferro Fosfato (LiFePO<sub>4</sub>) de 5,1 kWh de capacidad (100Ah 51,2V) y de 6000 ciclos de vida útil, de larga duración para uso de ciclos continuados de carga y descarga en instalaciones fotovoltaicas aisladas para los cabezales y 3 unidades para las balsas, de las siguientes características

- capacidad nominal 5,12 kWh,
- capacidad útil 4,6 kWh,
- profundidad de descarga 90%,
- tensión nominal 51,2 v,
- rango de tensión 48-57,6 v,
- clase de protección IP20,
- máxima corriente de descarga 50A
- instalada en armario rack
- plug and play
- Comunicación Compatible CAN y RS-485

### 5.3 CÁLCULO DEL REGULADOR.

Para la selección del regulador de carga es necesario calcular cual será la máxima corriente que deberá soportar, tanto a la entrada como en su salida.

Para el cálculo de la máxima corriente de entrada en el regulador ( $I_{RE}$ ), que proviene de los módulos fotovoltaicos se empleará la siguiente expresión:

$$I_{RE} = 1,25 \cdot I_{SC} \cdot N_{paralelo}$$

Donde:

$I_{SC}$ : es la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado, que es de 9,88 A.

$N_{paralelo}$ : es el número de ramales de paneles solares dispuestos en paralelo del generador fotovoltaico.

Por tanto, la intensidad de entrada del regulador es:

$$I_{RE} = 1,25 \cdot 9,88 \cdot 3 = 37,05 \text{ A para los cabezales}$$

$$I_{RE} = 1,25 \cdot 9,88 \cdot 1 = 12,35 \text{ A Para las balsas}$$

Por otro lado, para el cálculo de la máxima corriente esperada a la salida del regulador ( $I_{RS}$ ) es la siguiente:

$$I_{RS} = \frac{1,25 \cdot (P_{AC} / \rho_{inv})}{V_{bat}}$$

Las  $I_{RS}$  varían de 82,5 A para los cabezales y 55 para las balsas.

Por tanto, se ha previsto la instalación de un controladores de carga con tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), puesto que el equipo seleccionado tiene una intensidad de carga de 60 A y de una tensión máxima del campo de 140 V, los cuales tienen una potencia de salida máxima de 3.500 W, para los cabezales y otro para las balsas.

### 5.4 CÁLCULO DEL INVERSOR.

A la hora de dimensionar el inversor adecuado, además de conocer la tensión de servicio de la batería, como tensión de entrada en continua y de la potencia demandada por las cargas, se hace necesario calcular también la tensión y corriente generada en el punto de máxima potencia de los paneles solares.

La tensión de funcionamiento en corriente continua prevista es de 48V, y la intensidad máxima prevista 27,9 A.

El inversor previsto para los cabezales es, de 6,0 kW de potencia nominal, con una intensidad de entrada a potencia nominal de 131 A. las balsas se instalará un inversor de 3kW.

## Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

Además, se realiza la comprobación de que la potencia del inversor sea como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico, cumpliéndose pues esta condición con la selección realizada.

En los cabezales y balsas se ha previsto la instalación del mismo inversor/cargador.

### 5.5 CÁLCULO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y PROTECCIONES.

Los tramos de cables en corriente continua son tramos compuestos por dos conductores activos más el conductor de protección.

Para el cálculo de las secciones (S) de las conducciones se emplea la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot K}$$

Donde:

S: sección del conductor del cable en continua, en mm<sup>2</sup>

L: longitud del tramo de conductor que se esté considerando, en m.

I: intensidad de corriente que circula por el conductor, en amperios (A)

ΔU: caída de tensión máxima permitida en el tramo, en voltios (V)

K: conductividad del conductor del cable

En la siguiente tabla se resumen los cálculos y secciones adoptadas para todas las instalaciones previstas.

Línea	N (-)	N (+)	Pot. (W)	Tensión (V)	Intens. (A)	c.d.t. máx	long. Calc. (m)	secc. teórica (mm <sup>2</sup> )	Sec. Adopt (mm <sup>2</sup> )		% cdt
L-1	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-2	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-3	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-4	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-5	caja con.	caja reg.	4.440	119,37	37,2	1,5%	10	8,8	10	2x10+1x10	1,3%
L-6	caja reg.	regul. 1	2.220	119,37	18,6	1,5%	3,0	1,3	6	2x6+1x6	0,3%
L-7	caja reg.	regul. 2	2.220	119,37	18,6	1,5%	3,0	1,3	6	2x6+1x6	0,3%
L-8	regulador	acumul.	4.440	48	92,5	1,5%	5,0	27,3	50	2x50+1x50	0,8%
L-9	acumul.	inv./carg.	4.440	48	92,5	1,5%	5,0	27,3	50	2x50+1x50	0,8%
L-10	inv./carg.	CGP	4.440	230	19,3	3,0%	5,0	0,6	10	2x10+1x10	0,2%

Además, en todas ellas se ha comprobado además de la caída de tensión se encuentre dentro de la admisible, que la intensidad máxima que circula está por debajo de la intensidad máxima admisible del cableado establecido en el REBT.

Anejo A20.- Cálculos principales elementos instalación eléctrica.

OBRAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN LOS RIEGOS DE APOYO DE LA  
COMUNIDAD DE REGANTES LA FUENTE (VALENCIA)

En la siguiente tabla se muestran los elementos de protección contra sobretensiones previstos.

Línea	Pot. (W)	Tension (V)	Intens. (A)	Sec. Adopt	Elemento Prot.
L-1	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-2	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-3	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-4	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-5	4.440	119,37	37,2	2x10+1x10	Int. Magnet. 32 A
L-8	4.440	48	92,5	2x50+1x50	Fusible 100 A
L-9	4.440	48	92,5	2x50+1x50	Int. Magnet. 100 A

UTIEL, MARZO del 2023

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL



Fdo: LUIS MIGUEL TELLO HERNANDEZ