# ANEJO Nº 8. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

# ÍNDICE

**1. INTRODUCCIÓN ..... 3**
**2. UBICACIÓN ..... 3**
**3. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE ..... 4**
**4. CÁLCULO DEL CAMPO GENERADOR ..... 5**
4.1. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE LO CONSTITUYEN ..... 5
4.1.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ..... 5
4.1.2. INVERSORES ..... 6
4.1.3. ESTRUCTURA SOPORTE ..... 7
4.2. INCLINACIÓN ..... 7
4.3. ORIENTACIÓN ..... 8
4.4. SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS ..... 8
4.5. RESGUARDO ..... 9
4.6. TEMPERATURAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE LOS MÓDULOS ..... 9
4.7. NÚMERO MÁXIMO DE RAMAS EN SERIE ..... 11
4.8. NÚMERO MÁXIMO DE RAMAS EN PARALELO ..... 12
4.9. DIMENSIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO ..... 13
**5. RESULTADOS ..... 13**
**APÉNDICE 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS ..... 14**

## LISTADO DE FIGURAS

Imagen 1. Resultados de funcionamiento de la planta fotovoltaica ..... 4
Imagen 2. Recorridos solares. ..... 4

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas del emplazamiento ..... 3
Tabla 2. Características de los módulos fotovoltaicos. ..... 5
Tabla 3. Características de los inversores ..... 6
Tabla 4. Simulación para diferentes ángulos ..... 7
Tabla 5. Temperaturas de la zona de estudio ..... 9
Tabla 6. Dimensionamiento del campo fotovoltaico ..... 13

# 1. INTRODUCCIÓN

Las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo conectadas a la red y sin venta de excedentes, son aquellas en las que se consume la energía generada por la instalación fotovoltaica apoyado por la red eléctrica, 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 lo que se regulan las condiciones administrativas técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, y que se dedicará al autoconsumo exclusivo de los equipos de bombeo ubicados en el depósito 1 de la Comunidad de Regantes Cerro de la Encina.

El sistema proyectado constará de los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos.
- Estructura soporte.
- Conexiones eléctricas.
- Inversores.
- 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 referencia ETRS89 (Huso 30):

**Tabla 1. Coordenadas del emplazamiento**

| Coordenadas U.T.M. | |
|---|---|
| X (m) | 399.207 |
| Y (m) | 4.067.223 |

## 3. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE

La energía aportada por el 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). Este parámetro depende de la ubicación geográfica de la instalación fotovoltaica.

Para la estimación de la energía producida se ha recurrido a la base de datos de Meteonorm 8.0, cuyos resultados se resumen a continuación:

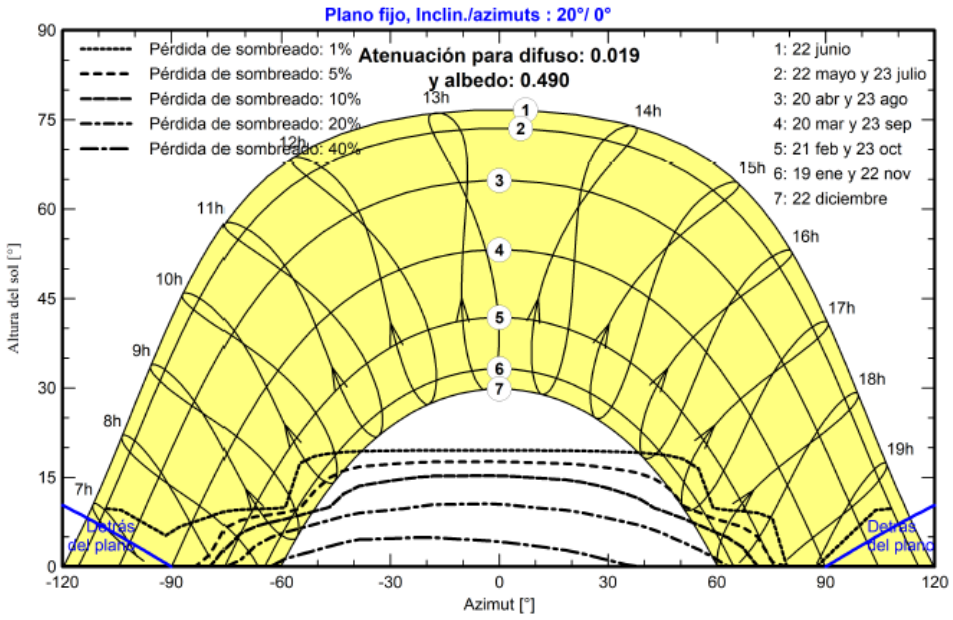
**Imagen 1. Resultados de funcionamiento de la planta fotovoltaica**

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR proporción |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 85.0 | 28.99 | 10.56 | 123.9 | 109.3 | 20.57 | 20.22 | 0.832 |
| **Febrero** | 98.2 | 38.45 | 11.73 | 127.2 | 113.1 | 21.04 | 20.68 | 0.829 |
| **Marzo** | 147.1 | 53.50 | 14.48 | 173.4 | 154.0 | 28.10 | 27.62 | 0.812 |
| **Abril** | 176.2 | 68.58 | 16.96 | 190.3 | 168.9 | 30.42 | 29.89 | 0.801 |
| **Mayo** | 214.0 | 79.00 | 20.52 | 216.1 | 191.7 | 33.97 | 33.39 | 0.788 |
| **Junio** | 231.2 | 73.07 | 24.05 | 227.2 | 201.8 | 35.14 | 34.55 | 0.775 |
| **Julio** | 234.8 | 70.80 | 26.62 | 233.4 | 207.2 | 35.63 | 35.03 | 0.765 |
| **Agosto** | 206.6 | 72.30 | 26.84 | 217.6 | 193.4 | 33.38 | 32.83 | 0.769 |
| **Septiembre** | 159.2 | 58.46 | 22.97 | 180.4 | 160.3 | 28.22 | 27.75 | 0.784 |
| **Octubre** | 121.0 | 47.90 | 19.19 | 149.9 | 133.3 | 24.05 | 23.65 | 0.804 |
| **Noviembre** | 85.8 | 33.43 | 14.22 | 118.3 | 104.4 | 19.34 | 19.01 | 0.819 |
| **Diciembre** | 73.8 | 28.02 | 11.51 | 108.7 | 95.7 | 17.98 | 17.67 | 0.829 |
| **Año** | 1833.0 | 652.48 | 18.34 | 2066.3 | 1833.0 | 327.85 | 322.30 | 0.795 |

**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 | | |

**Imagen 2. Recorridos solares.**



# 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 las siguientes características:

**Tabla 2. Características de los módulos fotovoltaicos.**

| | |
|---|---|
| **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS** | |
| Longitud (mm): | 2.256,00 |
| Ancho (mm): | 1.133,00 |
| Alto (mm): | 35,00 |
| Peso (kg): | 27,2 |
| **CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES DE PRUEBA ESTANDAR (STC)** | |
| Potencia de salida, $P_{max}$ (Wp): | 545 |
| Tolerancia de potencia de salida, $\Delta P_{max}$ (W): | 0/+5 |
| Eficiencia del módulo, $\eta_m$ (%): | 21,3 |
| Tensión en punto de máxima potencia, $V_{mpp}$ (V): | 41,80 |
| Corriente en punto de máxima potencia, $I_{mpp}$ (A): | 13,04 |
| Tensión de circuito abierto, $V_{oc}$ (V): | 49,65 |
| Corriente de cortocircuito, $I_{cc}$ (A): | 13,92 |
| **CONDICIONES OPERATIVAS** | |
| Tensión máxima del sistema (V): | 1.500,00 |
| Valor máximo del fusible en serie (A): | 25,00 |
| Limitación de corriente inversa (A): | 25,00 |
| **CARÁCTERÍSTICAS TÉRMICAS** | |
| Temperatura operativa nominal de la célula, NOCT (ºC) | 45 +/- 2 |
| Variación de la tensión con la temperatura, $\beta_{Voc}$ (%/ºC) | -0,27 |
| Variación de la corriente con la temperatura, $\alpha_{Icc}$ (%/ºC) | 0,048 |
| Variación de la potencia con la temperatura, $\Upsilon$ (%/ºC) | -0,35 |

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

### 4.1.2. INVERSORES

Las características de los inversores se resumen a continuación:

**Tabla 3. Características de los inversores**

| | |
|---|---|
| **ENTRADA (DC)** | |
| Tensión máxima de entrada (V) | 1.100,00 |
| Rango de tensiones MPPT | 200,00 – 1.000,00 |
| Intensidad máxima por MPPT (A) | 26 |
| Corriente de cortocircuito máxima por MPPT (A) | 40 |
| Número de seguidores de MPPT | 10 |
| Número máximo de entradas por MPPT | 2 |
| **SALIDA (AC)** | |
| Potencia activa nominal (kW) | 100,00 |
| Potencia nominal máxima (kVA) | 110,00 |
| Potencia aparente máxima (kW) | 110,00 |
| Tensión nominal (V) | 400,00 / 480,00 |
| Frecuencia de red asignada (Hz) | 50 / 60 |
| Intensidad nominal de salida (A) | 144,4 / 120,3 |
| Corriente máxima de salida (A) | 160,40 / 133,7 |
| Rendimiento máx./rendimiento europeo (%) | 98,60 / 98,40 |
| **DATOS GENERALES** | |
| Dimensiones (ancho/alto/fondo) (m) | 1,035 / 0,7 / 0,365 |
| Peso (kg) | 93,00 |
| 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 (%) | 0 ~ 100,00 |
| **COMUNICACIONES** | |
| Interfaz | Indicadores LED, adaptador WLAN + APP |
| Protocolo de comunicaciones | USB, RS485 y MBUS |

### 4.1.3. ESTRUCTURA SOPORTE

Los módulos de la instalación fotovoltaica se instalarán sobre una estructura metálica fija biposte que estará hincada en el terreno. Esta estructura se forma por perfiles metálicos que permitirán la instalación de los módulos fotovoltaicos a la inclinación óptima.

Las mesas de estructuras metálicas serán de 18 módulos conectados en serie en dos filas de 9 módulos colocados verticalmente. La inclinación será de 20º con un azimut de 0º, es decir, orientados al sur puro.

## 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:

**Tabla 4. Simulación para diferentes ángulos**

| INCLINACIÓN (º) | PRODUCCIÓN (MWh/año) | AUTOCONSUMO (MWh/año) | AUTOCONSUMO (%) | APROVECHAMIENTO (%) |
|---|---|---|---|---|
| 35 | 337,27 | 270,52 | 47,74% | 80,21% |
| 30 | 336,81 | 270,49 | 47,73% | 80,31% |
| 25 | 334,35 | 269,00 | 47,47% | 80,45% |
| 20 | 327,85 | 264,58 | 46,69% | 80,70% |
| 15 | 323,47 | 261,23 | 46,10% | 80,76% |
| 10 | 314,96 | 254,72 | 44,95% | 80,87% |

Como se puede observar en los valores presentados en la tabla anterior, la variación de la energía autoconsumida varía muy levemente con la inclinación de los módulos, ya que la potencia de la planta es relativamente pequeña.

Como se ha comentado en el ***Anejo nº4. Estudio de* alternativas** la inclinación que se selecciona para la instalación de los módulos es la de 20º ya que, a nivel de construcción y aprovechamiento del espacio, una estructura fija de 20º de inclinación es más fácil de instalar, más económico de producir y requiere menor espacio para encajar la planta, ya que se reduce la distancia de separación entre filas a 4,5 metros, gracias a que se minimiza el sombreado producido por las estructuras.

## 4.3. ORIENTACIÓN

Los módulos de la instalación fotovoltaica, y con ello sus estructuras soporte, se deben de 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 le Instituto para la *Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDEA).

Esta distancia se obtiene de la siguiente expresión:

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

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.

$$h = a \cdot sen\alpha + d_{vuelo}$$

Siendo:

h = altura de la estructura.

a = anchura de la configuración de módulos.

α = máxima inclinación de la configuración de módulos.

$d_{vuelo}$= distancia de la parte baja de los módulos al suelo.

La configuración de los módulos será de dos (2) filas en disposición vertical. Dejando un vuelo de 0,5 metros por la parte más próxima al suelo.

Por lo tanto:

$$h = (2 * 2{,}256) * sen(20º) + 0.5 = 2{,}04\ m$$

La distancia mínima entre series de módulos será:

$$d_{min} \geq \frac{2{,}04}{\tan(61º - 36{,}75)} = 4{,}52\ m$$

Por lo tanto, la separación mínima será de 4,5 metros.

## 4.5. RESGUARDO

Los módulos fotovoltaicos se instalarán a una altura mínima libre desde el suelo de 0,50 metros en la parte más baja, 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. Obteniéndose el promedio mensual de los últimos 20 años.

**Tabla 5. Temperaturas de la zona de estudio**

| Mes | $T_M$ | $T_m$ |
|---|---|---|
| Enero | 22,74 | 0,96 |
| Febrero | 23,30 | 1,52 |
| Marzo | 25,77 | 3,37 |
| Abril | 27,69 | 6,38 |
| Mayo | 32,10 | 8,54 |
| Junio | 35,47 | 11,72 |
| Julio | 38,11 | 13,65 |
| Agosto | 38,29 | 15,68 |
| Septiembre | 34,70 | 12,73 |
| Octubre | 30,73 | 8,85 |
| Noviembre | 26,16 | 4,16 |

| Mes | $T_M$ | $T_m$ |
|---|---|---|
| Diciembre | 22,77 | 2,50 |
| **Año** | **43,1** | **-3,74** |

Siendo:

$T_M$ = Temperatura media mensual de las máximas absolutas.

$T_m$ = Temperatura media mensual de las mínimas absolutas.

La temperatura máxima se calcula 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:

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

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:

$$T_{máx.mód.} = 43{,}1 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 1000 = 74{,}35°C$$

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:

$$T_{min.mód.} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot I$$

$T_{mín.mód.}$ = 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:

$$T_{min.mód.} = -3{,}74 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 100 = -0{,}62°C$$

## 4.7. NÚMERO MÁXIMO DE RAMAS 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.

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

La tensión a circuito abierto de los módulos está medida a 25°C, 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°C.

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

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

Por lo tanto,

$$V_{OC\ mód.mín} = 49{,}65 \cdot \left(1 + (-0{,}62 - 25) \cdot \frac{-0.27}{100}\right) = 53{,}08\ V$$

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

$$N_{máx.mód.serie} = \frac{1.100}{53{,}08} = 20{,}72\ módulos\ \approx \mathbf{20\ módulos}$$

## 4.8. NÚMERO MÁXIMO DE RAMAS EN PARALELO

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

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

Siendo:

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

$\sum Icc_{máx.\ inv.}$ = Suma de las intensidades de cortocircuito del inversor.

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

La intensidad de cortocircuito de los módulos está medida a 25°C, 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,

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

Siendo:

$Icc_{\ mód,máx.}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

$Icc_{\ mód}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a 25°C.

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

$\alpha_{\ Icc}$ = Variación de la corriente con la temperatura.

Por lo tanto,

$$I_{CC\ mód.máx.} = 13{,}92 \cdot \left(1 + (74{,}35 - 25) \cdot \frac{0{,}048}{100}\right) = 14{,}25\ A$$

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

$$N_{máx.ramas} = \frac{40}{14{,}25} = 2{,}81 \approx \mathbf{2\ ramas}$$

Debido a que se trata de un inversor con 10 entradas MPPT se ha utilizado el valor máximo de intensidad de cortocircuito por MPPT que es de 40 A, siendo el número máximo de ramas por MPPT de 2.

## 4.9. DIMENSIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

La instalación fotovoltaica proyectada se compone de dos (2) inversores de 100 kW, con la siguiente distribución:

**Tabla 6. Dimensionamiento del campo fotovoltaico**

| INVERSOR | Nº MÓDULOS EN SERIE | Nº STRINGS | Nº MÓDULOS | POTENCIA INSTALADA |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 18 | 10 | 180 | 98,10 |
| 2 | 18 | 10 | 180 | 98,10 |
| | **TOTAL** | **20** | **360** | **196,20** |

# 5. RESULTADOS

Los cálculos descritos anteriormente han sido simulados mediante la herramienta informática PVsyst y sus resultados se muestran a continuación en el *Apéndice 1. Cálculos justificativos.*

# APÉNDICE 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

Proyecto: Proyecto instalación FV Cerro de la Encina Capítulo 1

Potencia del sistema: 196 kWp

Almayate Bajo - España

**Autor(a)**

WATS TECNICAS DE INGENIERIA SL (Spain)

## Resumen del proyecto

**Sitio geográfico**
**Almayate Bajo**
España

**Situación**

| | |
|---|---|
| Latitud | 36.75 °N |
| Longitud | -4.13 °W |
| Altitud | 103 m |
| Zona horaria | UTC |

**Configuración del proyecto**
Albedo 0.20

**Datos meteo**
Emplazamiento FV Cerro de la encina
Meteonorm 8.0 (1996-2017), Sat=59% - Sintético

## Resumen del sistema

**Sistema conectado a la red**

**Orientación campo FV**
Plano fijo
Inclinación/Azimut 20 / 0 °

**Sombreados cercanos**
Sombreados lineales

**Necesidades del usuario**
Carga ilimitada (red)

**Información del sistema**

**Generador FV**

| | |
|---|---|
| Núm. de módulos | 360 unidades |
| Pnom total | 196 kWp |

**Inversores**

| | |
|---|---|
| Núm. de unidades | 2 unidades |
| Pnom total | 200 kWca |
| Proporción Pnom | 0.981 |

## Resumen de resultados

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Energía producida | 322.3 MWh/año | Producción específica | 1643 kWh/kWp/año | Proporción rend. PR | 79.50 % |

## Tabla de contenido


Resumen de proyectos y resultados 2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema. 3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados 4
Resultados principales 5
Diagrama de pérdida 6
Gráficos predefinidos 7
Diagrama unifilar 8

## Sistema conectado a la red

### Orientación campo FV

**Orientación**
Plano fijo
Inclinación/Azimut 20 / 0 °

**Configuración de cobertizos**
Núm. de cobertizos 20 unidades

**Tamaños**
Espaciado entre cobertizos 8.80 m
Ancho de colector 4.53 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 51.5 %

**Ángulo límite de sombreado**
Ángulo límite de perfil 18.9 °

**Modelos usados**
Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

**Horizonte**
Horizonte libre

**Sombreados cercanos**
Sombreados lineales

**Necesidades del usuario**
Carga ilimitada (red)

## Características del generador FV

**Módulo FV**

| | |
|---|---|
| Fabricante | Longi Solar |
| Modelo | LR5-72HPH-545M |
| (Base de datos PVsyst original) | |
| Unidad Nom. Potencia | 545 Wp |
| Número de módulos FV | 360 unidades |
| Nominal (STC) | 196 kWp |
| Módulos | 20 Cadenas x 18 En series |
| **En cond. de funcionam. (50°C)** | |
| Pmpp | 180 kWp |
| U mpp | 675 V |
| I mpp | 266 A |

**Inversor**

| | |
|---|---|
| Fabricante | Huawei Technologies |
| Modelo | SUN2000-100KTL-M1-400Vac |
| (Base de datos PVsyst original) | |
| Unidad Nom. Potencia | 100 kWca |
| Número de inversores | 2 unidades |
| Potencia total | 200 kWca |
| Voltaje de funcionamiento | 200-1000 V |
| Potencia máx. (=>33°C) | 110 kWca |
| Proporción Pnom (CC:CA) | 0.98 |
| Power sharing within this inverter | |

**Potencia FV total**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 196 kWp |
| Total | 360 módulos |
| Área del módulo | 920 m² |
| Área celular | 856 m² |

**Potencia total del inversor**

| | |
|---|---|
| Potencia total | 200 kWca |
| Número de inversores | 2 unidades |
| Proporción Pnom | 0.98 |

## Pérdidas del conjunto

**Pérdidas de suciedad del conjunto**
Frac. de pérdida 9.0 %

**Factor de pérdida térmica**
Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

**Pérdidas de cableado CC**
Res. conjunto global 42 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

**Pérdida de calidad módulo**
Frac. de pérdida -0.3 %

**Pérdidas de desajuste de módulo**
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

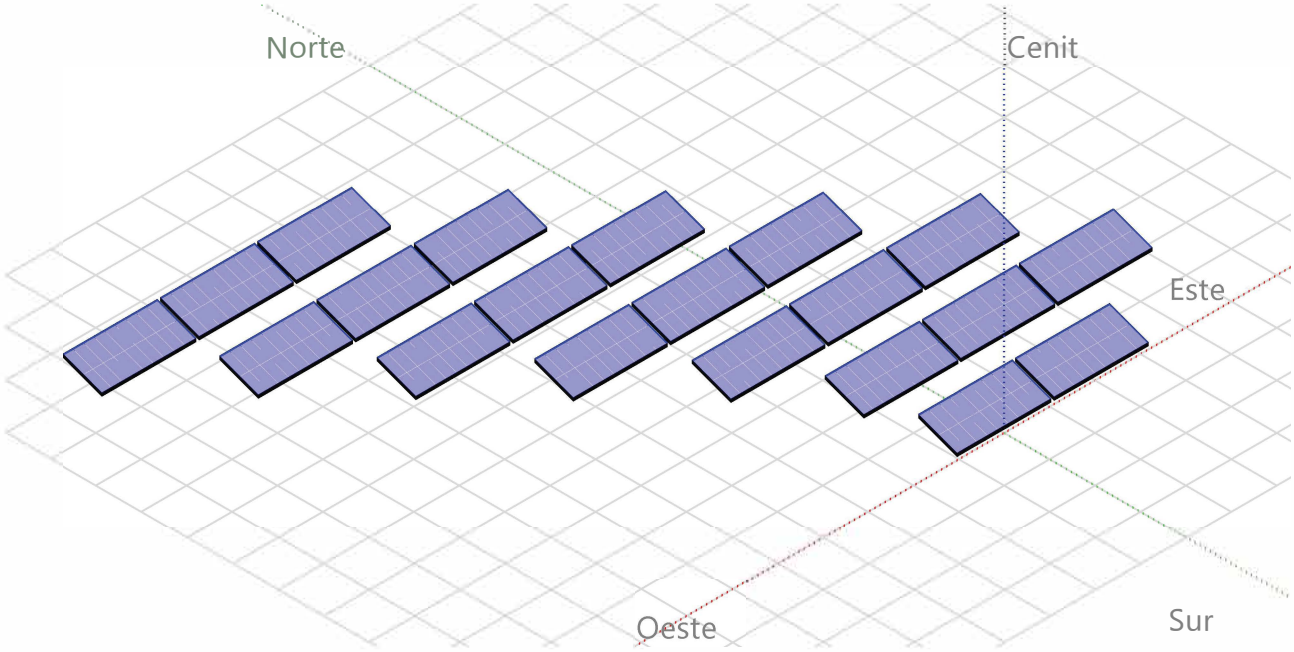
**Pérdidas de desajuste de cadenas**
Frac. de pérdida 0.1 %

**Factor de pérdida IAM**
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

| 0° | 25° | 45° | 60° | 65° | 70° | 75° | 80° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 1.000 | 0.995 | 0.962 | 0.936 | 0.903 | 0.851 | 0.754 | 0.000 |

## Parámetro de sombreados cercanos

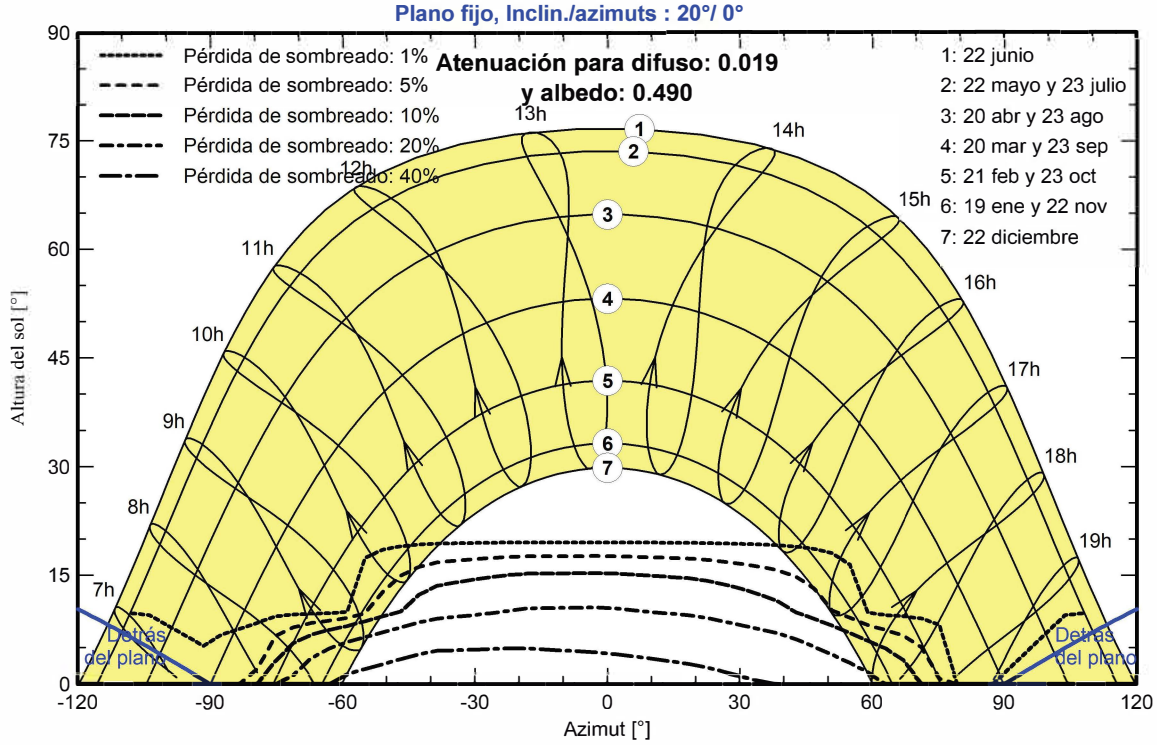
**Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante**




## Diagrama de iso-sombreados

**Orientación #1**

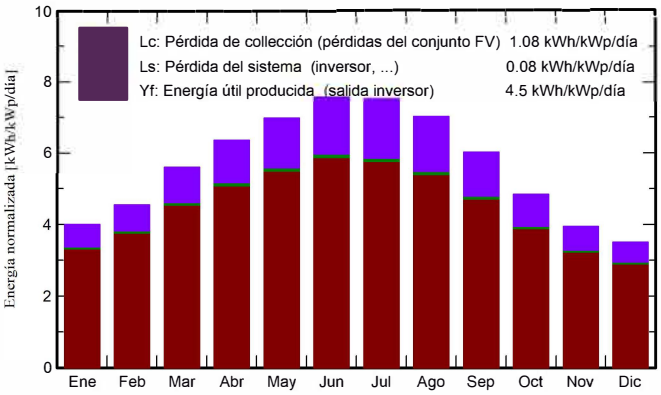
**Plano fijo, Inclin./azimuts : 20°/ 0°**



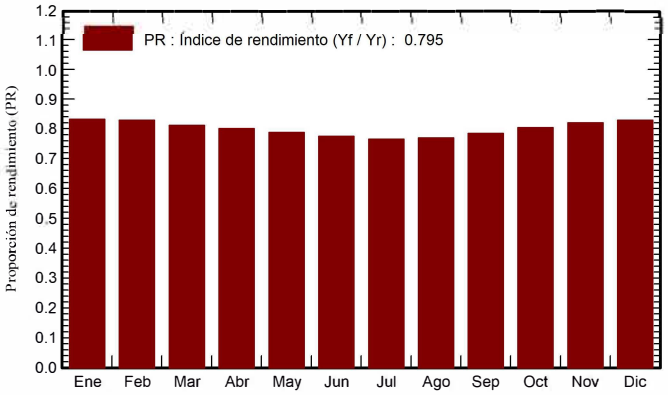
## Producción del sistema

| | | | |
|---|---|---|---|
| Energía producida | 322.30 MWh/año | Producción específica | 1643 kWh/kWp/año |
| | | Proporción de rendimiento (PR) | 79.50 % |

### Producciones normalizadas (por kWp instalado)




### Proporción de rendimiento (PR)



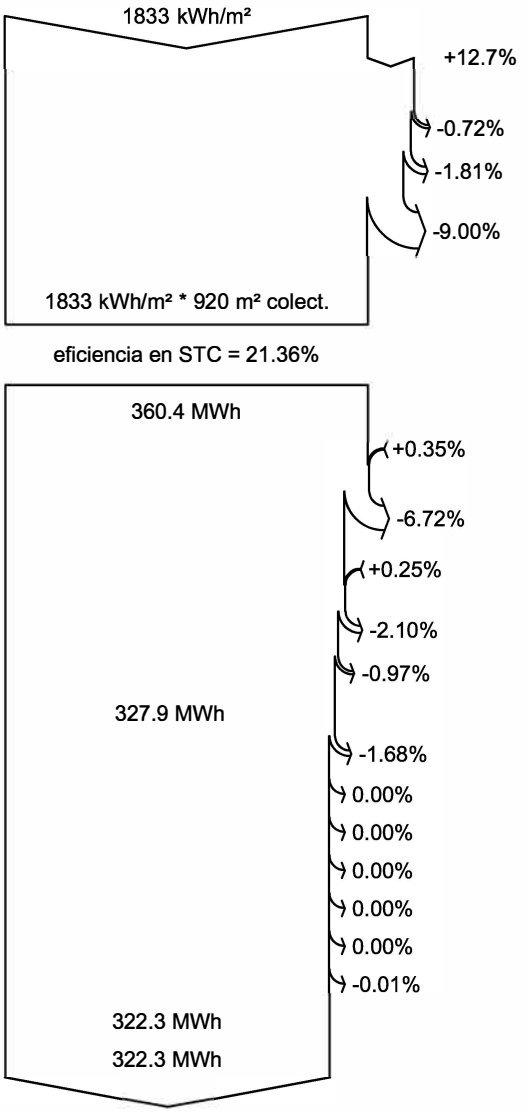

### Balances y resultados principales

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | PR proporción |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 85.0 | 28.99 | 10.56 | 123.9 | 109.3 | 20.57 | 0.832 |
| **Febrero** | 98.2 | 38.45 | 11.73 | 127.2 | 113.1 | 21.04 | 0.829 |
| **Marzo** | 147.1 | 53.50 | 14.48 | 173.4 | 154.0 | 28.10 | 0.812 |
| **Abril** | 176.2 | 68.58 | 16.96 | 190.3 | 168.9 | 30.42 | 0.801 |
| **Mayo** | 214.0 | 79.00 | 20.52 | 216.1 | 191.7 | 33.97 | 0.788 |
| **Junio** | 231.2 | 73.07 | 24.05 | 227.2 | 201.8 | 35.14 | 0.775 |
| **Julio** | 234.8 | 70.80 | 26.62 | 233.4 | 207.2 | 35.63 | 0.765 |
| **Agosto** | 206.6 | 72.30 | 26.84 | 217.6 | 193.4 | 33.38 | 0.769 |
| **Septiembre** | 159.2 | 58.46 | 22.97 | 180.4 | 160.3 | 28.22 | 0.784 |
| **Octubre** | 121.0 | 47.90 | 19.19 | 149.9 | 133.3 | 24.05 | 0.804 |
| **Noviembre** | 85.8 | 33.43 | 14.22 | 118.3 | 104.4 | 19.34 | 0.819 |
| **Diciembre** | 73.8 | 28.02 | 11.51 | 108.7 | 95.7 | 17.98 | 0.829 |
| **Año** | 1833.0 | 652.48 | 18.34 | 2066.3 | 1833.0 | 327.85 | 0.795 |

### Leyendas

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

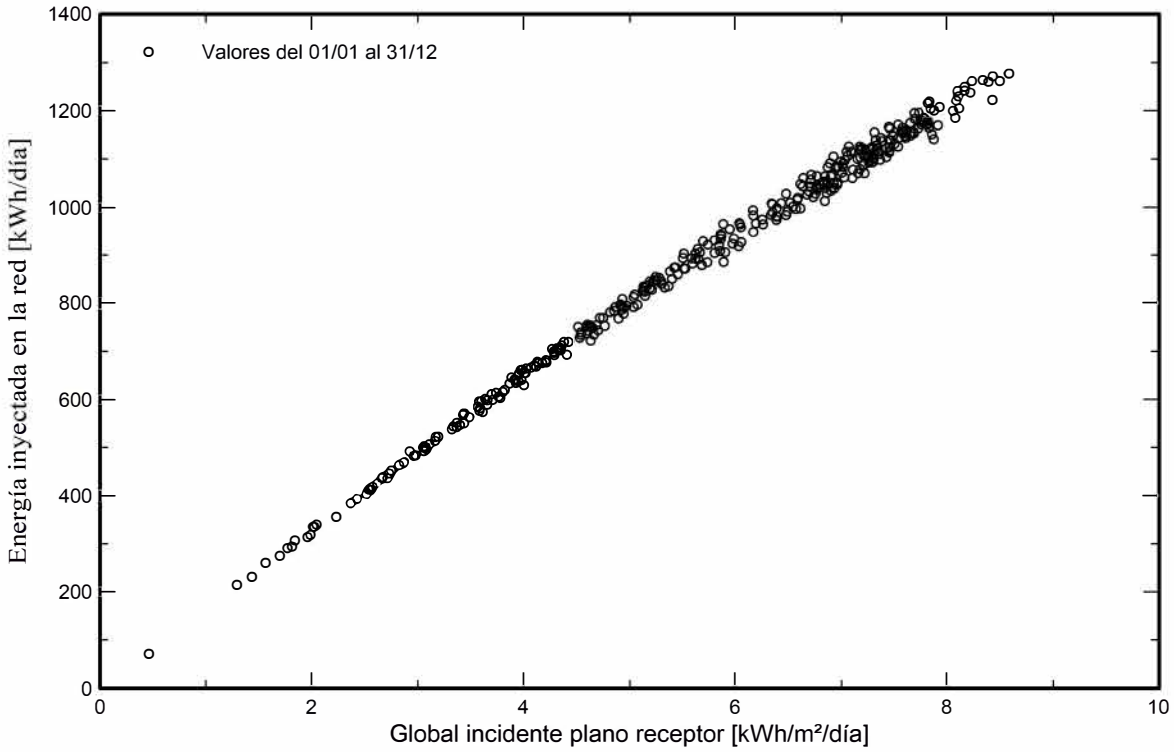
## Diagrama de pérdida



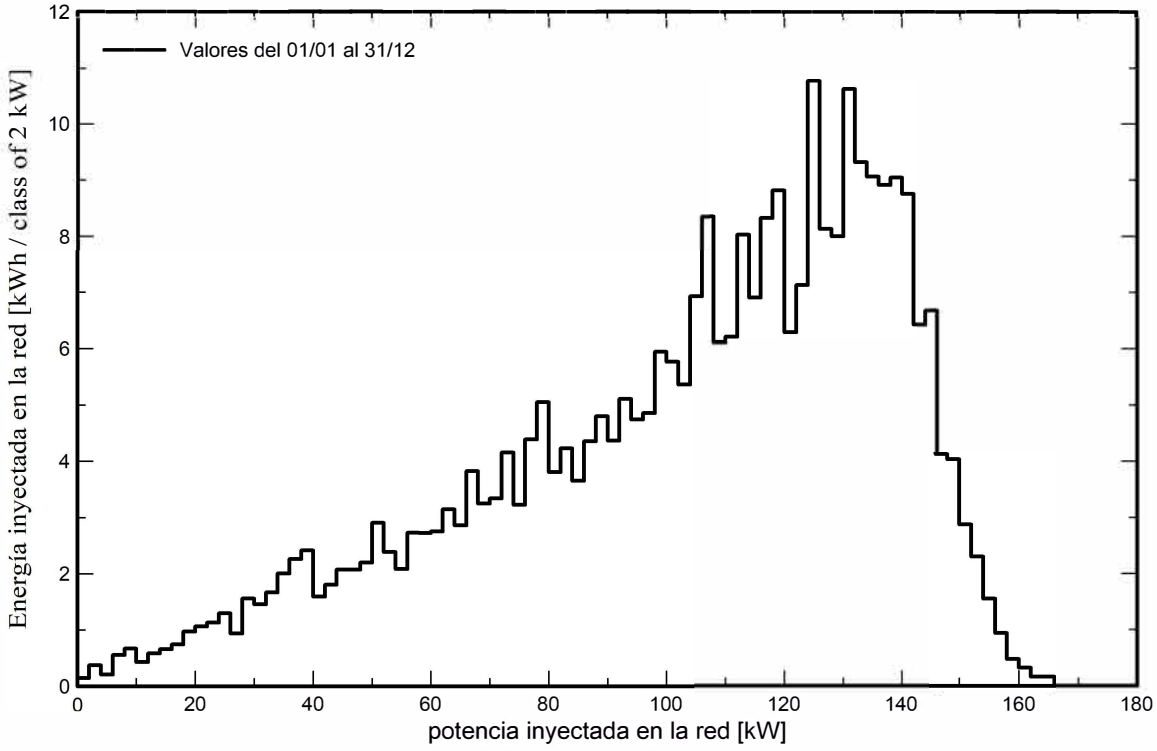

| | |
|---|---|
| **Irradiación horizontal global** | |
| **Global incidente plano receptor** | +12.7% |
| Sombreados cercanos: perdida de irradiancia | -0.72% |
| Factor IAM en global | -1.81% |
| Factor de pérdida de suciedad | -9.00% |
| **Irradiancia efectiva en colectores** | |
| Conversión FV | |
| **Conjunto de energía nominal (con efic. STC)** | |
| Pérdida FV debido al nivel de irradiancia | +0.35% |
| Pérdida FV debido a la temperatura. | -6.72% |
| Pérdida calidad de módulo | +0.25% |
| Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas | -2.10% |
| Pérdida óhmica del cableado | -0.97% |
| **Energía virtual del conjunto en MPP** | |
| Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia) | -1.68% |
| 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 | -0.01% |
| **Energía disponible en la salida del inversor** | |
| **Energía inyectada en la red** | |

## Gráficos predefinidos

### Diagrama entrada/salida diaria

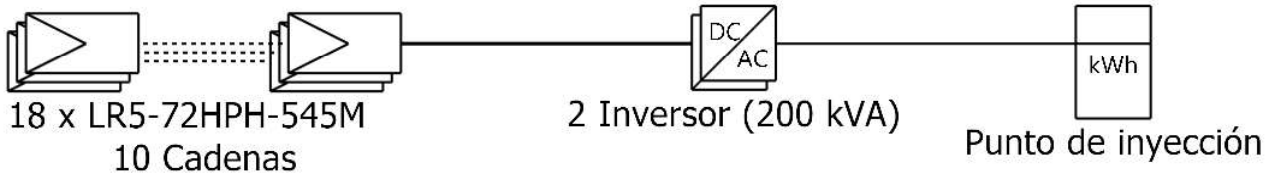



### Distribución de potencia de salida del sistema



# Diagrama unifilar

**PVsyst V7.3.1**
VC0, Fecha de simulación:
13/04/23 17:46
con v7.3.1




18 x LR5-72HPH-545M
10 Cadenas

2 Inversor (200 kVA)

Punto de inyección

| | |
|---|---|
| Módulo FV | LR5-72HPH-545M |
| Inversor | SUN2000-100KTL-M1-400Vac |
| Cadena | 18 x LR5-72HPH-545M |

| | | |
|---|---|---|
| | Proyecto instalación FV Cerro de la Encina Capítulo 1 | WATS TECNICAS D |
| | VC0 : Nueva variante de simulación | 13/04/23 |