ANEJO VIII

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LOS RIEGOS DEL VIAR: PLANTA FOTOVOLTAICA DE 4 MW Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO

PROMOTOR: **SOCIEDAD ESTATAL DE INFRAESTRUCTURAS AGRARIAS, S.A.**

BENEFICIARIO: **COMUNIDAD DE REGANTES DE LA ZONA REGABLE DEL VIAR**

ANEJO VIII. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN. 3

2. UBICACIÓN. 4

3. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE. 4

4. CÁLCULO DEL CAMPO GENERADOR. 6

4.1. Descripción de los elementos que lo constituyen. 6

4.1.1. Módulos fotovoltaicos. 6

4.1.2. Estructura soporte. 7

4.1.3. Inversores. 7

4.2. Inclinación. 8

4.3. Orientación. 9

4.4. Separación entre módulos. 9

4.5. Resguardo. 10

4.6. Temperaturas máximas y mínimas de los módulos. 10

4.7. Número máximo de módulos en serie. _____ 12

4.8. Número máximo de ramas en paralelo. _____ 14

4.9. Dimensión del campo fotovoltaico. _____ 15

5. RESULTADOS. _____ 16

PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LOS RIEGOS DEL VIAR: PLANTA FOTOVOLTAICA DE 4 MW Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO

TÉRMINO MUNICIPAL: **ALCALÁ DEL RÍO**

PROMOTOR: **COMUNIDAD DE REGANTES DE LA ZONA REGABLE DEL VIAR**

ANEJO VIII. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1. INTRODUCCIÓN.

Las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo conectadas a red y sin venta de excedentes, son aquellas en las que sólo se aprovecha la energía que se autoconsume de la instalación, sin ceder en ningún momento energía a la red de transporte y distribución.

La instalación fotovoltaica que se proyecta, es la definida bajo la modalidad de **autoconsumo sin excedentes**, según el *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, y se destinará al autoconsumo exclusivo de las instalaciones de riego de la Comunidad de Regantes de la Zona Regable del Viar.

El sistema proyectado constará de los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos.
- Estructura soporte.
- Conexiones eléctricas.
- Inversores.
- Centro de transformación.
- Línea de evacuación.
- Centro de seccionamiento.
- Protecciones.

- Sistema de monitorización.

El dimensionamiento de dichos elementos dependerá de la radiación y de las condiciones climáticas de la zona de estudio, como se verá desarrollado en este documento.

2. UBICACIÓN.

La ubicación de la instalación fotovoltaica se proyecta en una parcela rústica situada en las siguientes coordenadas UTM, según el sistema de referencias ETRS89 (Huso 30):

COORDENADAS U.T.M.	
X (m):	235.069
Y (m):	4.162.540

3. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE.

La energía aportada por nuestro campo fotovoltaico depende de la radiación solar incidente y del número de horas que los módulos fotovoltaicos reciben una radiación de al menos 1.000,00 W/m^2 (horas de pico solar).

Las horas de pico solar (HPS) dependen de la ubicación geográfica de la instalación fotovoltaica.

Para la estimación de las HPS se ha recurrido a la base de datos de Metenonorm V 8.0, cuyos resultaos se resumen a continuación:

Sitio geográfico
CRR EL VIAR (HERREROS)
España

Situación

Latitud	37.57 °N
Longitud	-6.00 °W
Altitud	62 m
Zona horaria	UTC+1

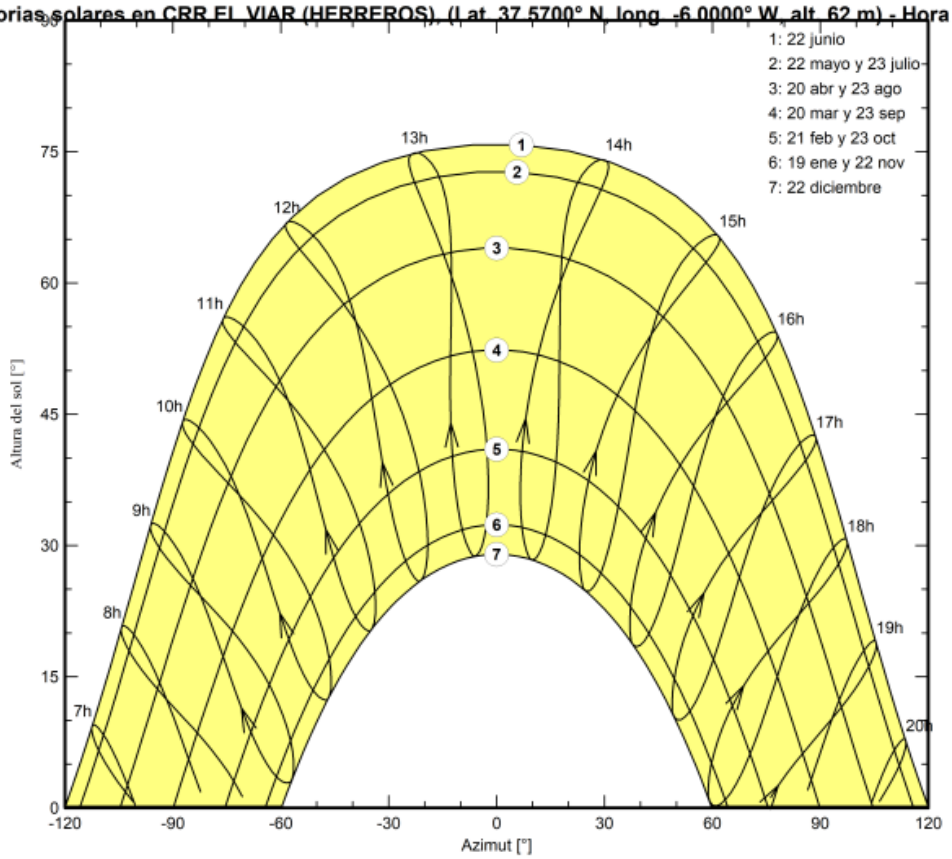
Valores meteo mensuales

Fuente Meteonorm 8.0 (1996-2017), Sat=100%

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
Horizontal global	76.6	94.6	148.0	173.5	212.0	229.7	240.3	214.3	162.0	121.3	84.2	69.1	1825.6	kWh/m²
Difuso horizontal	28.2	39.2	51.2	70.4	74.6	68.0	60.8	61.6	51.1	41.9	31.4	27.5	605.9	kWh/m²
Extraterrestre	145.2	173.2	247.1	294.7	343.1	347.5	351.9	321.1	261.5	211.3	152.9	131.9	2981.4	kWh/m²
Índice de claridad	0.527	0.546	0.599	0.589	0.618	0.661	0.683	0.667	0.620	0.574	0.551	0.524	0.612	proporción
Temp. ambiente	10.7	12.0	15.1	17.3	21.7	25.8	28.4	28.7	24.7	20.7	14.4	11.5	19.3	°C
Velocidad del viento	2.4	2.7	2.9	3.0	2.8	2.9	2.8	2.6	2.5	2.3	2.3	2.5	2.6	m/s

Recorridos solares

Trayectorias solares en CRR EL VIAR (HERREROS) (Lat. 37.5700° N, long. -6.0000° W, alt. 62 m) - Hora Legal



4. CÁLCULO DEL CAMPO GENERADOR.

4.1. Descripción de los elementos que lo constituyen.

4.1.1. Módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos a instalar serán de silicio monocristalino, de alto rendimiento con tecnología Half Cell, con las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Longitud (mm):	2.172,00
Ancho (mm):	1.303,00
Alto (mm):	35,00
Peso (kg):	31,60
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES DE PRUEBA ESTANDAR (STC) *	
Potencia de salida, P_{max} (Wp):	600
Tolerancia de potencia de salida, ΔP_{max} (W):	0/+5
Eficiencia del módulo, η_m (%):	21,20
Tensión en punto de máxima potencia, V_{mpp} (V):	34,40
Corriente en punto de máxima potencia, I_{mpp} (A):	17,44
Tensión de circuito abierto, V_{oc} (V):	41,50
Corriente de cortocircuito, I_{cc} (A):	18,52
CONDICIONES OPERATIVAS	
Tensión máxima del sistema (V):	1.500,00
Valor máximo del fusible en serie (A):	30,00
Limitación de corriente inversa (A):	30,00
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Temperatura operativa nominal de la célula, NOCT (ºC)	41 +/- 3
Variación de la tensión con la temperatura, β_{Voc} (%/ºC)	-0,28
Variación de la corriente con la temperatura, α_{Icc} (%/ºC)	0,05
Variación de la potencia con la temperatura, ϒ (%/ºC)	-0,36

NOTA: Características de los módulos fotovoltaicos según las condiciones de prueba estándar STC: 1.000,00 W/m^2 de irradiación y 25 ºC de temperatura de célula.

Se han seleccionado módulos a 1.500 V, ya que de esta manera se permite ajustar el número de módulos por *string* al número de módulos que puede albergar la estructura

soporte seleccionada, sin con ello superar la tensión máxima permitida por el inversor cuando este opere a bajas temperaturas (invierno).

4.1.2. Estructura soporte.

Los módulos de la instalación fotovoltaica se instalarán sobre una estructura metálica que estará hincada en el terreno.

Esta estructura, formada por perfiles metálicos, permitirá la instalación de los módulos fotovoltaicos a la inclinación óptima.

4.1.3. Inversores.

Las características de los inversores se resumen a continuación.

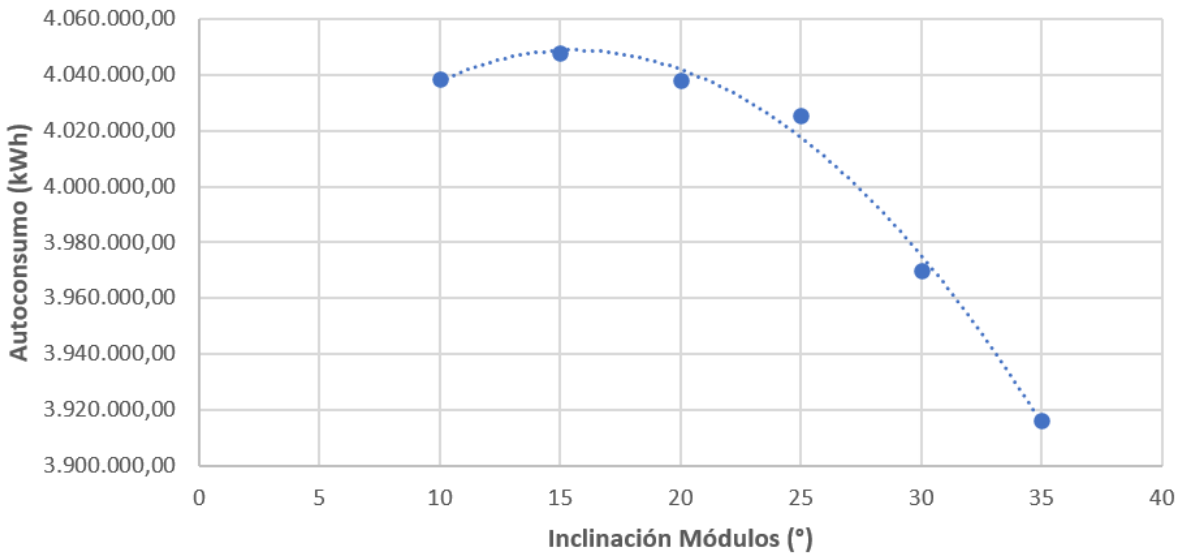
ENTRADA (DC)	
Tensión máxima de entrada (V)	1.500,00
Rango de tensión MPP	500,00 - 1.500,00
Intensidad máxima por MPPT (A)	30
Número de entradas	18
Número de seguidores de MPPT	9
SALIDA (AC)	
Potencia nominal (kW)	200
Potencia nominal máxima (kVA)	215,00
Tensión nominal (V)	800,00
Frecuencia de red asignada (Hz)	50
Corriente máxima de salida (A)	155,00
Rendimiento máx./rendimiento europeo (%)	99,01/98,76
DATOS GENERALES	
Dimensiones (ancho/alto/fondo) (m)	1,035/0,70/0,37
Peso (kg)	86,00
Rango de temperatura de funcionamiento (ºC)	-25/+60
Sistema de refrigeración	Ventilación inteligente
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP66
Humedad relativa máx. sin condensación (%)	100,00
COMUNICACIONES	
Interfaz	Indicadores Led, BT + App

Protocolo de comunicaciones	USB, Modbus TCP, RS485

4.2. Inclinación.

Para obtener la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos se ha hecho una simulación para diferentes ángulos, cuyo resultado es el mostrado a continuación.

INCLINACION (º)	PRODUCCION (kWh/año)	AUTOCONSUMO	
		(kWh/año)	(%)
35	7.091.493,27	3.916.064,42	56,47%
30	7.073.650,15	3.969.782,14	57,25%
25	7.011.844,79	4.025.496,91	58,05%
20	6.903.567,80	4.038.199,13	58,24%
15	6.748.124,00	4.047.690,15	58,37%
10	6.546.094,18	4.038.620,98	58,24%



Como se puede observar, la inclinación óptima se obtiene para una inclinación de 15°, ya que con ella se presenta la mejor tasa de autoconsumo (58,37%). Sin embargo, para una inclinación de 25°, aunque el autoconsumo es inferior (-22.193,24 kWh/año) la producción energética es considerablemente superior (+263.720,79 kWh/año).

Es por ello, por lo que se adopta como inclinación más favorable la de 25º, ya que cuando las pautas de consumo energético se adapten a la pauta de producción de la instalación fotovoltaica, se logrará fácilmente mejorar el autoconsumo energético obtenido con una inclinación de 15º.

Por lo tanto, la inclinación de la estructura se establece en 25°.

4.3. Orientación.

Los módulos de la instalación fotovoltaica, y con ello sus estructuras soporte, se deben instalar de manera que aprovechen la irradiación solar al máximo posible.

La orientación de un módulo se define como el ángulo de desviación respecto al sur geográfico de una superficie (ángulo Azimut).

En las instalaciones ubicadas en el hemisferio norte, los módulos deben de orientarse hacia el sur, por lo que la instalación fotovoltaica proyectada tendrá una orientación de 0º con respecto al sur geográfico.

4.4. Separación entre módulos.

Con la intención de evitar el sombreado entre módulos fotovoltaicos, se determina la distancia mínima a establecer entre ellos, a partir del cálculo propuesto en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* publicado por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE).

Esta distancia se obtiene de la siguiente expresión:

$$d_{min} \geq \frac{h}{\tan(61°\text{-}L)}$$

Siendo:

d_{min} =Distancia mínima entre módulos.

h = Altura de la estructura.

L = Latitud.

La altura de la estructura vendrá determinada por la altura del panel y la inclinación.

$$h = a \cdot \text{sen}\alpha$$

Siendo:

h = Altura de la estructura.

a = anchura de la configuración de módulos.

α = máxima inclinación de la configuración de módulos.

Se opta por una configuración de módulos dos (2) filas en disposición vertical.

Por lo tanto:

$$h = (2 \cdot 2{,}172) \cdot \text{sen}(25°) = 1{,}84 \text{ m}$$

La distancia mínima entre series de módulos será:

$$d_{min} \geq \frac{1{,}84}{\tan(61°\text{-}37{,}572)} = 4{,}24 \text{ m}$$

Por lo tanto, separación mínima entre módulos adoptada será de **4,50 m.**

4.5. Resguardo.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán a una altura mínima libre desde el suelo de 0,80 m, con el objetivo de facilitar el mantenimiento de la capa vegetal del terreno.

4.6. Temperaturas máximas y mínimas de los módulos.

Las temperaturas máximas y mínimas para la zona de estudio han sido consultadas en la red de estaciones meteorológicas nacional.

La estación meteorológica más cercana es la de Alcalá del Río "Torre Vega", cuyos datos se resumen a continuación:

Mes	T_M	T_m
Enero	19,80	-0,30
Febrero	22,50	1,00
Marzo	27,00	2,80
Abril	29,30	5,30
Mayo	32,80	7,80
Junio	37,00	11,80
Julio	40,50	14,60
Agosto	39,70	14,20
Septiembre	36,30	11,50
Octubre	31,40	7,40
Noviembre	24,80	2,90
Diciembre	20,80	0,20
Año	**41,10**	**-1,60**

Siendo:

T_M = Temperatura media mensual de las máximas absolutas.

T_m = Temperatura media mensual de las mínimas absolutas.

La temperatura máxima se determina para un nivel de irradiancia de 1.000 W/m^2 y para la máxima temperatura alcanzable en la zona de estudio.

En base a ello se calcula la temperatura máxima del módulo fotovoltaico a través de la siguiente expresión:

$$T_{máx.\,mód.} = T_{amb.} + \frac{NOTC-20}{800} \cdot I$$

Siendo:

$T_{máx.\,mód.}$ = Temperatura máxima del módulo.

$T_{amb.}$ = Temperatura máxima alcanzable en la zona de estudio.

NOTC = Temperatura operativa nominal de la célula.

I = Irradiancia.

Por lo tanto:

$$T_{máx.\ mód.}=41{,}10+\frac{44\text{-}20}{800}\cdot 1.000=71{,}10°C$$

Por otro lado, la temperatura mínima del módulo se determina para un nivel de irradiancia de 100 W/m^2 y para la mínima temperatura alcanzable en la zona de estudio.

En base a ello se calcula la temperatura mínima del módulo fotovoltaico a través de la siguiente expresión:

$$T_{mín.\ mód.}=t_{amb}+\frac{NOTC\text{-}20}{800}\cdot I$$

Siendo:

$T_{mín\ mód.}$ = Temperatura mínima del módulo.

$t_{amb.}$ = Temperatura mínima alcanzable en la zona de estudio.

NOTC = Temperatura operativa nominal de la célula.

I = Irradiancia.

Por lo tanto:

$$T_{min\ módulo}=\text{-}1{,}60+\frac{38\text{-}20}{800}\cdot 100=0{,}65°C$$

4.7. Número máximo de módulos en serie.

El número máximo de módulos en serie depende de la siguiente expresión:

$$N_{máx.\ mód.\ serie}=\frac{V_{máx\ DC.}}{V_{OC\ mód.\ mín.}}$$

Siendo:

$N_{máx.\ mód.\ serie}$ = Número máximo de módulos a instalar en serie.

$V_{máx.\ DC}$ = Tensión de alimentación máxima DC.

VOC mód. mín. = Tensión a circuito abierto de los módulos a la temperatura mínima.

La tensión a circuito abierto de los módulos está medida a 25 ºC, por lo que partiendo del coeficiente de variación de la tensión con la temperatura habrá que obtener dicho valor para la temperatura mínima alcanzada en el módulo, que es la más desfavorable.

De este modo,

$$V_{OC\ mód.\ mín.} = V_{OC\ mód.} \cdot (1 + (T_{mín\ mód.} - 25) \cdot \beta_{Voc})$$

Siendo:

$V_{OC\ mód.\ mín.}$ = Tensión a circuito abierto de los módulos a la temperatura mínima.

$V_{OC\ mód.}$ = Tensión a circuito abierto de los módulos a 25 ºC.

$T_{mín\ mód.}$ = Temperatura mínima del módulo fotovoltaico.

β_{Voc} = Variación de la tensión del módulo con la temperatura.

Por lo tanto:

$$V_{OC\ mód.\ mín.} = 41{,}50 \cdot (1 + (0{,}65 - 25) \cdot \frac{-0{,}28}{100}) = 44{,}33\ V$$

Por lo que, el número máximo de módulos que podremos conectar en serie, será de:

$$N_{máx.\ mód.\ serie} = \frac{1.500{,}00}{44{,}33} = 33{,}84\ \text{módulos} \approx \mathbf{33\ módulos}$$

4.8. Número máximo de ramas en paralelo.

El número máximo de ramas en paralelo, depende de la siguiente expresión:

$$N_{\text{máx. ramas}} = \frac{\sum I_{\text{CC máx. inv.}}}{I_{\text{CC mód. máx.}}}$$

Siendo:

$N_{\text{máx. ramas}}$ = Número máximo de ramas en paralelo.

$\sum I_{\text{CCmáx. inv.}}$ = Suma de las intensidades de cortocircuito de los inversores.

$I_{\text{CC mód. máx.}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

La intensidad de cortocircuito de los módulos está medida a 25ºC, por lo que partiendo del coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura habrá que obtener dicho valor para la temperatura máxima obtenida en el módulo fotovoltaico, que es la más desfavorable.

De este modo,

$$I_{\text{CC mód. máx.}} = I_{\text{cc mód.}} \cdot (1 + (T_{\text{máx. mod.}} - 25) \cdot \alpha_{Icc})$$

Siendo:

$I_{\text{CC mód. máx.}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

$I_{\text{CC mód.}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a 25 ºC.

$T_{\text{máx. mod.}}$ = Temperatura máxima del módulo fotovoltaico.

α_{Icc} = Variación de la corriente con la temperatura.

Por lo tanto,

$$I_{\text{CC mód.máx.}} = 18{,}52 \cdot \left(1 + (71{,}1 - 25) \cdot \frac{0{,}05}{100}\right) = 18{,}95 \text{ A}$$

Por lo que, el número máximo de ramas en paralelo a instalar, dependiendo del inversor, el siguiente:

$$N_{\text{máx. ramas}} = \frac{540{,}00}{18{,}95} = 28{,}53 \text{ ramas} \approx \mathbf{28\ ramas}$$

4.9. Dimensión del campo fotovoltaico.

La instalación fotovoltaica proyectada se compone de veinte (20) inversores tipo *String* de 200 kW, con la siguiente distribución:

INVERSOR	Nº MODULOS EN SERIE	Nº STRINGS	Nº MÓDULOS	POTENCIA INSTALADA (kWp)
1	32	10	320	192,00
2	32	12	384	230,40
3	32	10	320	192,00
4	32	10	320	192,00
5	32	12	384	230,40
6	32	12	384	230,40
7	32	12	384	230,40
8	32	12	384	230,40
9	32	12	384	230,40
10	32	10	320	192,00
11	32	12	384	230,40
12	32	12	384	230,40
13	32	10	320	192,00
14	32	10	320	192,00
15	32	10	320	192,00
16	32	10	320	192,00
17	32	10	320	192,00
18	32	10	320	192,00
19	32	10	320	192,00
20	32	10	320	192,00
	TOTAL	**216**	**6.912**	**4.147,20**

5. RESULTADOS.

Los cálculos descritos anteriormente han sido simulados mediante herramientas informáticas y sus resultados se muestran a continuación:

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
CRR EL VIAR (HERREROS)
España

Situación

Latitud	37.57 °N
Longitud	-6.00 °W
Altitud	62 m
Zona horaria	UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo	0.20

Datos meteo
CRR EL VIAR (HERREROS)
Meteonorm 8.0 (1996-2017), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Orientación campo FV
Plano fijo
Inclinación/Azimut 25 / 0 °

Sombreados cercanos
Sombreados lineales

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos	6912 unidades
Pnom total	4147 kWp

Inversores

Núm. de unidades	20 unidades
Pnom total	4000 kWca
Proporción Pnom	1.037

Resumen de resultados

Energía producida	7011846 kWh/año	Producción específica	1691 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	80.80 %

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sistema de tierra (tablas) sobre una colina

Orientación campo FV

Orientación		**Configuración de cobertizos**		**Modelos usados**	
Plano fijo		Núm. de cobertizos	41 unidades	Transposición	Perez
Inclinación/Azimut	25 / 0 °	Conjuntos idénticos		Difuso	Perez, Meteonorm
		Tamaños		Circunsolar	separado
		Espaciamiento cobertizos	8.84 m		
		Ancho de colector	4.36 m		
		Proporc. cob. suelo (GCR)	49.4 %		
		Ángulo límite de sombreado			
		Ángulo límite de perfil	20.7 °		

Horizonte	**Sombreados cercanos**	**Necesidades del usuario**
Horizonte libre	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)

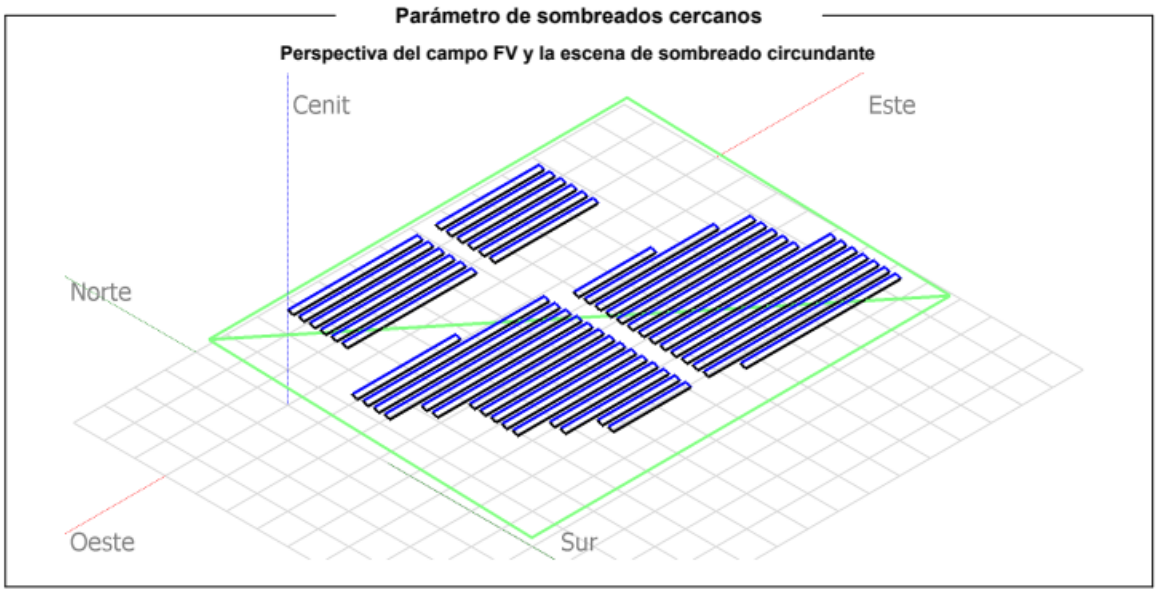
Características del conjunto FV

Módulo FV		**Inversor**	
Fabricante	Exiom Solution	Fabricante	Huawei Technologies
Modelo	EX600M-120HC-210	Modelo	SUN2000-215KTL-H0
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	600 Wp	Unidad Nom. Potencia	200 kWca
Número de módulos FV	6912 unidades	Número de inversores	20 unidades
Nominal (STC)	4147 kWp	Potencia total	4000 kWca
Módulos	216 Cadenas x 32 En series	Voltaje de funcionamiento	500-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Potencia máx. (=>33°C)	215 kWca
Pmpp	3860 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.04
U mpp	1032 V		
I mpp	3740 A		

Potencia FV total		**Potencia total del inversor**	
Nominal (STC)	4147 kWp	Potencia total	4000 kWca
Total	6912 módulos	Número de inversores	20 unidades
Área del módulo	19562 m²	Proporción Pnom	1.04
Área celular	18289 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		**Factor de pérdida térmica**		**Pérdidas de cableado CC**	
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	4.5 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Degradación Inducida por Luz		**Pérdida de calidad módulo**		**Pérdidas de desajuste de módulo**	
Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	-0.8 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas		**Factor de pérdida IAM**			
Frac. de pérdida	0.1 %	Parám. ASHRAE: IAM = 1 - bo(1/cos i -1)			
		Parám. bo	0.05		


Parámetro de sombreados cercanos
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante
Cenit
Este
Norte
Oeste
Sur

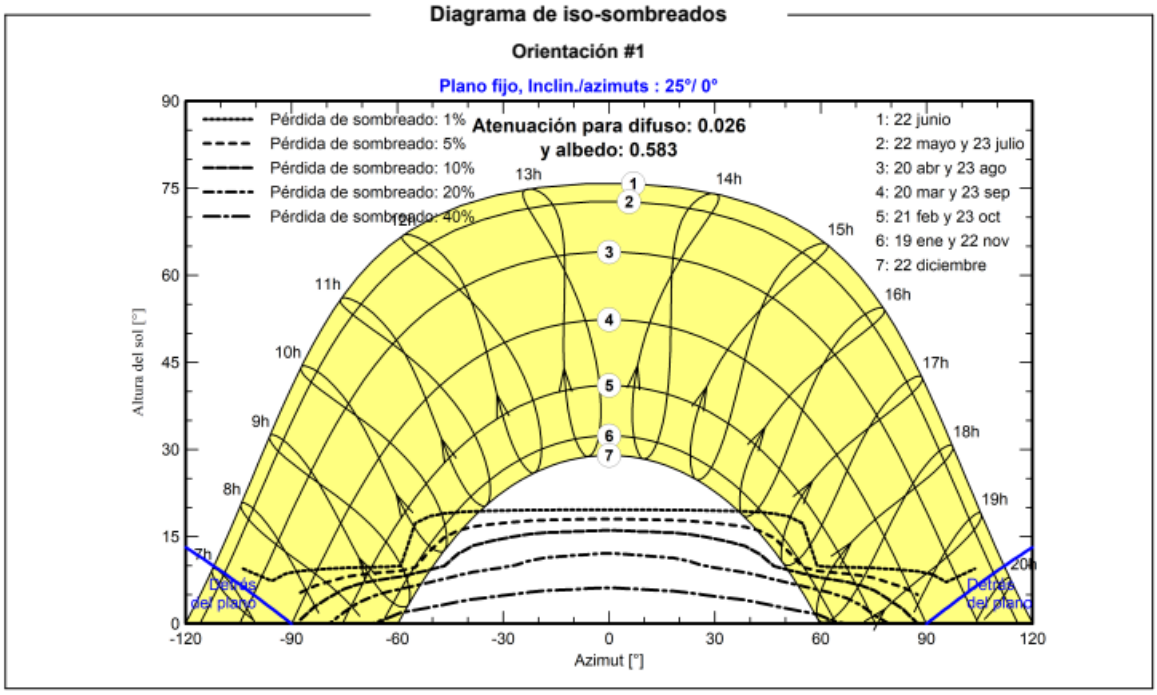


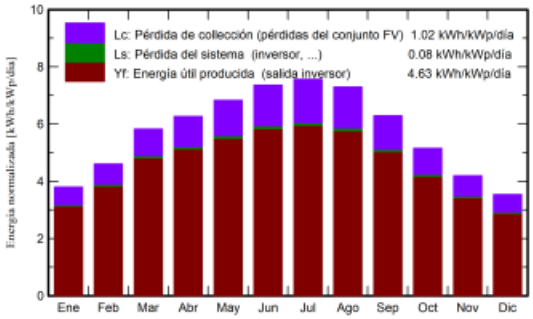
Diagrama de iso-sombreados
Orientación #1
Plano fijo, Inclin./azimuts : 25°/ 0°
Pérdida de sombreado: 1%
Pérdida de sombreado: 5%
Pérdida de sombreado: 10%
Pérdida de sombreado: 20%
Pérdida de sombreado: 40%
Atenuación para difuso: 0.026
y albedo: 0.583
1: 22 junio
2: 22 mayo y 23 julio
3: 20 abr y 23 ago
4: 20 mar y 23 sep
5: 21 feb y 23 oct
6: 19 ene y 22 nov
7: 22 diciembre
Altura del sol [°]
Azimut [°]
Detrás del plano
Detrás del plano

Resultados principales

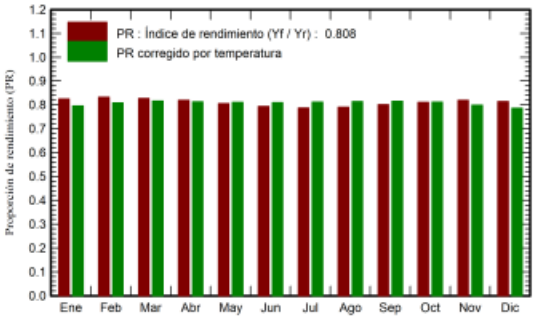
Producción del sistema

Energía producida	7011846 kWh/año	Producción específica	1691 kWh/kWp/año
		Proporción de rendimiento (PR)	80.80 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	76.6	28.17	10.65	117.7	109.0	408988	402753	0.825
Febrero	94.6	39.19	12.03	129.0	120.9	452509	445620	0.833
Marzo	148.0	51.20	15.05	180.7	169.5	630021	620152	0.828
Abril	173.5	70.36	17.33	187.9	176.0	649378	639017	0.820
Mayo	212.0	74.57	21.73	211.8	197.8	719097	707319	0.805
Junio	229.7	68.01	25.82	220.7	206.0	739365	726981	0.794
Julio	240.3	60.79	28.44	234.5	219.2	779253	766099	0.788
Agosto	214.3	61.58	28.71	226.3	212.1	754056	741496	0.790
Septiembre	162.0	51.08	24.65	188.7	177.2	637702	627194	0.802
Octubre	121.3	41.94	20.70	159.7	149.8	545901	537199	0.811
Noviembre	84.2	31.40	14.37	125.7	116.9	434059	427364	0.819
Diciembre	69.1	27.47	11.53	109.7	100.8	376399	370652	0.815
Año	1825.5	605.76	19.30	2092.4	1955.1	7126730	7011846	0.808

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

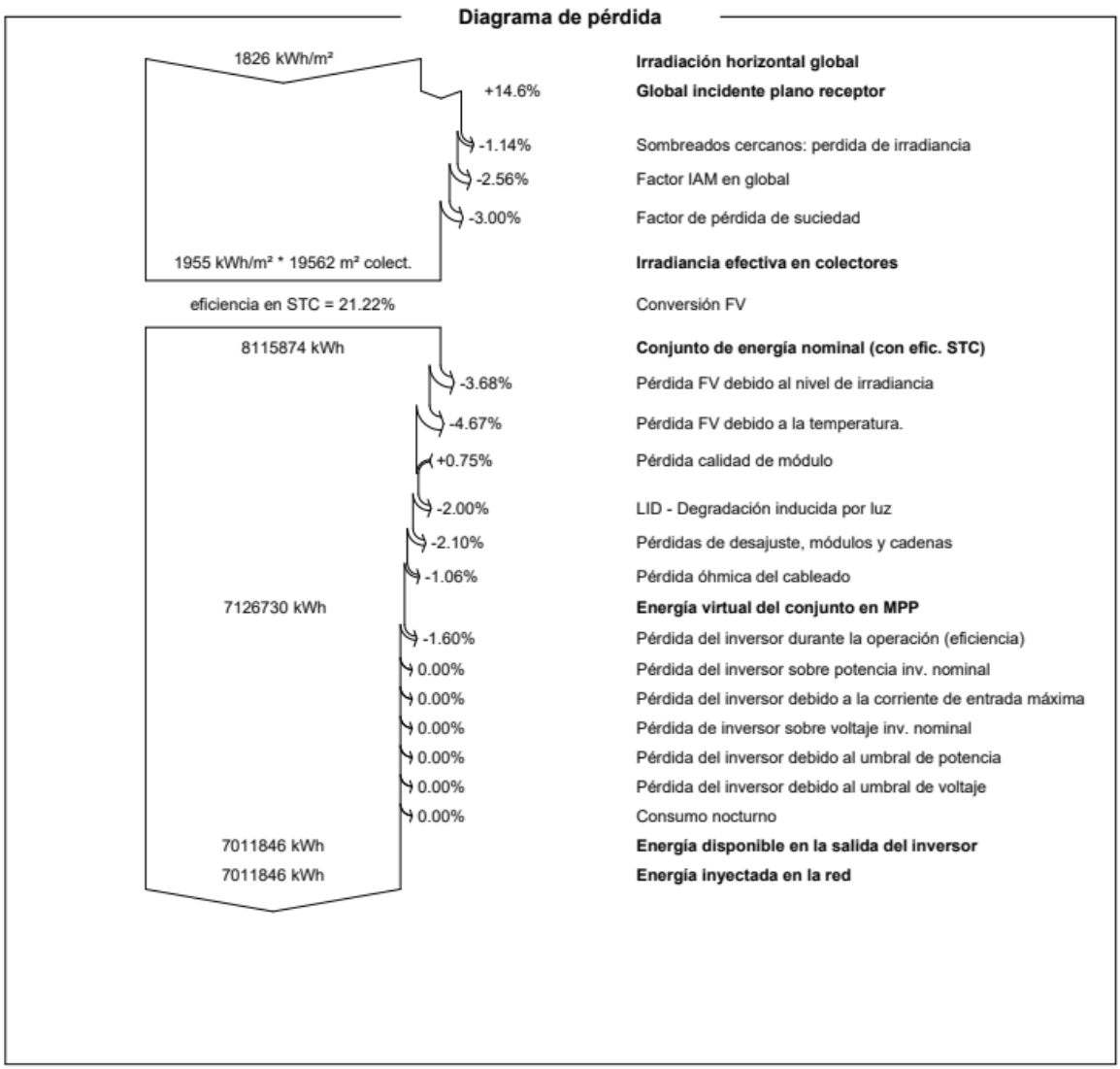
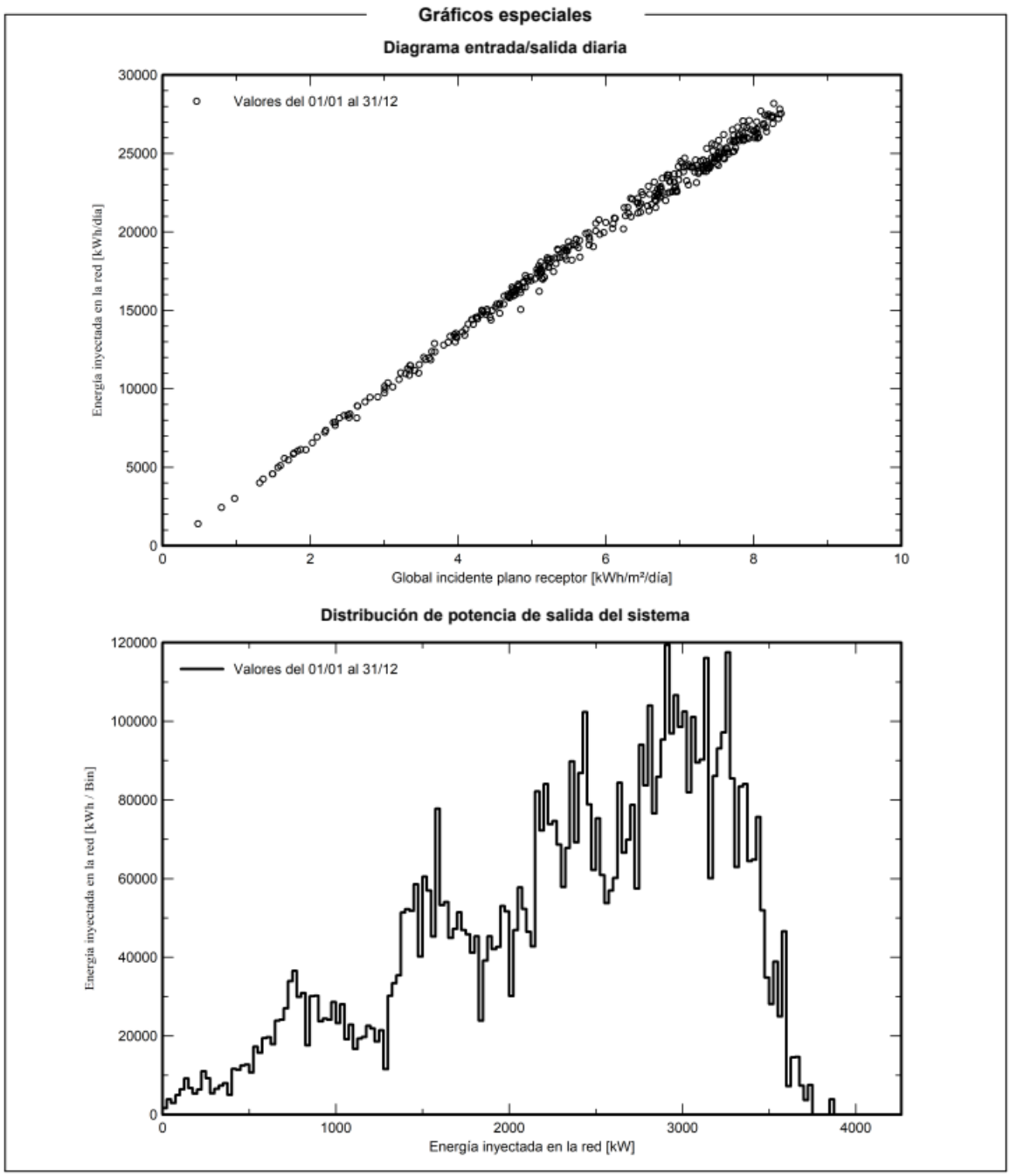


Diagrama de pérdida
1826 kWh/m²
Irradiación horizontal global
+14.6%
Global incidente plano receptor
-1.14%
Sombreados cercanos: perdida de irradiancia
-2.56%
Factor IAM en global
-3.00%
Factor de pérdida de suciedad
1955 kWh/m² * 19562 m² colect.
Irradiancia efectiva en colectores
eficiencia en STC = 21.22%
Conversión FV
8115874 kWh
Conjunto de energía nominal (con efic. STC)
-3.68%
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia
-4.67%
Pérdida FV debido a la temperatura.
+0.75%
Pérdida calidad de módulo
-2.00%
LID - Degradación inducida por luz
-2.10%
Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
-1.06%
Pérdida óhmica del cableado
7126730 kWh
Energía virtual del conjunto en MPP
-1.60%
Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
0.00%
Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
0.00%
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
0.00%
Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
0.00%
Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
0.00%
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
0.00%
Consumo nocturno
7011846 kWh
Energía disponible en la salida del inversor
7011846 kWh
Energía inyectada en la red


Gráficos especiales
Diagrama entrada/salida diaria
Valores del 01/01 al 31/12
Energía inyectada en la red [kWh/día]
Global incidente plano receptor [kWh/m²/día]
Distribución de potencia de salida del sistema
Valores del 01/01 al 31/12
Energía inyectada en la red [kWh / Bin]
Energía inyectada en la red [kW]