

Trabajo Fin de Grado en Ingeniería de Diseño Industrial y
Desarrollo del Producto

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA PARA EL SUMINISTRO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA
VIVIENDA UNIFAMILIAR EN LA
PROVINCIA DE HUELVA**

MEMORIA DE CÁLCULO

Autor: Isabel Aguaded Maestre
Tutor: Dra. María del Carmen Morón Romero
Fecha: Junio 2018

PALABRAS CLAVE

Energías renovables, fotovoltaica, aislada, dimensionado, simulación, PVsyst, Pvgis, autonomía, profundidad de descarga.

KEYWORDS

Renewable energies, photovoltaic, isolated, dimensioned, simulation, PVsyst, Pvgis, autonomy, depth of discharge.

Índice

Palabras clave

Key words

1. OBJETO DEL PROYECTO	5
2. SOFTWARE DE CÁLCULO	6
3. LOCALIZACIÓN Y CLIMATOLOGÍA.....	7
3.1. Localización	7
3.2. Planos de la ubicación	7
3.3. Climatología.....	9
4. DATOS OBTENIDOS A TRAVÉS DE PVGIS	10
5. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	12
5.1. Introducción de datos meteorológicos	12
5.2. Determinación de la inclinación óptima	13
5.3. Potencia instalada	16
5.4. Capacidad de la batería necesaria.....	18
5.5. Número de paneles necesario	21
5.6. Regulador de carga.....	24
5.7. Determinación de la separación entre paneles solares	25
5.8. Inversor	27
5.9. Cableado.....	28
5.9.1. Criterios	28
5.9.2. Cableado en continua del panel solar a la caja string.....	31
5.9.3. Cableado en continua de la caja string al regulador / inversor	32
5.9.4. Cableado en continua del regulador a las baterías.....	32
5.9.5. Cableado en alterna de inversor al cuadro de control y mando de la vivienda..	33
5.10. Protecciones.....	33
5.10.1. Toma de tierra.....	34
6. SIMULACIÓN EN SOFTWARE PVSYSYD	37
6.1. Resumen definitivo	44
7. BIBLIOGRAFIA	45

Índice de Figuras

Fig. 3-1: Emplazamiento de la Instalación Solar Fotovoltaica	7
Fig. 3-2: Superficie de la ubicación.....	8
Fig.3-3: Superficie de la ubicación en 3D	8
Fig. 3-2: Tabla climática de Lepe	9
Fig. 4-2: Página web PVGIS.....	10
Fig. 5-1: Localización geográfica en coordenadas.....	12
Fig. 5-2: Trayectoria del sol en el lugar geográfico especificado	13
Fig. 5-3: Gráficos de inclinación y orientación del plano obtenido en PVsyst	14
Fig. 5-4: Orientación e inclinación de los paneles FV.....	16
Fig.5-5: Consumos diarios en la vivienda.	17
Fig. 5-6: Definición de los consumos diarios en invierno.....	18
Fig. 5-7: Profundidad de descarga según número de ciclos en una batería	19
Fig. 5-8: Batería BAE Secura PVV solar.....	21
Fig. 5-9: Diagrama del balance de Energía Anual del sistema.....	22
Fig. 5-10: Gráfica de consumo diario	23
Fig. 5-11: Panel fotovoltaico LG Electronics 255 W S1C.....	23
Fig. 5-12: Regulador FLEXmax 60	24
Fig. 5-13: Distancia mínima entre hileras para evitar pérdidas por sombras en la instalación .	25
Fig. 5-14: Dimensiones del panel solar fotovoltaico LG Electronics 255S1C-G3.....	26
Fig. 5-15: Medidas en los paneles	27
Fig. 5-16: Inversor Multiplus Victron Energy.....	28
Fig. 5-17: Cable tipo 0,6/1 kV	31
Fig. 5-18: Cable tipo ES07Z1-K (AS)	31
Fig. 5-19: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.....	35
Fig. 6-1: Parámetros de la simulación	38
Fig. 6-2: Gráfica del consumo diario por horas	39
Fig. 6-3: Gráficas de producciones normalizadas y rendimiento	40
Fig. 6-4: Diagrama de pérdidas durante todo el año	42
Fig. 6-1: Esquema unifilar del sistema.....	43

Índice de Tablas

Tabla 4-1: Irradiación solar mensual para la ubicación.....	11
Tabla 5-1: Consumo/ radiación para inclinación de 15 °	14
Tabla 5-2: Consumo/ radiación para inclinación 30 °	15
Tabla 5-3: Consumo/ radiación para inclinación 45 °	15
Tabla 5-4: Consumo/ radiación para inclinación 60 °	15
Tabla 5-5: Caídas de tensión en instalaciones autónomas	29
Tabla 5-6: Datos para la conductividad.....	30
Tabla 6-1: Consumos domésticos.....	39
Tabla 6-2: Balances y resultados principales.....	41
Tabla 6-3: Resumen definitivo del sistema instalado	44

1. OBJETO DEL PROYECTO

El presente trabajo consiste en hacer uso de las energías renovables en instalaciones domésticas, teniendo como objetivo estudiar, diseñar y justificar una instalación solar fotovoltaica destinada a electrificar una vivienda en la provincia de Huelva, concretamente en un pueblo de dicha ciudad, Lepe. El estudio se ha realizado imaginando que a la vivienda concreta no le llega suministro de la red y por tanto se abastecería solo de la energía solar y de la instalación que se ha obtenido.

Con el proyecto fijado se pretende:

- Estudiar la vivienda y diseñar la instalación más idónea a ella y a las necesidades específicas de sus inquilinos, de acuerdo a la normativa vigente.
- Precisar los elementos que compondrían la instalación y argumentar sus características.
- Tener en cuenta medidas de seguridad adecuadas a la instalación.

La justificación para llevar a cabo proyectos de este tipo se debe principalmente, a la conciencia medio ambiental que se ha ido creando a lo largo de los años en la población mundial. Y en concreto, el motivo por el que se ha elegido electrificar mediante un sistema fotovoltaico la vivienda es la ubicación donde se encuentra el hogar (días soleados y agradables la mayoría del año), sacando así el máximo beneficio a los recursos de la naturaleza.

2. SOFTWARE DE CÁLCULO

Para realizar el estudio se ha decidido utilizar un software de cálculo que permita obtener un resultado más preciso que el que se pudiera obtener realizándolo manualmente.

Tras una búsqueda minuciosa de los posibles métodos a usar para realizar el dimensionado de la instalación, se ha llegado a la conclusión de que el software más adecuado en este caso es el software PVsyst, usado en su versión 6.6.7.

PVsyst es una herramienta implementada por el Dr. André Mermoud de la universidad de Ginebra, que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas permitiendo el estudio, la simulación, y el análisis de datos completo de los sistemas de este tipo. Con el software se dimensiona el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica o a la importación de los datos desde otras bases de datos, permitiendo el diseño en 3D y teniendo además en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

También permite el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda.

Los datos usados para el completo desarrollo del trabajo presente, como el número de paneles a instalar, ramas en paralelo, capacidad de batería, estado de la batería, etc, han sido obtenidos a través de este software.

3. LOCALIZACIÓN Y CLIMATOLOGÍA

3.1. Localización

La localización geográfica se define por la región, el país, las coordenadas geográficas (latitud, longitud, altitud) y la zona horaria.

En el caso de estudio, la localización de la vivienda es la siguiente:

- Calle: Rio Duero, 51
- Código Postal: 21440
- Municipio: Lepe
- Provincia: Huelva
- Latitud: 37° 15'36" N (Norte)
- Longitud 7° 12' 7" W (Oeste)
- Elevación: 24 m
- Ángulo óptimo de inclinación: 34 °

Para que la ubicación quede más clara se muestra a continuación la situación en el mapa, donde se puede ver como el marcador rojo señala la posición concreta.



Fig. 3-1: Emplazamiento de la Instalación Solar Fotovoltaica

3.2. Planos de la ubicación

Desde la web del Ministerio de Hacienda y Función Pública del gobierno de España, se ha accedido a la Sede electrónica del catastro,

secretaría de Estado de Hacienda, donde se pueden obtener datos descriptivos de las viviendas.

En este caso, se tiene una superficie construida en 1986, de 100 m². Se tiene exactamente que la vivienda posee 6,90 m de fachada por 18 m de largo, lo que hace un total de 124,2 metros cuadrados de superficie.

En la siguiente imagen se puede observar un esquema de la vista aérea de la zona, el terreno cuadrado subrayado en azul es del que se habla.



Fig. 3-2: Superficie de la ubicación

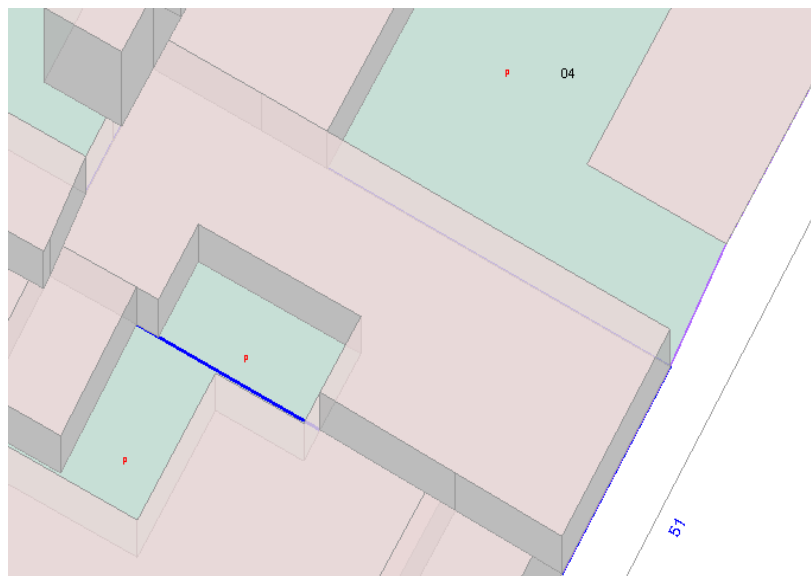


Fig.3-3: Superficie de la ubicación en 3D

3.3. Climatología

Con respecto a la climatología del entorno, se puede afirmar que Lepe posee un clima oceánico, con temperaturas medias que oscilan entre los 19 °C durante el día y los 12 °C durante la noche, clasificándose como cálido y templado. En promedio la temperatura es de 17 °C (Climate-Data.Org., 2010).

Los meses más calurosos son los meses de verano de junio y julio, donde los termómetros alcanzan una media de 25 o 30 °C, es difícil encontrar días con temperaturas por encima de los 35 °C. Con respecto al invierno, las temperaturas medias bajan a los 15 °C aproximadamente.

En cuanto a las lluvias, noviembre, diciembre y enero son los meses más lluviosos en esta zona de la Costa de la Luz, y la menor cantidad de lluvia ocurre en julio. La precipitación es de 475 mm al año.

Para más información se proporciona la siguiente tabla climática de datos históricos del tiempo en Lepe:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	11	12.2	13.9	15.9	19.7	21.8	24.3	24.7	22.7	19	14.8	11.9
Temperatura min. (°C)	7.5	8.6	10	11.4	15.7	17.1	19.4	19.9	18.1	14.7	10.7	8.4
Temperatura máx. (°C)	14.6	15.8	17.8	20.4	23.7	26.5	29.2	29.6	27.4	23.4	19	15.4
Temperatura media (°F)	51.8	54.0	57.0	60.6	67.5	71.2	75.7	76.5	72.9	66.2	58.6	53.4
Temperatura min. (°F)	45.5	47.5	50.0	52.5	60.3	62.8	66.9	67.8	64.6	58.5	51.3	47.1
Temperatura máx. (°F)	58.3	60.4	64.0	68.7	74.7	79.7	84.6	85.3	81.3	74.1	68.2	59.7
Precipitación (mm)	66	53	55	38	27	11	1	1	19	59	73	72

Fig. 3-2: Tabla climática de Lepe

Como conclusión se puede afirmar que en esta localidad existen más de 300 días de sol al año y que los meses con el tiempo más frío son los meses de invierno, donde además se encuentran las mayores precipitaciones del año. Por lo tanto, se diseñará una batería con una autonomía entre 3 y 5 días, que pueda abastecer sin problemas el suministro durante los meses más desfavorables del año.

4. DATOS OBTENIDOS A TRAVÉS DE PVGIS

Para obtener los datos de irradiación se ha consultado en la web de PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>), introduciendo los datos de ubicación de la instalación y eligiendo el formato de visualización de salida que se desee.

PVGIS, es un recurso solar y Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica, se trata de un medio en línea gratuito para cálculo y simulación de la energía eléctrica solar fotovoltaica en Europa y África. (European Commission, 2012). Es una web de fácil acceso y muy orientativa, la página de inicio es la siguiente:



The screenshot shows the PVGIS website interface. At the top, there are logos for the European Commission and the Joint Research Centre (JRC) Institute for Energy and Transport (IET). The main heading is 'JOINT RESEARCH CENTRE' and 'Institute for Energy and Transport (IET)'. Below this, there is a navigation menu with links for 'Interactive maps', 'Country maps', 'FAQ', 'Solar radiation', 'Temperature', 'About PVGIS', 'Publications', and 'Download'. The main content area features the title 'Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)' and a subtitle 'Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology'. There are two main sections: 'Interactive access to solar resource and photovoltaic potential' with links for 'Europe' and 'Africa-Asia', and 'Posters and maps of solar resource and photovoltaic electricity potential' with a link for '(Europe NEW, Africa)'. There are also small thumbnail images of maps showing solar resource potential.

Fig. 4-2: Página web PVGIS

Los datos que proporciona dicha web acerca de la ubicación introducida son:

- Localización: 37° 15' 36" Norte, 7° 12' 7" Oeste
- Elevación: 24 m a.s.l.
- Ángulo óptimo de inclinación: 34°
- Irradiación global horizontal mensual
- Promedios de temperatura ambiente mensual
- Valores adicionales, como la irradiación horizontal difusa mensual

A través de los datos conseguidos, se podrá comenzar a realizar la simulación en PVsyst.

Los datos meteorológicos encontrados para la instalación han sido los siguientes:

Month	H_k	H_{opt}	$H(60)$	I_{opt}	T_{24h}
Jan	2630	4450	4990	62	13.1
Feb	3740	5570	5890	55	12.6
Mar	5340	6650	6400	41	14.1
Apr	6400	6840	5870	27	16.0
May	7420	7030	5450	12	18.4
Jun	8210	7320	5340	3	20.6
Jul	8240	7520	5580	7	23.0
Aug	7310	7430	6070	19	23.5
Sep	5780	6870	6340	36	21.8
Oct	4350	6090	6230	50	19.9
Nov	2990	4950	5470	61	16.1
Dec	2360	4210	4800	65	14.3
Year	5410	6250	5700	34	17.8

Tabla 4-1: Irradiación solar mensual para la ubicación

En la tabla anterior, se tiene para cada mes del año una serie de datos. Ellos son:

- H_k : Irradiación en el plano horizontal ($Wh/m^2/day$)
- H_{opt} : Irradiación en el plano de inclinación óptima ($Wh/m^2/day$)
- $H(60)$: Irradiación en el plano con ángulo: 60° ($Wh/m^2/day$)
- I_{opt} : Inclinación óptima ($^\circ$)
- T_{24h} : Temperatura media durante el día ($^\circ C$)

5. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1. Introducción de datos meteorológicos

Para comenzar la simulación y tener los datos correctos de ubicación del emplazamiento, se deben importar datos requeridos; latitud, longitud y altitud.

El Software de cálculo muestra la siguiente ventana donde se deben introducir dichos datos para poder estudiar la instalación:

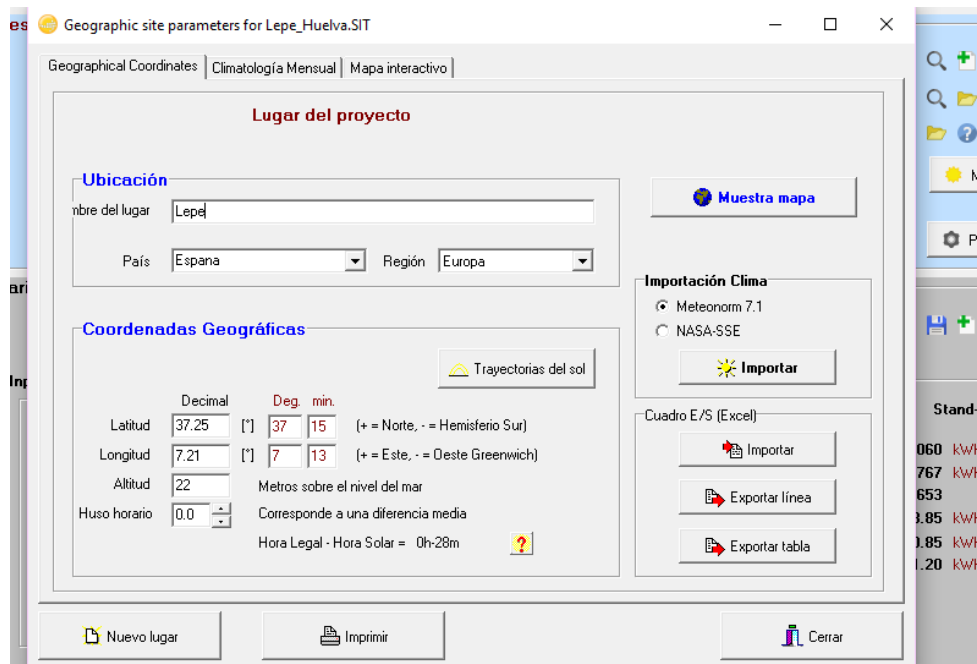


Fig. 5-1: Localización geográfica en coordenadas

También se tiene la opción de acceder a distintos gráficos, como el siguiente, donde se muestra la trayectoria del sol a lo largo del año y a las distintas horas del día.

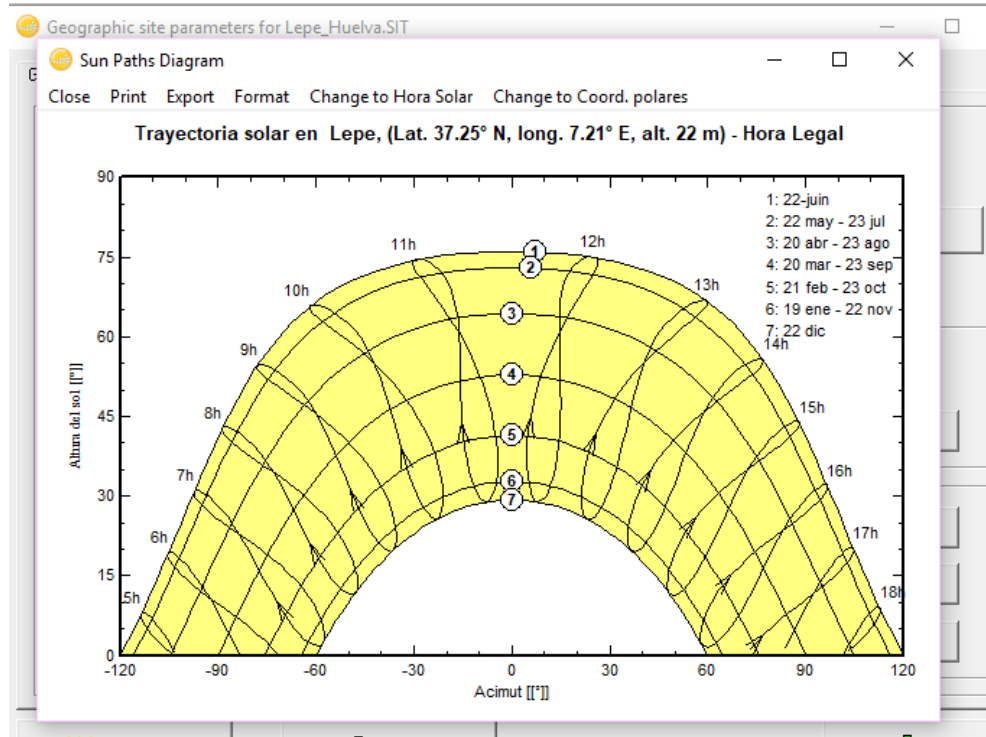


Fig. 5-2: Trayectoria del sol en el lugar geográfico especificado

5.2. Determinación de la inclinación óptima

Gracias a los datos de consumo energético y de irradiación que lleguen a los paneles se podrá conocer la inclinación óptima de ellos. Estos últimos se consultarán en la web de PVGIS.

Para ver la inclinación óptima de la instalación se deberá comprobar en que época del año se tiene menor producción y mayor consumo. La producción será menor en el mes de Diciembre ya que es el mes en que el sol está más bajo y la irradiación solar es menor en dicha latitud, como se muestra en las tablas de más abajo de la base de datos PVGIS.

Por otro lado, el mes en que mayor consumo se tendrá es precisamente el mes de Diciembre, ya que debido al frío se efectuará un mayor gasto energético.

Con ello, los paneles deben estar inclinados con un cierto ángulo que favorezca la producción en el mes de Diciembre, sin tener una gran pérdida para el resto del año.

Según se puede comprobar en la tabla de producción e inclinación, el punto óptimo sería alrededor de los 60 °, lo cual generaría una mayor radiación directa y difusa sobre el panel a lo largo del día, desde que sale el sol por el este y se pone por el oeste.

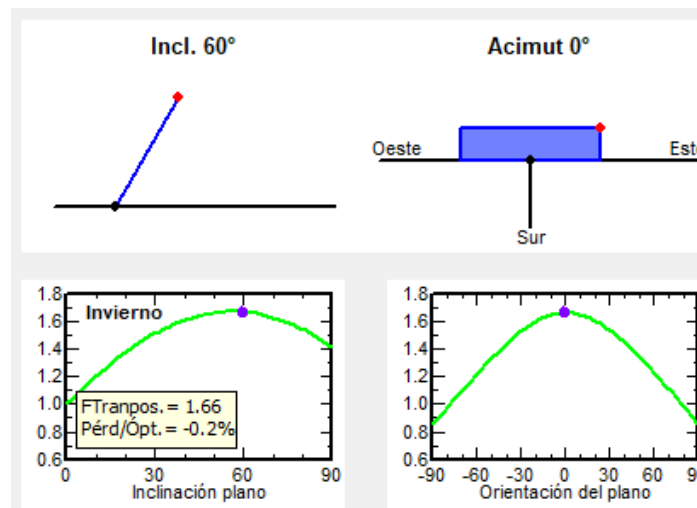


Fig. 5-3: Gráficos de inclinación y orientación del plano obtenido en PVsyst

A continuación se va a mostrar una relación entre los consumos y la radiación para una inclinación con cierto grado en cada una de las tablas, con la intención de llegar a obtener a ciencia cierta la mejor inclinación para la instalación.

Las unidades para la radiación, Rd se dan en kWh/m²/día, las unidades para los consumos, Gt se dan en kWh/día y por último, la unidad de la relación entre consumos y radiación se mide en m².

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA UNA INCLINACIÓN 15º												
MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Rad. Rd	3.55	4.7	6.1	6.8	7.5	8.07	8.2	7.6	6.5	5.3	3.9	3.3
Consumos Gt	51.7	51.7	51.7	48.5	48.5	38.5	38.5	38.5	49.3	49.3	49.3	51.7
P = Gt/Rd	14.5	11	8.5	7.1	6.5	6	4.7	5.1	7.6	9.3	12.6	15.7
MES MÁS DESFAVORABLE: DICIEMBRE (15.7)												

Tabla 5-1: Consumo/ radiación para inclinación de 15 °

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA UNA INCLINACIÓN 30°												
MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Rad. Rd	4.3	5.4	6.6	6.9	7.1	7.5	7.7	7.5	6.8	5.9	4.7	4.0
Consumos Gt	51.7	51.7	51.7	48.5	48.5	48.5	38.5	38.5	49.3	49.3	49.3	51.7
P = Gt/Rd	12.0	9.6	7.8	7.0	6.8	6.4	5	5.1	7.2	8.3	10.5	12.3
MES MÁS DESFAVORABLE: DICIEMBRE (12.3)												

Tabla 5-2: Consumo/ radiación para inclinación 30 °

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA UNA INCLINACIÓN 45°												
MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Rad. Rd	4.8	5.8	6.7	6.5	6.5	6.6	6.8	7.0	6.8	6.2	5.2	4.5
Consumos Gt	51.7	51.7	51.7	48.5	48.5	48.5	38.5	38.5	49.3	49.3	49.3	51.7
P = Gt/Rd	10.7	8.9	7.7	7.4	7.4	7.3	5.6	5.5	7.2	7.9	9.4	11.5
MES MÁS DESFAVORABLE: DICIEMBRE (11.5)												

Tabla 5-3: Consumo/ radiación para inclinación 45 °

RELACIÓN CONSUMOS/RADIACIÓN PARA UNA INCLINACIÓN 60°												
MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Rad. Rd	4.9	5.8	6.4	5.8	5.4	5.3	5.5	6.0	6.3	6.2	5.4	4.8
Consumos Gt	51.7	51.7	51.7	48.5	48.5	48.5	38.5	38.5	49.3	49.3	49.3	51.7
P = Gt/Rd	10.5	8.9	8.0	8.3	8.9	9.1	7	6.4	7.8	7.9	9.1	10.7
MES MÁS DESFAVORABLE: DICIEMBRE (10.7)												

Tabla 5-4: Consumo/ radiación para inclinación 60 °

Gracias a la utilización de la página web PVgis y su base de datos se ha podido obtener la información sobre cuál sería la mejor inclinación para esta instalación. El dato que proporciona dicha información es el valor de P, relación entre los consumos y la radiación, en este caso la mejor inclinación es 60 ° ya que posee una relación de P menor para el mes más desfavorable. Se puede apreciar como el mes en el que menor irradiación se posee es Diciembre (siguiéndole Enero), que además coincide con el mes en el que más consumo existe en la vivienda. Por lo tanto, se deberá dimensionar la instalación de tal manera que se pueda hacer frente a los consumos de diciembre y enero sin que se corra el riesgo de pérdidas de energía ni un solo día del año, lo que provocará que en verano exista un gran excedente de energía.

Por lo tanto, en PVsyst se introducirá dicho valor de inclinación:

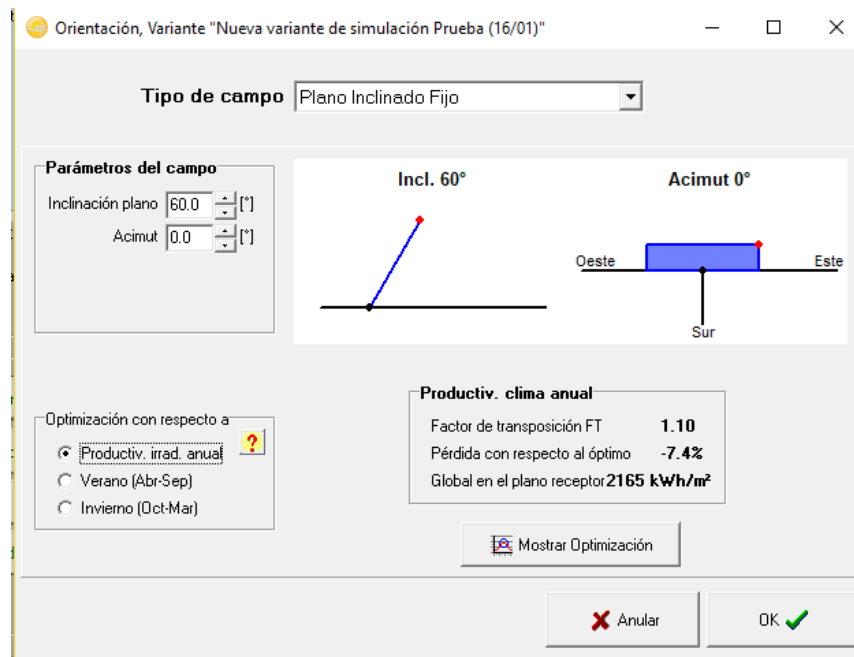


Fig. 5-4: Orientación e inclinación de los paneles FV

5.3. Potencia instalada

Para conocer el consumo que se realiza en la vivienda, se ha realizado en primera instancia un estudio de las salas pertenecientes, los equipos eléctricos incluidos, las luminarias usadas y todos los elementos pertinentes de estudio. Los propietarios de la casa han accedido a rellenar un formulario con las horas diarias de uso de cada uno de los aparatos y de la iluminación de las distintas salas en función de la época del año.

En otro tipo de instalación este estudio por estación sería adecuado y ayudaría a obtener datos certeros para poder hallar con claridad una solución idónea. Pero para un sistema aislado no tiene mucha importancia, ya que el objetivo de este tipo de sistemas es dimensionarlo para abastecer en la época de mayor consumo, el resto del año se tendrá energía de más y el sistema solar en las épocas de menor consumo limitará su producción durante el día cuando estén las baterías cargadas. En este caso, el mes del año considerado más desfavorable a nivel energético es Diciembre, en el que se usa más aparatos y el consumo será mayor. En la siguiente imagen se muestran los consumos diarios de cada equipo instalado, referidos en horas al día:

Daily consumptions							
Number	Appliance	Power		Daily use	Hourly distrib		Daily energy
20	Bombillas LED	5	W/lamp	5.0	h/day	OK	500 Wh
6	TV / PC / Telefono	100	W/app.	5.0	h/day	OK	3000 Wh
1	Estufa Electrica	500	W/app.	4.0	h/day	OK	2000 Wh
2	Frigorifico Clase A+	0.80	kWh/day	24.0	h/day	OK	1598 Wh
1	Lavadora	1000.0	W aver.	2.0	h/day	OK	2000 Wh
1	Ventilador/aparato	100	W/app.	24.0	h/day	OK	2400 Wh
2	Batidora/tostadora	350	W/app.	3.0	h/day	OK	2100 Wh
Stand-by consumers		6	W tot	24	h/day		144 Wh
<input type="button" value="Appliances info"/>							
Total daily energy							13742 Wh/day
Total monthly energy							412.3 kWh/month

Fig.5-5: Consumos diarios en la vivienda.

En un principio, los aparatos incluidos en el estudio eran más numerosos, pero se ha considerado oportuno rehacer los aparatos a instalar y sus tiempos de uso con el fin de conseguir el sistema con una inversión razonable, para que no se sobredimensione y el banco de baterías sea económicamente viable.

Para estimar la energía diaria que se consume habrá que multiplicar la potencia de los aparatos por las horas de funcionamiento previstas y realizar las sumas de todas ellas, es decir:

$$C_d = \sum P_i \cdot T_i$$

Siendo C_d la energía total consumida en un día, P_i la potencia en W de cada aparato y T_i el tiempo en horas que estará en funcionamiento.

En la tabla anterior se puede apreciar lo comentado anteriormente en la última columna.

El perfil horario según las horas de uso de los electrodomésticos sirven para calcular la máxima potencia pico que se va a consumir. En el caso presente, la distribución del consumo será la siguiente:

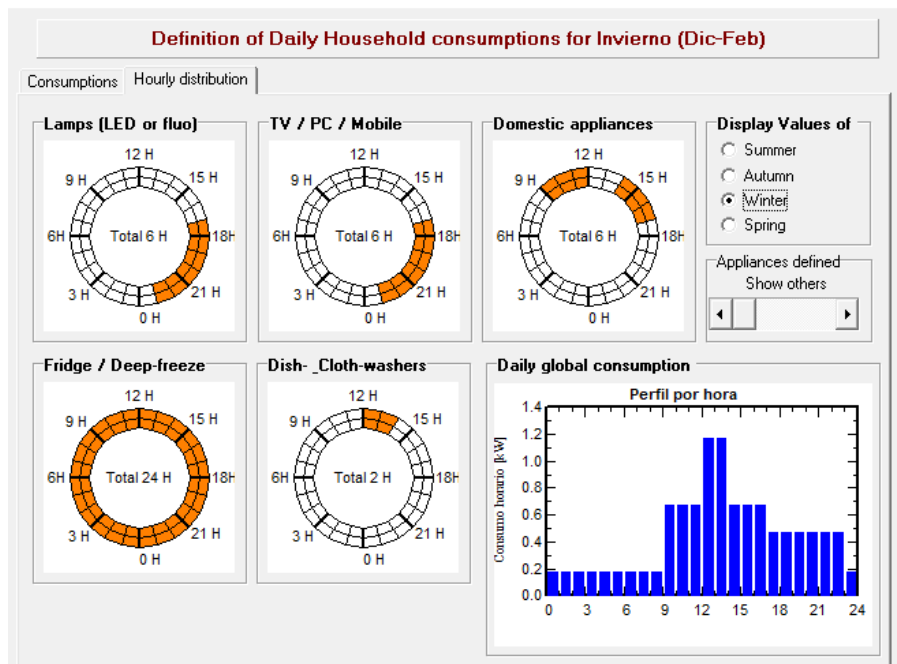


Fig. 5-6: Definición de los consumos diarios en invierno.

Una vez calculado el consumo máximo diario de energía, que en este caso es 13,7 kWh/día, como se comprueba en la figura 5-5, se pasa a determinar el bloque de baterías necesario para almacenar como mínimo esa necesidad.

5.4. Capacidad de la batería necesaria

Para determinar lo conveniente con las baterías del sistema, además de los consumos, cabe definir una serie de puntos:

- Días de autonomía del banco de baterías: En el caso que aparezca un día nublado o problemas en la producción, el sistema seguirá teniendo capacidad para subsistir, gracias a la capacidad de almacenamiento. Dado el clima predominante se ha optado por una autonomía de 3 días.
- LOL: Se le denomina a la pérdida de producción del sistema, debido a que el regulador corta al tener una tensión baja de trabajo. Lo normal en estos casos está en torno al 5 % de pérdida de la producción para sistemas aislados.
- Voltaje del banco de baterías: los sistemas aislados son de 12, 24, 48 o 72 Voltios. Este banco puede estar formado por varias baterías, las cuales pueden tener el siguiente voltaje: o bien bloque de 12 o 24 V, como son por ejemplo las baterías instaladas en los coches, o

bloque OPZ de 2 V, para obtener mayor capacidad, ideal para mayores consumos.

Por lo tanto, para el presente sistema se va a utilizar OPZ de 2V para formar un sistema de 48 V. Para ello hará falta al menos 24 baterías OPZ de 2 V cada una, conectadas en serie. Por otro lado, si en un sistema de este tipo se desea mayor capacidad, se pondrían en paralelo 2 cadenas multiplicando así su capacidad, en el caso de que fuera necesario, incluyendo otras 24 OPZ para duplicar la capacidad.

- Profundidad de descarga de las baterías: Otra de las características de las baterías de ácido plomo y gel es lo denominado profundidad de descarga. Las baterías están diseñadas para que no se puedan descargar al 100%, haciendo posible que no se degrade la vida de la misma. Lo que define la vida útil o el número de ciclos de descarga es la profundidad de descarga DOD (Depth Of Charge), o lo que es lo opuesto, el estado de carga SOC (State Of Charge). La duración de la batería será mayor o menor, según el cuadro adjunto:

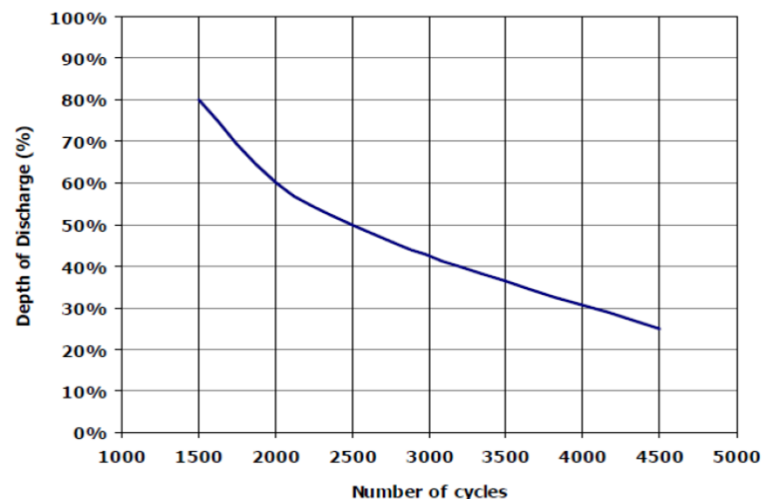


Fig. 5-7: Profundidad de descarga según número de ciclos en una batería

- Eficiencia del campo de paneles y energía neta a consumir: El sistema no produce el 100 % de la energía recolectada por los paneles, tiene varias pérdidas por resistencias en los cableados de AC/DC e eficiencias de los equipos inversor y regulador. Sabiendo esto, se calcula que se aprovecha en torno al 80 % de la energía generada. El detalle desglosado de pérdidas se muestra en el informe final que calcula PVSYST.

Teniendo en consideración cada punto nombrado, se tiene a modo de resumen que los criterios de diseño del sistema serían los siguientes:

- Autonomía del sistema, banco de baterías: 3 días.
- LOL: 5 %.
- Sistema de 48V.
- DOD: 40 % o lo que es lo mismo, SOC: 60 %.
- Eficiencia del sistema del 80 % por defecto.

Con todo ello, partiendo del consumo diario máximo, que en este caso es 13,7 KWh/día, lo que es lo mismo que 13.700 Wh/día, se tendría que:

$$P = VI \rightarrow I = \frac{P}{V}$$

El sistema diseñado es de 48 V, con lo que se tendría un consumo máximo diario de:

$$I = \frac{13.700 \text{ W}}{48 \text{ V}} = 285 \text{ A/Día}$$

Si se tiene una autonomía de 3 días, se tendría un total de

$$3 \cdot 285 \text{ A} = 855 \text{ A}$$

Ya que el bloque de baterías se va a descargar como máximo un 40 % (DOD), el bloque de baterías debe tener una corriente de:

$$\frac{855 \text{ A}}{0,4} = 2137 \text{ A}$$

Se selecciona un bloque de 24 baterías OPZ en serie, lo que conformará un bloque de 48 V (24 UD · 2V =48V).

La capacidad de estas baterías será de al menos 2137 Amperios, para ello se escoge el modelo OPZ Block PVV solar 16 PVV con 2240 amperios nominales.

En la siguiente imagen se puede visualizar una batería de este tipo, tomada de las especificaciones técnicas de su distribuidor.



Fig. 5-8: Batería BAE Secura PVV solar

5.5 Número de paneles necesario

Para el correcto dimensionado del número de paneles, es necesario que no exista pérdida de carga, lo que quiere decir que toda la energía consumida en la vivienda proceda de la instalación solar, para ello el campo fotovoltaico tiene que estar bien dimensionado con el fin de poder alimentar correctamente a las baterías y que no se de una falta de energía en ningún periodo de tiempo.

Para el dimensionamiento del campo de paneles hay varios criterios a tener en cuenta:

En primer lugar, el criterio de las horas pico solares. Es un criterio utilizado antiguamente, se suministraba la energía para la época más desfavorable del año con las Horas Pico Solares (HPS) de la provincia deseada. La hora solar pico se define como una unidad encargada de medir la irradiación solar y definirla como el tiempo (en horas) de una supuesta irradiación solar constante de 1000 W/m^2 . La fórmula para hallar el cálculo es:

$$\text{Potencia pico a instalar} = \text{Consumo diario} / (\text{HSP} \cdot \text{Rendimiento})$$

Para el caso de estudio, las horas pico solares de Huelva son 3,8 horas, por tanto:

$$P = \frac{13,7}{3,8 \cdot 0,8} = 4,5 \text{ kWp a instalar}$$

Este sistema sobredimensiona el campo de paneles, ya que se centra en el mes más desfavorable. Hoy en día se tienen predicciones de producción mensuales mucho más precisas.

Por otro lado, se tiene el criterio del consumo medio mensual que ofrece el programa informático PVsyst, según una serie de simulaciones se puede llegar a un resultado concreto más preciso que el anterior.

Actualmente PVsyst hace este cálculo mensual directamente y de manera más precisa, calculando la producción mensual con los datos de la media de los registros meteorológicos de las bases en los últimos 10 años. Se ha obtenido a través de dicho Software lo siguiente:

Export Format Monthly values Monthly Values Help

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3060 Wp

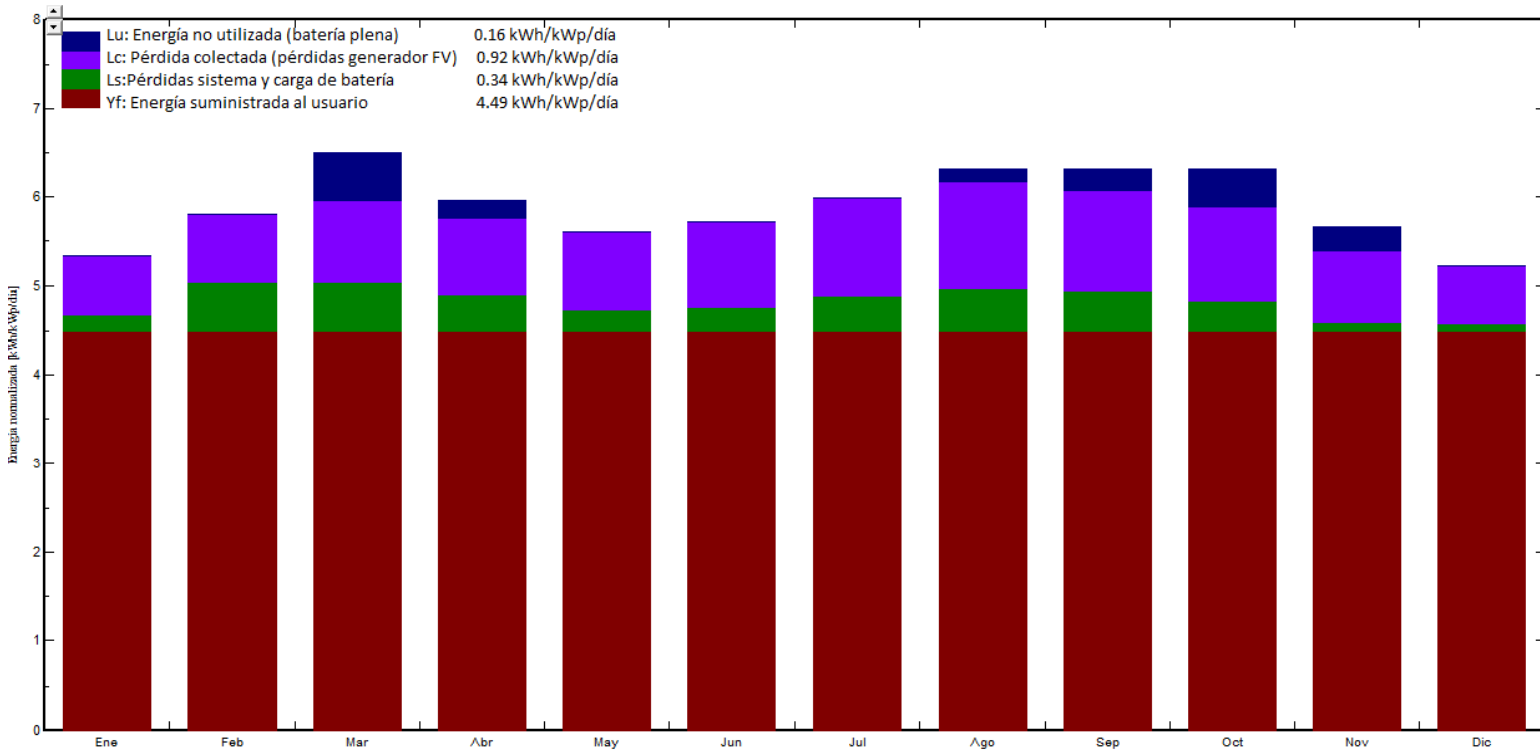


Fig. 5-9: Diagrama del balance de Energía Anual del sistema.

También se obtiene la siguiente gráfica para poder tener una idea clara de los consumos diarios.

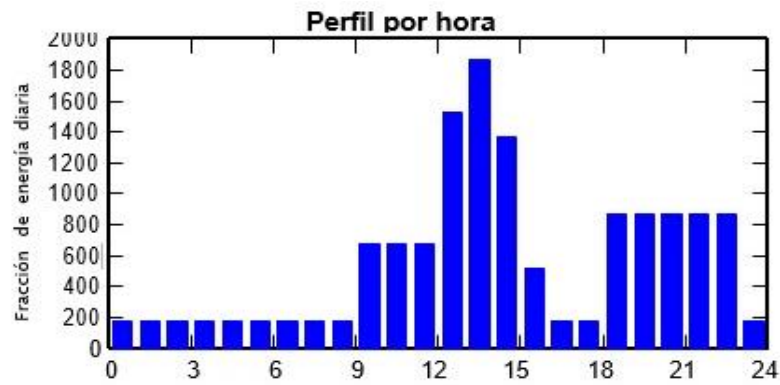


Fig. 5-10: Gráfica de consumo diario

Teniendo en cuenta datos procedentes del software, se dimensiona un campo de paneles de 3 kWp, el cual abastece energía suficiente para todos los meses del año según la predicción de producción de PVsyst. Se obtiene además una pérdida por estar la batería llena, menor que con el criterio de Horas Pico Solar.

Para suministrar estos 3 kWp, se elegirá el panel LG Electronics 255 W S1C, con las siguientes características:

- Intensidad por Corto- Circuito, ISC = 9,1 A
- Voltaje en circuito abierto, VOC = 37,7 V



Fig. 5-11: Panel fotovoltaico LG Electronics 255 W S1C

Por lo tanto, según las características se debe instalar el siguiente número de paneles:

$$3000 \text{ W} / 255 \text{ W} = 12 \text{ paneles}$$

5.6. Regulador de carga

La elección del regulador de carga será según la configuración de los paneles que se piense diseñar. Para ello se tiene que tener en cuenta la corriente y tensión máxima que aguantará el controlador.

Se ha seleccionado el regulador Flexmax 60- FM 60- 150 VCC, donde la corriente y tensión máxima son 60 Amperios y 150 Voltios respectivamente, quiere decir que la serie de paneles conectados no puede pasar los 150 Voltios y los strings en paralelo no superar los 60 Amperios.



Fig. 5-12: Regulador FLEXmax 60

Para ello, se va a configurar 4 strings en paralelo con 3 paneles en serie, hay que tener en cuenta las tensiones y corrientes más desfavorables que serán las de circuito abierto y corto circuito (nombradas en el punto anterior), así como aplicarle un coeficiente de seguridad del 15 % a estos valores.

Sabiendo que $I_{sc} = 9,1 \text{ A}$ y $V_{oc} = 37,7 \text{ V}$, se tienen los siguientes valores:

- Corriente en paralelo de 4 strings:

$$9,1 \cdot 4 = 36,4 \text{ A}$$

Aplicando el coeficiente de seguridad se tiene que la corriente total será:

$$36,4 \cdot 1,15 = 41,86 \text{ A}$$

No superando por tanto lo requerido, 60 Amperios de intensidad de corriente.

- Tensión en serie de 3 paneles:

$$37,7 \cdot 3 = 113 \text{ V}$$

Con el coeficiente de seguridad del 15 %, se tiene que la tensión total del sistema es $113 \cdot 1,15 = 130 \text{ V}$. No alcanzando los 150 V.

Por lo tanto, este regulador encajaría con esta configuración.

5.7. Determinación de la separación entre paneles solares

Debe existir una distancia de separación adecuada entre los paneles solares de cada fila, con el objetivo de reducir o suprimir el efecto de las sombras que pueden producirse por ellos mismos. Dicha distancia es en función de las dimensiones de los paneles, el ángulo de inclinación y la diferencia de cotas entre paneles.

La distancia mínima debe garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En el caso de estar con superficie plana u horizontal y cuyo azimut no difiera mucho de 0° . La expresión a usar es la siguiente (Ingelibre, 2014):

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

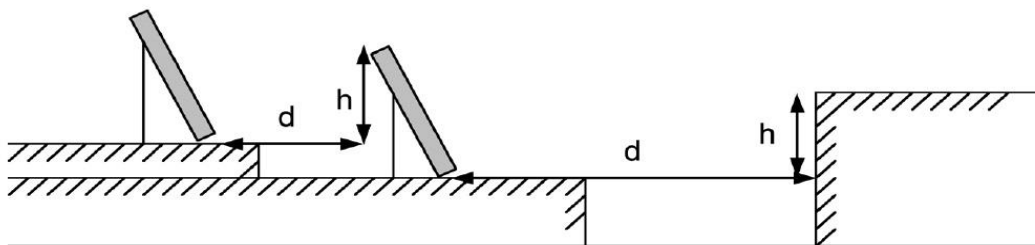


Fig. 5-13: Distancia mínima entre hileras para evitar pérdidas por sombras en la instalación

Para poder determinar la separación de los módulos en cubierta plana, en posición horizontal, se debe tener en cuenta una serie de datos, entre ellos la dimensión del panel solar seleccionado. De la ficha técnica del panel solar LG255S1C-G3, se sabe que poseen 1 m x 1,64 m.

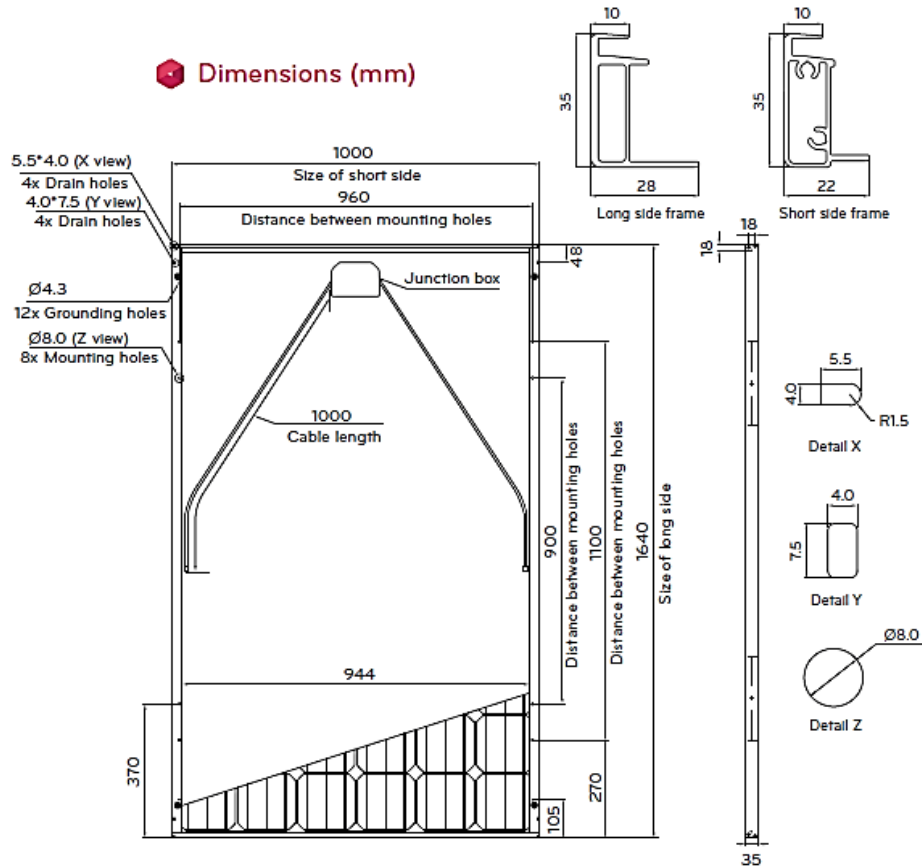


Fig. 5-14: Dimensiones del panel solar fotovoltaico LG Electronics 255S1C-G3

Con dichas dimensiones, la latitud de la instalación, el ángulo de inclinación de los módulos, la altura solar al medio día del mes más desfavorable ($90^\circ - \text{latitud del lugar} - 23,5^\circ$) y el número de paneles, se podrá hallar la distancia adecuada para colocar los paneles seleccionados. En la siguiente imagen se puede comprobar las mediciones halladas y la distancia a la que deberán colocarse los paneles.

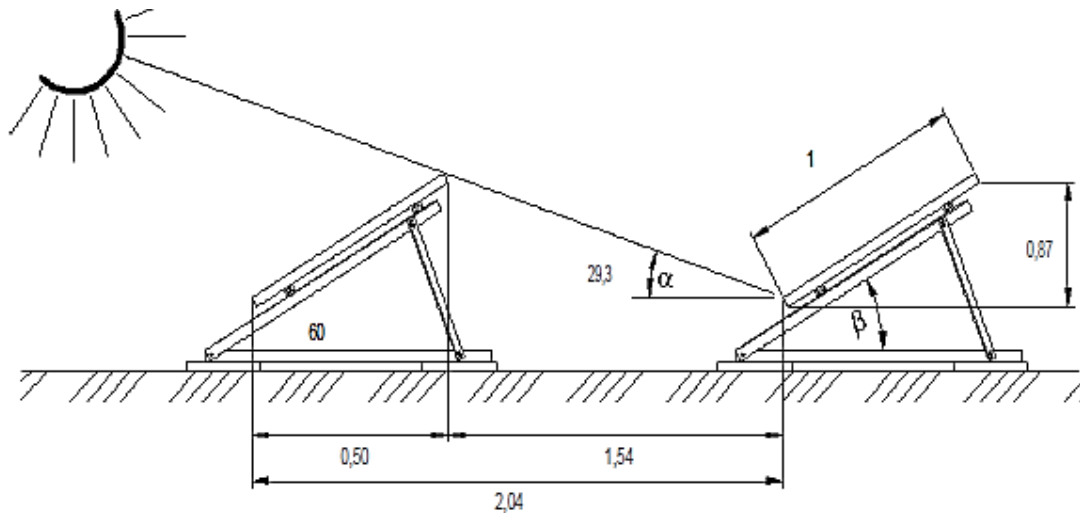


Fig. 5-15: Medidas en los paneles

Como se puede comprobar en la imagen anterior, la distancia mínima entre paneles deberá ser de 1,54 m y la distancia del reparto de líneas de módulos deberá ser como mínimo de 2,04 m, para que no existan pérdidas significativas en el sistema causadas por las sombras que se pudieran llegar a producir entre ellos.

5.8. Inversor

Se instalará un inversor que transforme la corriente continua procedente del sistema fotovoltaico en corriente alterna, haciendo posible con ello que los electrodomésticos y productos eléctricos puedan funcionar. Al tratarse de un sistema aislado, sin conexión a red eléctrica ésta crea una senoide propia.

Para el dimensionamiento de la potencia nominal del inversor se tiene que tener en cuenta la potencia máxima instantánea, en este caso según los consumos es 2 kW, con el fin de tener un margen de seguridad en el consumo pico extra se propone un sistema de 3 kW.

El inversor VICTRON MULTIPLUS 48/3000 incorpora las siguientes protecciones internas:

- Cortocircuito a la salida
- Sobrecarga
- Tensión de batería demasiado alta

- Temperatura demasiado alta
- 230 Vac \pm 2 % en la salida del inversor
- Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta



Fig. 5-16: Inversor Multiplus Victron Energy

5.9. Cableado

En este apartado se detallan los criterios y cálculos para definir las secciones del cableado que formará parte de la instalación proyectada, siguiendo lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión de 2002 y las recomendaciones del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. Se especificarán las características correspondientes a la parte de fotovoltaica, terminando los cálculos en el inversor.

5.9.1. Criterios

Para el cálculo de la sección del cableado habrá que tener en cuenta dos criterios y elegir el más desfavorable de ambos:

- Cálculo por máxima intensidad admisible: se basa en elegir una sección en función de la máxima intensidad que soporta una determinada sección y de la intensidad prevista que circulará por ella.

- Cálculo por la caída de tensión máxima admisible: se establece una caída de tensión máxima para un determinado tramo de conductor y se busca una sección que como máxima provoque esta caída.

El cálculo de la sección por intensidad máxima admisible se establece según el REBT de 2002, en la ITC-40. Donde se especifica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.

Por lo tanto, se determinará la sección mínima que debe tener los conductores según lo descrito en la norma UNE 20460-5-523/2004, y a partir de la tabla A.52-1 bis se buscará la sección que se necesite en función de la intensidad y del tipo de canalización.

Por otro lado, el cálculo de la sección por la máxima caída de tensión admisible se fija según el REBT de 2002 en la ITC-40. En ella se establece que para instalaciones generadoras, la máxima caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal. Por lo tanto, habría que hacer un estudio de las caídas de tensión admisibles en cada uno de los tramos de la instalación fotovoltaica.

En una instalación autónoma, se puede entender que se cuenta con varios generadores de baja tensión: el subsistema generador, el subsistema acumulador y el inversor de corriente, así se utilizarán las siguientes caídas de tensión:

CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN
Panel- Regulador	3 %
Regulador- Batería	1 %
Batería- Inversor	1 %
Circuito continua	1,5 %
Circuito alterna	1,5 %

Tabla 5-5: Caídas de tensión en instalaciones autónomas

Para calcular la sección se usara la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2PL}{UeK} = \frac{2IL}{U\Delta UK}$$

Siendo:

- P: Potencia en W
- L: Longitud de ida y vuelta en m
- U: Tensión del sistema en V
- e: Caída de tensión máxima en V
- K: Conductividad del conductor en $\Omega^{-1}m^{-1}$
- I: Intensidad en A

- ΔU : Caída de tensión máxima en tanto por uno

La caída de tensión del circuito se calculará según la siguiente fórmula:

$$e = 100 \frac{IL}{SUK}$$

Las intensidades a emplear para los distintos tramos serán:

- En el circuito panel-regulador se tomará como intensidad máxima de cálculo, I_{PR} , la generada por el campo fotovoltaico, I_g , calculada al dimensionar el regulador.
- En el circuito regulador-batería, I_{RB} , la intensidad máxima coincidirá con I_{PR} .
- En el circuito batería-inversor, I_{BI} , la intensidad máxima será función de la potencia máxima en alterna, P_{ca} .
- En el circuito de alimentación en continua, la intensidad máxima, I_{CC} , será función de la potencia máxima en continua, P_{CC} , y la tensión del sistema, V_{ns} .
- En el circuito de alimentación en alterna, la intensidad máxima, I_{ca} , será función de la potencia máxima en alterna, P_{ca} , y la tensión alterna de salida del inversor, V_{ca} .

Una cuestión que también se tiene que resolver es el valor de la conductividad del conductor empleado. Cuando no se conoce la temperatura ambiente de trabajo del receptor se usarán los valores más desfavorables de estas magnitudes, siempre en función del tipo de aislamiento, recordando que la temperatura máxima de los aislantes termoplásticos es de 70 °C y la de los aislantes termoestables es de 90 °C. La tabla siguiente muestra estos datos para la conductividad (medida en $\Omega^{-1}m^{-1}$), bastando realizar la inversa de los valores para obtener los correspondientes a resistividad:

Material	K_{20°	K_{70°	K_{90°
Cobre	56	47,6	44
Temperatura	20 °C	70 °C	90 °C

Tabla 5-6: Datos para la conductividad

Si en un caso se deseara ajustar el cálculo a la temperatura ambiente de trabajo, se tendría que seleccionar los valores de la tabla para el rango de temperatura inmediata superior a la estimada, entendiéndose que esta será la más desfavorable en verano.

Para el cableado de la parte de continua se empleará cable solar de cobre en instalación superficial, especialmente diseñado para proteger de la radiación directa. Se empleará cableado bajo tubo curvable de tipo

0,6/1 kV con una fuerza de compresión de 1250 Newton y una energía de impacto de 2 Julios. El cableado es el siguiente:



Fig. 5-17: Cable tipo 0,6/1 kV

Para la parte de corriente alterna se emplearán conductores flexibles de hilos de cobre electrolítico recocido de tipo ES07Z1-K (AS) 450/750 V, en instalación superficial. Tendrán una fuerza de compresión de 1250 N y una energía de impacto de 2 J. Se puede visualizar en la siguiente imagen:



Fig. 5-18: Cable tipo ES07Z1-K (AS)

5.9.2. Cableado en continua del panel solar a la caja string

Teniendo en cuenta las fórmulas justificadas anteriormente y lo requerido en la normativa específica, se tiene para el sistema ideado de 3 módulos en serie y 4 en paralelo, que:

$$I = I_{sc} \cdot 1,25 = 11,25 \text{ A.}$$

La longitud de ida y vuelta del tramo en metros es de 10 m.

La conductividad, $K = 44 \Omega^{-1}\text{m}^{-1}$.

$V = M \cdot V_{ocx} \cdot 1,15 = 152,39 \text{ V}$, donde M es el número de módulos en serie.

$$V (V)_{real} = 1,28 \text{ V.}$$

$$V (\%)_{\text{real}} = 0,84 \%$$

$$S_{\text{final}} = 4 \text{ mm}^2.$$

La caída de tensión es $< 3 \%$, donde lo recomendable es un máximo de $1,5 \%$, por lo tanto la caída de tensión es adecuada.

5.9.3. Cableado en continua de la caja string al regulador /

inversor

En esta parte de la instalación se tienen las siguientes mediciones:

$I = P \cdot I_{\text{sc}} \cdot 1,25 = 45 \text{ A}$, donde P es el número de cadenas en paralelo.

La longitud de ida y vuelta del tramo en metros es de 10 m.

La conductividad, $K = 44 \Omega^{-1}\text{m}^{-1}$.

$V = M \cdot V_{\text{ocx}} \cdot 1,15 = 152,39 \text{ V}$, donde M es el número de módulos en serie.

$$V (\text{V})_{\text{real}} = 2,05 \text{ V}.$$

$$V (\%)_{\text{real}} = 1,34 \%$$

$$S_{\text{final}} = 10 \text{ mm}^2.$$

La caída de tensión es $< 3 \%$, donde lo recomendable es un máximo de $1,5 \%$, por lo tanto la caída de tensión es adecuada.

5.9.4. Cableado en continua del regulador a las baterías

El cableado en esta parte tiene en cuenta la máxima corriente de carga que aguantará el regulador, por lo tanto los cálculos son:

$$I(\text{máxima corriente de carga}) = 60 \text{ A}$$

La longitud de ida y vuelta del tramo en metros es de 10 m

La conductividad, $K = 44 \Omega^{-1}\text{m}^{-1}$

$$V (\text{tensión del sistema}) = 48 \text{ V}$$

$$V (\text{V})_{\text{real}} = 0,85 \text{ V}$$

$$V (\%)_{\text{real}} = 1,78 \%$$

$$S_{\text{final}} = 32 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión es $< 3 \%$, por lo tanto la caída de tensión es correcta.

5.9.5. Cableado en alterna de inversor al cuadro de control y mando de la vivienda

En este tramo de la instalación se tiene en cuenta la máxima intensidad del inversor, con ello las diferentes mediciones son:

$$I (\text{Máxima intensidad del inversor}) = 15 \text{ A.}$$

La longitud de ida y vuelta del tramo en metros es de 30 m.

$$\cos \varphi = 1$$

$$\text{La conductividad, } K = 44 \Omega^{-1}\text{m}^{-1}$$

$$V = 230 \text{ V}$$

$$e (V)_{\text{real}} = 2,05 \text{ V}$$

$$e (\%)_{\text{real}} = 0,89 \%$$

$$S_{\text{adoptada}} = 10 \text{ mm}^2$$

Según el REBT ITC – 40, la caída de tensión tiene que tener un máximo de $1,5 \%$, en este caso se cumple con lo reglamentado, por lo tanto el sistema es apropiado.

5.10. Protecciones

En el diseño de la instalación generadora y su conexión se sigue lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) de 2002 y las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de red, con el objetivo de garantizar la seguridad de las personas y el correcto funcionamiento de la instalación. En concreto se consideran en el REBT el ITC-BT-22 de Protección contra sobrecargas y el ITC-BT-23 de Protección contra sobretensiones.

A tal efecto, la instalación fotovoltaica dispondrá de medidas de seguridad y protecciones, tanto para la parte de corriente continua (CC) como para la de corriente alterna (CA).

Las cajas de conexiones contarán con una protección mediante un fusible en cada string de entrada para proteger contra el contacto directo de personas, el dimensionamiento mínimo es $I_{sc} \cdot 1,25$. Además consta de un descargador de sobretensiones y un seccionador bajo carga. Estas protecciones limitarán la intensidad que llega al regulador y con ello a las baterías, realizando así una protección de la instalación, incluido cableado, que va desde los módulos a las baterías, pasando por el regulador. Para evitar corrientes de retorno en los paneles, estos llevarán asociados diodos de bloqueo.

Entre los reguladores y las baterías se instalarán interruptores de corriente continua, con una corriente nominal de 100 A, para tener un margen de seguridad. Se instalarán a la salida de los reguladores.

Para proteger el inversor por el lado de corriente continua, se colocará un interruptor automático de corriente continua antes del inversor, con el fin de proteger este dispositivo ante un posible fallo.

Respecto a la parte de corriente alterna, se instalará un Interruptor General Magneto térmico Bipolar de accionamiento manual para instalaciones monofásicas, de calibre adecuado, fijado sobre perfil DIN, con un poder de corte de 230 kV, 20 Amperios y curva de disparo B. Dimensionamiento Intensidad máxima de salida del inversor 15 por el 15 % de coeficiente de seguridad = intensidad mínima a proteger es de 17,25 A.

También se instalará un sistema de protección diferencial para la protección frente a contactos indirectos, mediante la colocación de un Interruptor Automático Diferencial monofásico, de 30 mA de sensibilidad de 20 ° de corriente máxima según el dimensionamiento anterior, con objeto de proteger a las personas en caso de derivación de cualquier elemento de la instalación. Se fijará sobre perfil DIN.

5.10.1. Toma de tierra

Hay que tener en cuenta que las instalaciones solares fotovoltaicas no deben generar riesgos ni para las personas, ni para los edificios ni para la red eléctrica, por lo tanto, se deben establecer además de medidas de protección contra sobreintensidades y sobretensiones, protecciones frente al contacto indirecto. Esto se resolverá a través de un sistema de puesta a tierra.

Según la ITC-BT 40, se establece que las instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que en todo momento aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las

masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Por otro lado, para la instalación se tiene que tener en cuenta que el valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT- 24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

Además, las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones aisladas de red dicen que todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios deberán contar con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. En este caso en particular, la tensión nominal es de 48 V, por lo tanto se fijará a tierra la estructura de aluminio de los paneles solares y la estructura de fijación.

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que puede aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Consiste en una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Gracias a esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de la instalación. Además la puesta a tierra permite el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.

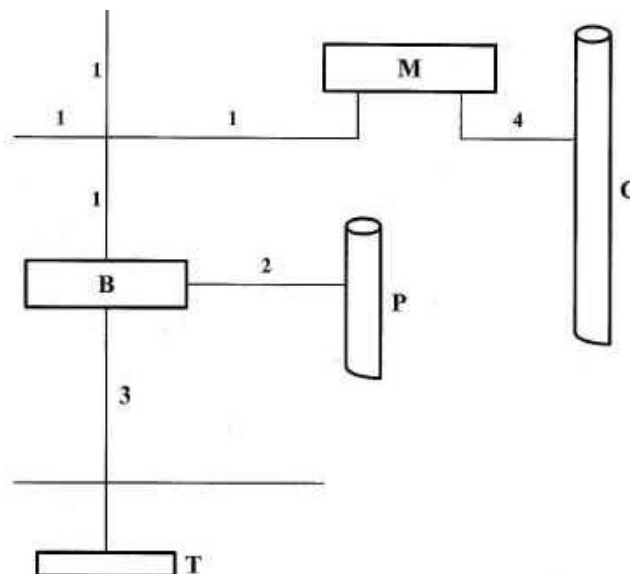


Fig. 5-19: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra

Dónde:

1. Conductor de protección.
 2. Conductor de unión equipotencial principal.
 3. Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
 4. Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B. Borne principal de tierra.
- M. Masa.
- C. Elemento conductor.
- P. Canalización metálica principal de agua.
- T. Toma de tierra.

Siguiendo la imagen anterior como referencia, se puede afirmar que las partes de la instalación de puesta a tierra son:

- Terreno: Es el elemento que absorbe las descargas.
- Toma de tierra: Es el elemento de unión entre el terreno y el circuito. Está formado por electrodos colocados en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra, en los puntos de puesta a tierra.
- Conductor de tierra: Une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas.
- Borne de tierra: Es la unión entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección: Unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.

Según la norma ITC-BT-18, Instalaciones de puesta a tierra, es sabido que el valor de la resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en locales conductores, como es el caso por estar los paneles a la intemperie.

Con todo lo aportado por la norma, se tendrá que la toma se tierra se realiza por medio de unos orificios presentes en el marco de los módulos fotovoltaicos, donde se visualiza el símbolo eléctrico de tierra. Y además se conectará a un punto de la estructura, evitando riesgos en la instalación.

6. SIMULACIÓN EN SOFTWARE PVSYST

La simulación del sistema en el software de cálculo arroja resultados más fiables que si se hiciera de manera manual, ya que tiene en cuenta una serie de factores que hacen que el resultado no se sobredimensione. Los datos que se van a presentar en este apartado, hallados tras la simulación, han sido comentados en mayor profundidad a lo largo del escrito en los apartados anteriores.

El programa genera un informe final con los resultados de la simulación donde se engloba el conjunto de todos los elementos de la instalación y una serie de gráficas que sirven de ayuda para entender la instalación de manera visual en su totalidad.

A continuación se hará una descripción del contenido que proporciona el informe de la simulación.

En la primera página se encuentran los datos de entrada que se han introducido en el programa para realizar el cálculo, cómo son la ubicación, número de paneles, capacidad de la batería, inclinación y orientación y factores de pérdidas en el generador fotovoltaico.

PVSYST V6.68		21/03/18	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Solar Aislada Lepe			
Lugar geográfico	Lepe	País	España
Ubicación	Latitud 37.25° N	Longitud	7.21° E
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud	22 m
Datos climatológicos:	Lepe	Meteonorm 7.1 (1991-2010) (Modified by user) - Síntesis	
Variante de simulación : v.5			
	Fecha de simulación	21/03/18 00h38	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	60°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	LG 255 S1C-G3
Original PVsyst database		Fabricante	LG Electronics
Número de módulos FV		En serie	3 módulos
total de módulos FV		Nº módulos	12
Potencia global generador		Nominal (STC)	3060 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	80 V
Superficie total		Superficie módulos	19.7 m²
		En paralelo	4 cadenas N°
		Pnom unitaria	255 Wp
		En cond. funciona.	2707 Wp (50°C)
		I mpp	34 A
		Superf. célula	17.2 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	40 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.8 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema			
	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	Block PVV solar 16 PVV 1291	
Características del banco de baterías	Fabricante	BAE Secura	
	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 2240 Ah
	Nº de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	FLEXmax 60 - 48V	
	Fabricante	Outback	
	Tecnología	MPPT converter	
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	98.1 / 96.8 %	Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
Umbral de Regulación Baterías Threshold commands as	Battery voltage	Battery voltage	
Carga	52.6 / 50.1 V	Corresp. SOC	0.90 / 0.75
Descarga	47.2 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.20 / 0.45
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios media			
		Constante durante el año 13.7 kWh/Día	

Fig. 6-1: Parámetros de la simulación

En la siguiente página se muestra las necesidades energéticas detalladas de los usuarios, incluyendo una tabla con las características de los electrodomésticos y aparatos eléctricos usados en la vivienda, el

número de ellos, la potencia, las horas diarias de uso y la energía consumida. En la siguiente tabla se comprueban esos datos:

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Bombillas LED	20	5 W/lámpara	5 h/día	500 Wh/día
TV / PC / Telefono	6	100 W/art.	5 h/día	3000 Wh/día
Estufa Electrica	1	500 W/art.	4 h/día	2000 Wh/día
Frigorifico Clase A+	2		24 Wh/día	1598 Wh/día
Lavadora	1		2 Wh/día	2000 Wh/día
Ventilador/aparato	1	100 W total	24 h/día	2400 Wh/día
Batidora/tostadora	2	350 W total	3 h/día	2100 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				13742 Wh/día

Tabla 6-1: Consumos domésticos diarios

Estos consumos diarios se toman como referencia de constante durante el año, teniendo una media de consumo máximo de energía diaria de 13,7 kWh/día. Con ello, se dimensiona el bloque de baterías teniendo en consideración que debe almacenar como mínimo esa necesidad para poder abastecer a los usuarios en todos los meses del año sin problemas en los días de poca radiación solar.

A continuación de esta tabla, en el informe final se muestra una gráfica del perfil de consumo por horas, donde en el eje de las abscisas se tienen las horas del día y en el eje de las ordenadas se representa la fracción de energía diaria en porcentaje. Esta gráfica nombrada es la siguiente:

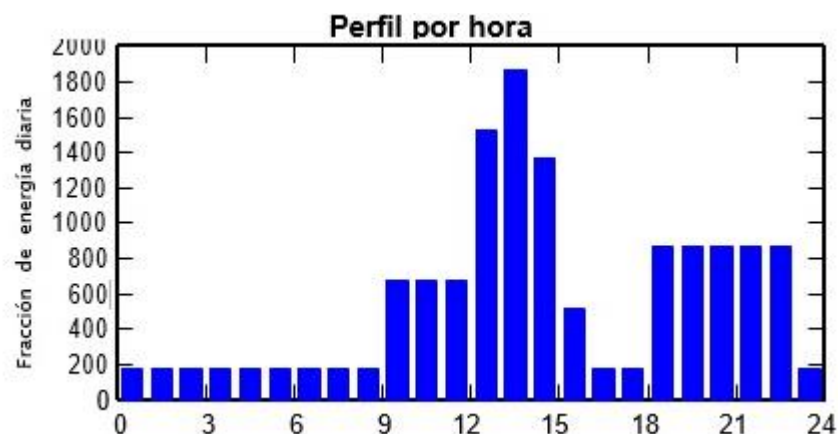


Fig. 6-2: Gráfica del consumo diario por horas

Se puede comprobar como entre las 12:00 h y las 15:00 h se establece el pico más alto de consumo, por lo tanto, si se dimensiona el

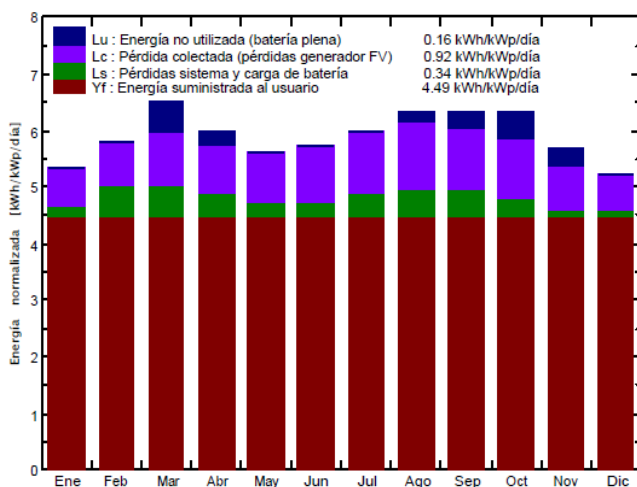
campo de paneles teniendo en cuenta el dato para esa hora exacta se conseguirá abastecer energía suficiente para todo el año.

La siguiente página del informe contiene gráficas de gran interés para ver cómo se comporta la instalación, ellas son las siguientes:

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	5.43 MWh/año	Produc. específico	1773 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	5.02 MWh/año	Exced. (inutilizado)	0.17 MWh/año
Pérdida de carga	Factor de rendimiento (PR)	76.12 %	Fracción solar SF	100.00 %
	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0.00 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3060 Wp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF

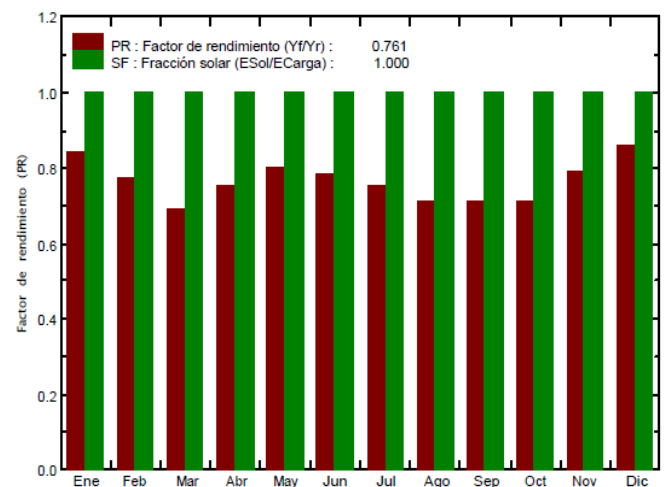


Fig. 6-3: Gráficas de producciones normalizadas y rendimiento

En la gráfica izquierda de la fig. 6-3, se puede comprobar en cada mes del año los datos de energía no utilizada por batería llena (azul oscuro), las pérdidas en el generador (azul), las pérdidas del sistema (verde) y la energía suministrada al usuario (rojo). Los valores más altos son los de energía suministrada al usuario, lo que quiere decir que el usuario se abastece de manera adecuada a lo largo del año, teniendo además en todos los meses energía no utilizada por batería llena, lo que es una buena señal para el sistema aunque los datos no sean relativamente altos. La altura total de cada barra representa la producción mensual de energía, se aprecia cómo los meses de enero y diciembre son los meses con menor producción y además la altura es muy similar, cosa que en apartados anteriores también se había comentado. Se aprecia también como los meses de mayor producción y de mayor energía no utilizada por batería llena, son los meses de Marzo, Abril y los meses de verano (Agosto, Septiembre y Octubre), cuando la temperatura comienza a subir en la ubicación donde se sitúa la instalación.

La gráfica derecha de la fig. 6-3, muestra la variación anual del factor de rendimiento PR (barras rojas) y de la fracción solar del sistema (relación entre la energía solar disponible y la carga del sistema fotovoltaico). El factor de rendimiento tiene que ver con cómo se aprovecha la energía, es decir, si la energía no usada es muy grande y además existen muchas pérdidas, como en los meses de verano, el rendimiento baja. En los meses de invierno el rendimiento es mayor, ya que gran parte de la energía generada es aprovechada.

En cuanto a la fracción solar (barras verdes), representa la relación existente entre la producción obtenida en la instalación fotovoltaica y los consumos mensuales que se requieren abastecer con la instalación. El valor oscila entre 0 (ninguna utilización de la energía solar) y 1 (toda la energía que se necesita se obtiene del sistema). En el caso presente, se observa en la gráfica derecha de la fig. 6-3, cómo la fracción solar es 1 para todos los meses del año (representado con barras verdes).

A continuación de las gráficas explicadas en los párrafos anteriores, se presenta en el informe una tabla donde se ilustran los balances y resultados principales con una leyenda en la parte inferior que especifica lo que quiere decir cada concepto.

v.5

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	81.5	162.8	0.432	0.000	0.000	0.426	0.426	1.000
Febrero	104.7	159.4	0.422	0.000	0.000	0.385	0.385	1.000
Marzo	165.5	196.5	0.518	0.052	0.000	0.426	0.426	1.000
Abril	192.0	172.7	0.455	0.018	0.000	0.412	0.412	1.000
Mayo	230.0	166.0	0.435	0.000	0.000	0.426	0.426	1.000
Junio	246.3	162.9	0.423	0.000	0.000	0.412	0.412	1.000
Julio	255.4	176.6	0.450	0.000	0.000	0.426	0.426	1.000
Agosto	226.6	188.5	0.475	0.015	0.000	0.426	0.426	1.000
Septiembre	173.4	184.1	0.466	0.022	0.000	0.412	0.412	1.000
Octubre	134.9	191.7	0.488	0.041	0.000	0.426	0.426	1.000
Noviembre	89.7	167.4	0.436	0.025	0.000	0.412	0.412	1.000
Diciembre	73.2	159.8	0.425	0.000	0.000	0.426	0.426	1.000
Año	1973.2	2088.4	5.425	0.174	0.000	5.016	5.016	1.000

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Tabla 6-2: Balances y resultados principales

En la tabla se pueden observar los valores de las gráficas expresados numéricamente. Los datos que más interesan son los de energía disponible, la energía no usada, la energía perdida, la energía suministrada y la energía requerida. Para que no exista pérdida de carga la energía perdida tiene que ser 0, lo que implica que la energía

suministrada al usuario y la necesidad de energía del usuario tienen que ser iguales. Además esto hace que la fracción solar será 1.

Por último, el informe en su última página muestra una imagen esquemática de la suma de las pérdidas de la instalación durante el año. Presenta de manera desglosada la influencia de las diferentes pérdidas en cada elemento de la instalación sobre su rendimiento global.

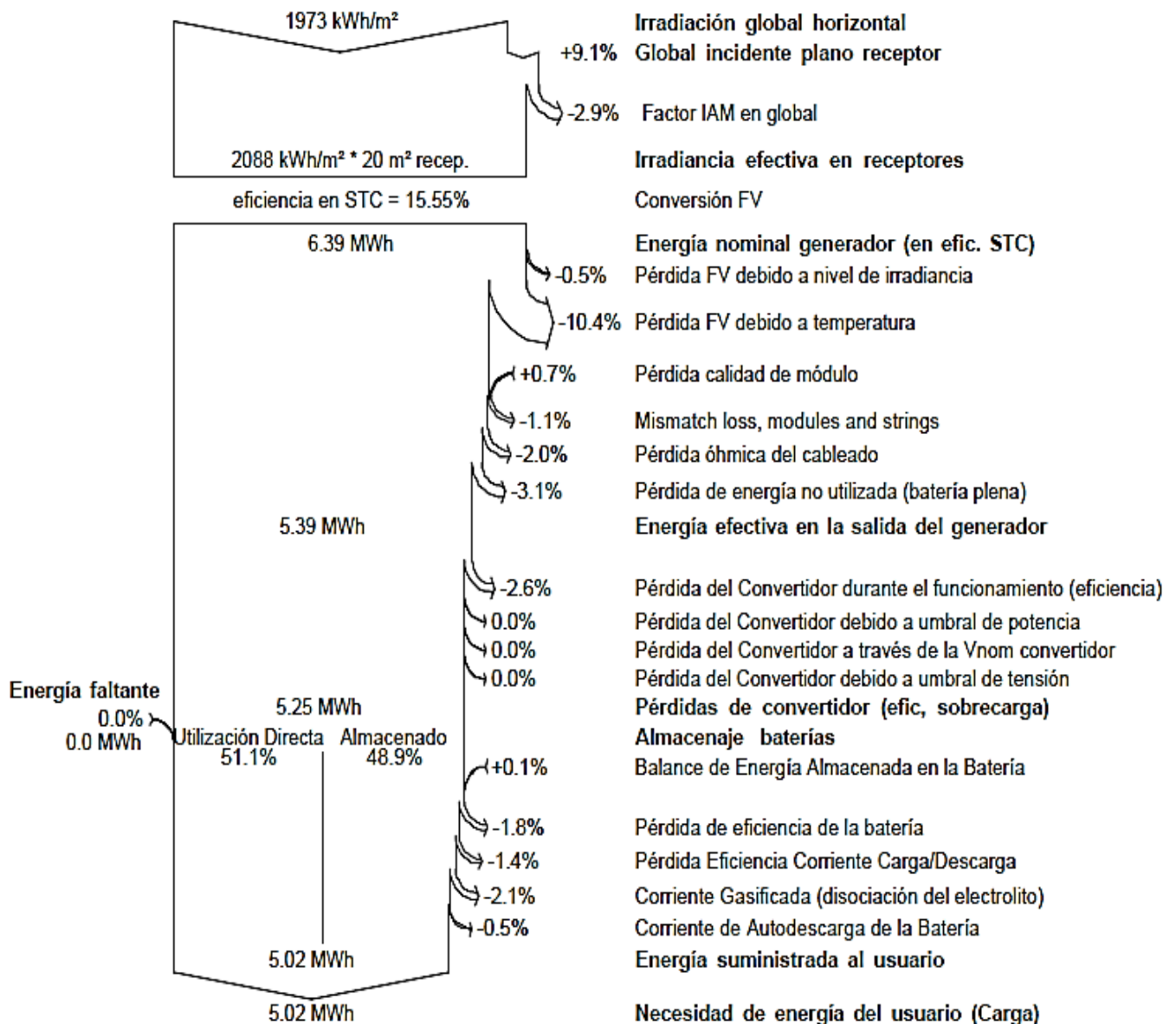


Fig. 6-4: Diagrama de pérdidas durante todo el año

Las pérdidas vienen desglosadas en distintos apartados, que vienen clasificadas por pérdidas de radiación (por la inclinación y orientación de los paneles principalmente), pérdidas en el generador (temperatura,

impedancia de los cables...) y, por último las pérdidas en el sistema de acumulación.

La ganancia más importante es debida a la inclinación de los paneles, ya que se produce una mayor irradiación que para la situación horizontal, logrando un 9 %.

Por otro lado, las mayores pérdidas se producirían por efecto de la temperatura, alcanzando un 10 %. La pérdida que le sigue es la pérdida por batería llena, que representa un 3 % de la energía total, se deben a no utilizar la energía disponible por no necesitarla y estar la batería completamente cargada.

En la parte inferior de la gráfica se representan los valores de energía final utilizada directamente y la almacenada, se tiene que la primera de ellas, se lleva el 51,1 % del total y la segunda un 48,9 %.

Otra información que se obtiene a través del programa de cálculo, es el esquema unifilar del sistema, se puede comprobar en la siguiente figura:

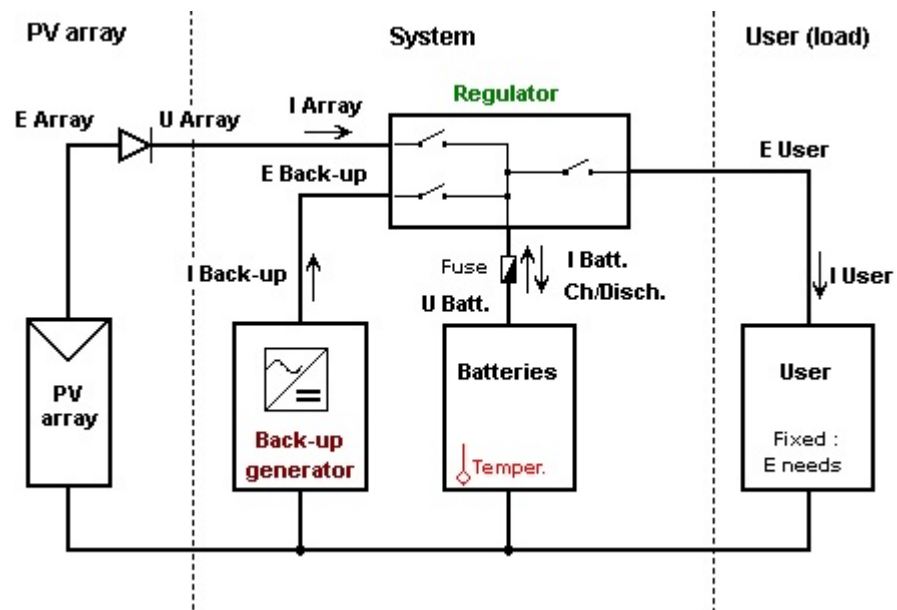


Fig. 6-1: Esquema unifilar del sistema

6.1. Resumen definitivo

Para que lo argumentado y el sistema a instalar queden claro, cabe presentar un resumen de los componentes. Se puede comprobar en la siguiente tabla:

COMPONENTE	MODELO	CONEXIÓN	TOTAL
Módulos fotovoltaicos	LG LG 255 S1C-G3	- 4 ramas en paralelo - 3 módulos en serie cada rama	12
Baterías	BAE Block 16 PVV solar 1291	- 24 vasos en serie	24
Reguladores	Outback FLEXmax 60	- 1 regulador	1
Inversor	Victron Multiplus 48/3000 230 V_{ac}	- 1 inversor	1

Tabla 6-3: Resumen definitivo del sistema instalado

7. BIBLIOGRAFIA

Climate-Data.Org. (2010). Clima: Lepe. Recuperado el 13 Mayo 2018, de <https://es.climate-data.org/location/57057/>

Energia Doble Cero. (2012). PVSYST. Recuperado el 13 Mayo 2018, de <http://energiadoblezero.com/herramientas-de-diseno-y-calculo/pvsyst>

EuropeanCommission. (Febrero 10, 2012). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, IDAE (2009).

Ingelibre. (Octubre 28, 2014). Cálculo de la distancia mínima entre placas solares. Recuperado de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>

PVSYST, Photovoltaic Software. (2012). Download PVSYST. Recuperado el 13 Mayo 2018, de <http://pvsyst.com/en/software/download>

Real Decreto 842/2002, Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 5, Asociación Española de Certificación y Normalización, (Agosto, 2002), Aenor.

UNE 20460-5-523:2004, Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables, Asociación Española de Certificación y Normalización, (Diciembre, 2004), Aenor.

ULHI. (NC). Diseño, dimensionado y selección de componentes de instalaciones fotovoltaicas autónomas. Mayo, 2018, de ULHI Sitio web: <https://ikastaroak.ulhi.net>

IMÁGENES

BAE. (2016). Batería BAE Secura PVV solar. [Figura]. Recuperado de http://www.offgridenergy.com.au/wp-content/uploads/2016/07/BAE_PVV_Datasheet.pdf

CablesRCT. (2018). Cable tipo 0,6/1 kV. [Figura]. Recuperado de <https://www.cablesrct.com/productos/cables-por-material/cables-pvc/170-0-6-1kv>

Climate-Data.Org. (2010). Tabla climática de Lepe. [Figura]. Recuperado de <https://es.climate-data.org/location/57057/>

Elaboración propia. (2018). Consumos diarios en la vivienda. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Definición de los consumos diarios en invierno. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Diagrama del balance de Energía Anual del sistema. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Diagramas de pérdidas durante todo el año. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Gráfica de consumo diario. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Gráfica del consumo diario por horas. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Gráficas de producciones normalizadas y rendimiento. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Gráficos de inclinación y orientación del plano obtenido en PVsyst. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Localización geográfica en coordenadas. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Medidas en los paneles. [Figura].

Elaboración propia. (2018). Orientación e inclinación de los paneles FV. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Parámetros de la simulación. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Trayectoria del sol en el lugar geográfico especificado. [Figura]. Recuperado de Software PVsyst.

EuropeanCommission. (2012). Página web PVGIS. [Figura]. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, BT-18. (2005). Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. [Figura]. Recuperado de http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf

GoogleMaps. (2005). Emplazamiento de la Instalación Solar Fotovoltaica. [Figura]. Recuperado de <https://www.google.es/maps>

Ingelibre. (2014). Distancia mínima entre hileras para evitar pérdidas por sombras en la instalación. [Figura]. Recuperado de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>

LGElectronics. (2013). Dimensiones del panel solar fotovoltaico LG Electronics 255S1C-G3. [Figura]. Recuperado de https://s3.amazonaws.com/ecodirect_docs/LG/LG255S1C-G3.pdf

LGElectronics. (2013). Panel fotovoltaico LG Electronics 255 W S1C. [Figura]. Recuperado de https://s3.amazonaws.com/ecodirect_docs/LG/LG255S1C-G3.pdf

OutBackPOWER. (2017). Regulador FLEXmax 60. [Figura]. Recuperado de http://www.outbackpower.com/downloads/documents/charge_controllers/flexmax_6080/specsheet_spanish.pdf

SEC. (2018). Superficie de la ubicación. [Figura]. Recuperado de <https://www.sedecatastro.gob.es/>

SEC. (2018). Superficie de la ubicación en 3D. [Figura]. Recuperado de <https://www.sedecatastro.gob.es/>

VictronEnergy. (2018). Inversor Multiplus Victron Energy. [Figura]. Recuperado de <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-MultiPlus-inverter-charger--800VA-5kVA-ES.pdf>

TABLAS

Elaboración propia. (2018). Consumos domésticos diarios. [Tabla]. Recuperado de Software PVsyst.

Elaboración propia. (2018). Resumen definitivo del sistema instalado. [Tabla].

EuropeanCommission. (2018). Irradiación solar mensual para la ubicación. [Tabla]. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/MRcalc.php>

EuropeanCommission. (2018). Consumo/radiación para inclinación de 15°. [Tabla]. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

EuropeanCommission. (2018). Consumo/radiación para inclinación de 30°. [Tabla]. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

EuropeanCommission. (2018). Consumo/radiación para inclinación de 45°. [Tabla]. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

EuropeanCommission. (2018). Consumo/radiación para inclinación de 60°. [Tabla]. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, BT-40. (2013). Caídas de tensión en instalaciones autónomas. [Tabla]. Recuperado de http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/Guia_bt_40_sep13R1.pdf

Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, BT-40. (2013). Datos para la conductividad. [Tabla]. Recuperado de http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/Guia_bt_40_sep13R1.pdf