



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

INSTALACIÓ DE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA CASA DE CAMPO AISLADA DE LA RED

**MEMÒRIA PRESENTADA PER:
RUBÉN ALCARAZ MASCARELL**

GRAU EN ENGINYERIA ELÈCTRICA

Convocatòria de defensa: OCTUBRE 2018

ÍNDICE

1. MEMORIA	2
1.1 RESUMEN	2
1.2 PALABRAS CLAVE	3
1.3 EMPLAZAMIENTO	3
1.4 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	3
1.5 REGLAMENTACIÓN Y NORMAS TÉCNICAS CONSIDERADAS	3
1.6 CLIMATOLOGÍA	4
2. CÁLCULOS	8
2.1 CONSUMOS	8
2.2 CÁLCULOS COMPONENTES INSTALACIÓN	21
2.2.1 Cálculo instalación fotovoltaica	21
2.2.1.1 Paneles fotovoltaicos	21
2.2.1.2 Cálculo instalación eólica	25
2.2.3 Baterías	27
2.2.4 Regulador	29
2.2.5 Inversor	29
2.2.6 Soportes paneles fotovoltaicos	30
2.3 CALCULO DE SECCIONES Y PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN	33
2.3.1 Tramo paneles fotovoltaicos a caja de conexiones	33
2.3.2 Tramo de caja de conexiones a regulador de carga	34
2.3.3 Tramo del regulador de carga a las baterías	34
2.3.4 Tramo de las baterías al inversor	34
2.3.5 Tramo del inversor a CGMP	35
3. COSTE DE LA INSTALACIÓN	36
4. CALCULO DE AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	37

Paginas web donde se recopila la información.

38

Esquema instalación

39

1. MEMORIA

1.1. RESUMEN

El objetivo de este proyecto es diseñar, justificar y legalizar una instalación híbrida, fotovoltaica y eólica aislada de la red, de una casa de campo situada en el municipio de Ador. La vivienda se encuentra en una zona des-urbanizada sin acceso a la red eléctrica. Dicha vivienda cubre todas las necesidades para una familia de cuatro personas

En la actualidad reciben la electricidad a través de un grupo electrógeno de diésel. La prioridad de este proyecto es cubrir todas las necesidades energéticas de la casa a través de energías renovables, realizar la instalación de acuerdo con toda la normativa vigente, justificar los elementos y consumos que componen esta instalación.

Por ello, con la instalación de paneles fotovoltaicos y un aerogenerador la vivienda no tendría la necesidad de recurrir a energías contaminantes como el diésel.

Además de dar a conocer ante la Administración los elementos y medidas de seguridad que se adoptaran y obtener la autorización para la instalación y puesta en servicio de la instalación.

RESUMEN EN INGLÉS

The objective of this project is to design, justify and legalize a hybrid installation, photovoltaic and wind isolated from the network, of a country house located in the municipality of Ador. The house is located in a de-urbanized area without access to the electricity grid. This housing covers all the needs for a family of four people

Currently they receive electricity through a diesel generator set. The priority of this project is to cover all the energy needs of the house through renewable energy, perform the installation in accordance with all current regulations, justify the elements and consumptions that make up this installation.

Therefore, with the installation of photovoltaic panels and a wind turbine the house would not have the need to resort to polluting energies such as diesel.

In addition to making known to the Administration the elements and security measures that will be adopted and obtaining authorization for the installation and commissioning of the installation.

1.2. PALABRAS CLAVE

- Renovables
- Eólica
- Fotovoltaica
- Auto-consumo
- Aislada

1.3. EMPLAZAMIENTO

El proyecto esta emplazado en la Calle Casa l'Alfas ,en el municipio de Ador (Valencia) La casa de campo tiene las siguientes coordenadas: 38°54'57.75"N 0°12'16.66"O.

1.4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se dispone de una vivienda de campo a la que se debe dar servicio eléctrico, cuyas dimensiones son 650 m². La potencia instalada en la vivienda es de es de 17876 W.

Al ser semejante la superficie útil de la vivienda su grado de electrificación también lo será, por tanto sus necesidades energéticas serán similares.

Con respecto a los paneles solares se montarán, en un terreno adyacente, el cuál actualmente no se le da ningún uso. Dicho paneles estarán montados sobre estructura de aluminio a nivel del suelo.

1.5. REGLAMENTACIÓN Y NORMAS TÉCNICAS CONSIDERADAS

Para la redacción del presente Proyecto, se ha tenido en cuenta los Reglamentos y Disposiciones siguientes:

- **Instalación eléctrica:**

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002)

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28/11/1977)

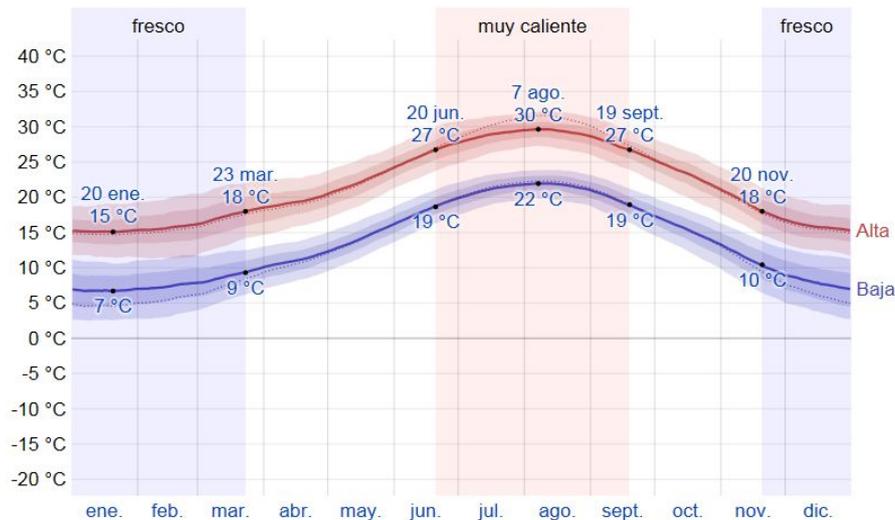
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 126, de 26/05/2007).

- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, publicado por el Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE).

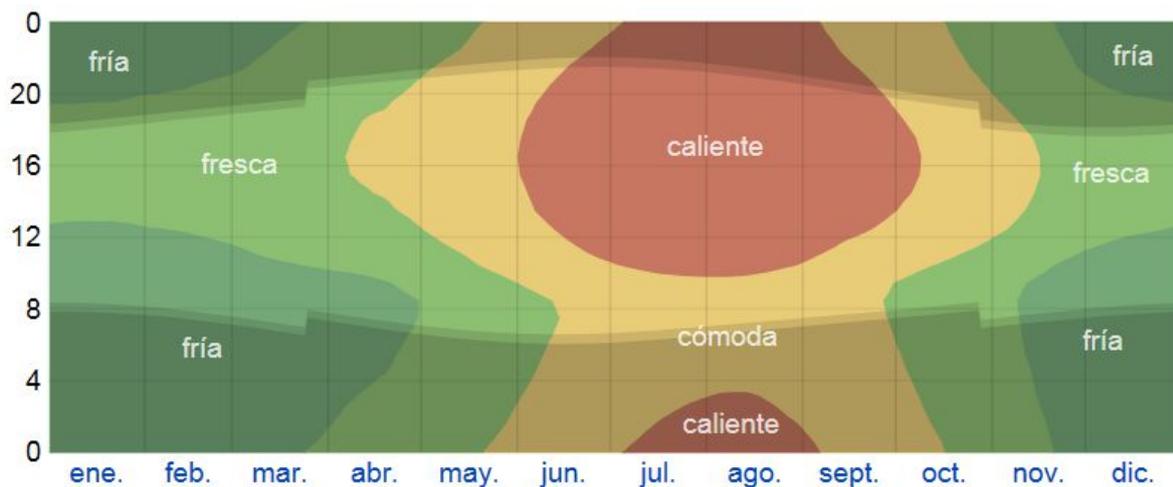
1.6. CLIMATOLOGÍA

Para instalaciones fotovoltaicas es muy importante tener en cuenta la situación de la instalación ya que son determinantes para para su calculo posterior.

En Ador, los veranos son calientes, bochornosos y mayormente despejados; los inviernos son largos, fríos, ventosos y parcialmente nublados y está seco durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 7 °C a 30 °C y rara vez baja a menos de 3 °C o sube a más de 32 °C.



La figura siguiente muestra una ilustración compacta de las temperaturas promedio por hora de todo el año. El eje horizontal es el día del año, el eje vertical es la hora y el color es la temperatura promedio para ese día y a esa hora.

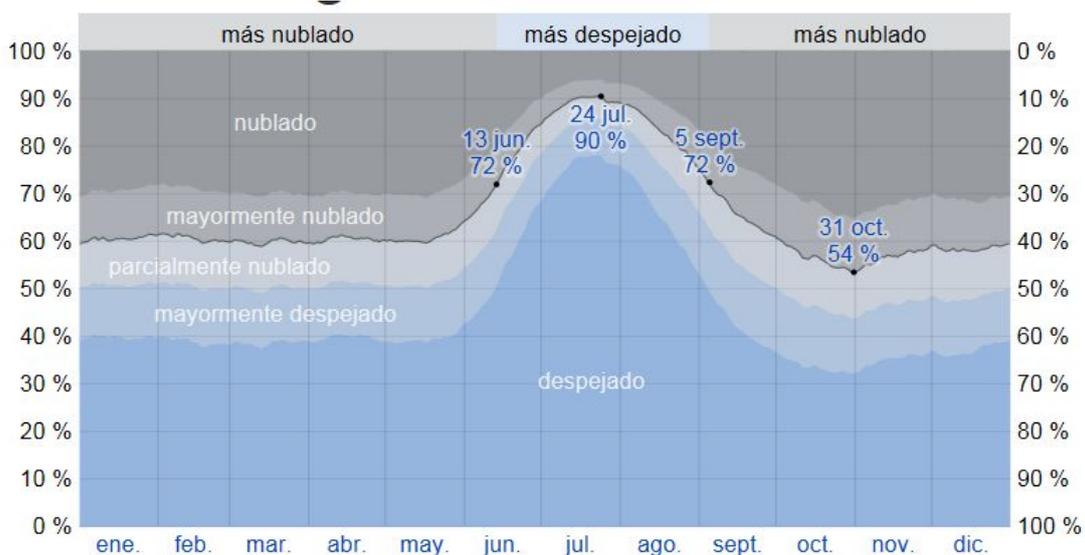


Nubes

En Ador, el promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes varía considerablemente en el transcurso del año.

La parte más despejada del año en Ador comienza aproximadamente el 13 de junio; dura 2,7 meses y se termina aproximadamente el 5 de septiembre. El 24 de julio, el día más despejado del año, el cielo está despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 90 % del tiempo y nublado o mayormente nublado el 9 % del tiempo.

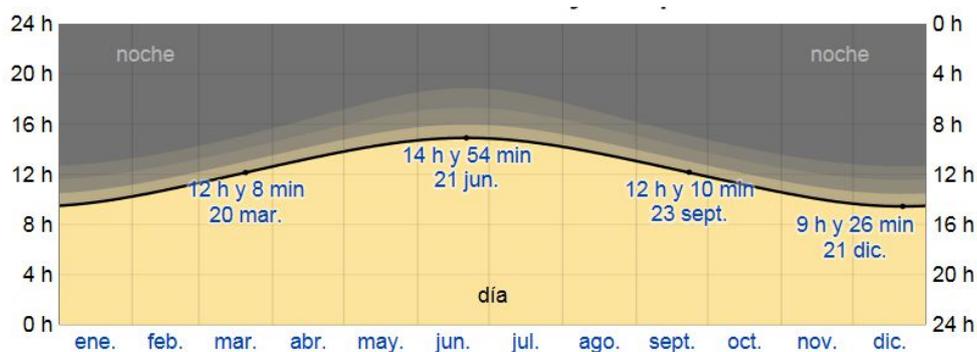
La parte más nublada del año comienza aproximadamente el 5 de septiembre; dura 9,3 meses y se termina aproximadamente el 13 de junio. El 31 de octubre, el día más nublado del año, el cielo está nublado o mayormente nublado el 47 % del tiempo y despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 54 % del tiempo.



Sol

La duración del día en Ador varía considerablemente durante el año. En 2018, el día más corto es el 21 de diciembre, con 9 horas y 26 minutos de luz natural; el día más largo es el 21 de junio, con 14 horas y 54 minutos de luz natural.

La salida del sol más temprana es a las 6:34 el 14 de junio, y la salida del sol más tardía es 1 hora y 48 minutos más tarde a las 8:22 el 27 de octubre. La puesta del sol más temprana es a las 17:38 el 7 de diciembre, y la puesta del sol más tardía es 3 horas y 52 minutos más tarde a las 21:30 el 28 de junio.

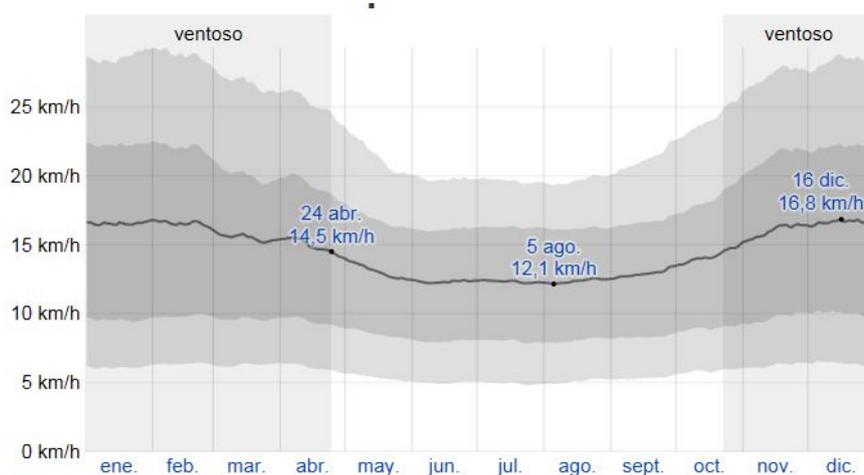


Viento

La velocidad promedio del viento por hora en Ador tiene variaciones estacionales leves en el transcurso del año.

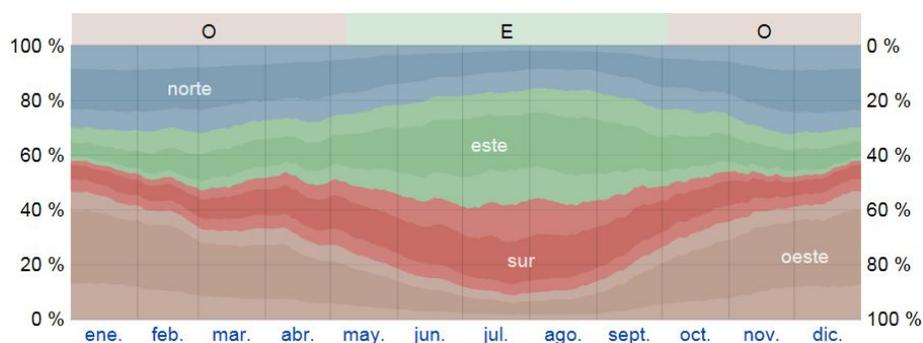
La parte más ventosa del año dura 6,1 meses, del 22 de octubre al 24 de abril, con velocidades promedio del viento de más de 14,5 kilómetros por hora. El día más ventoso del año es el 16 de diciembre, con una velocidad promedio del viento de 16,8 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 5,9 meses, del 24 de abril al 22 de octubre. El día más calmado del año es el 5 de agosto, con una velocidad promedio del viento de 12,1 kilómetros por hora.



La dirección predominante promedio por hora del viento en Ador varía durante el año.

El viento con más frecuencia viene del este durante 4,8 meses, del 8 de mayo al 3 de octubre, con un porcentaje máximo del 42 % en 22 de agosto. El viento con más frecuencia viene del oeste durante 7,2 meses, del 3 de octubre al 8 de mayo, con un porcentaje máximo del 47 % en 1 de enero.



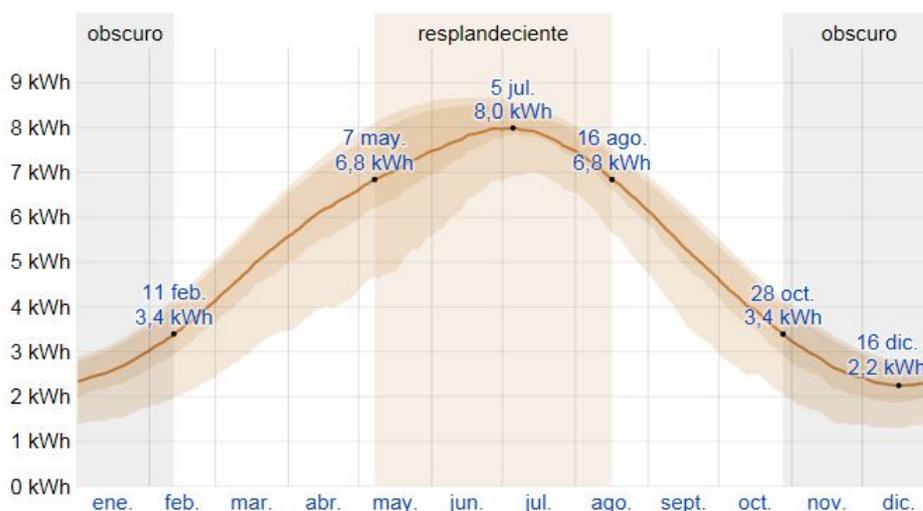
Energía Solar

Esta sección trata sobre la energía solar de onda corta incidente diaria total que llega a la superficie de la tierra en una área amplia, tomando en cuenta las variaciones estacionales de la duración del día, la elevación del sol sobre el horizonte y la absorción de las nubes y otros elementos atmosféricos. La radiación de onda corta incluye luz visible y radiación ultravioleta.

La energía solar de onda corta incidente promedio diaria tiene variaciones estacionales extremas durante el año.

El período más resplandeciente del año dura 3,3 meses, del 7 de mayo al 16 de agosto, con una energía de onda corta incidente diaria promedio por metro cuadrado superior a 6,8 kWh. El día más resplandeciente del año es el 5 de julio, con un promedio de 8,0 kWh.

El periodo más obscuro del año dura 3,4 meses, del 28 de octubre al 11 de febrero, con una energía de onda corta incidente diaria promedio por metro cuadrado de menos de 3,4 kWh. El día más obscuro del año es el 16 de diciembre, con un promedio de 2,2 kWh.



2. CÁLCULOS

2.1. CONSUMOS

Los consumos diarios están realizados dependiendo del mes y las condiciones climáticas, los cuales son aproximados teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Potencia del receptor.
- Unidades
- Horas de funcionamiento diarias.

Receptores instalados en la vivienda:

Aparato	Potencia (W)	Unidades
Televisión	70	3
Horno	2615	1
Microondas	900	1
Vitrocerámica	2000	1
Extractor cocina	180	1
Lavadora	2000	1
Plancha	2400	1
Compresor Termodinámica ACS	500	1
Luminaria	9	15
Nevera	400	1
Congelador	800	1
Bomba pozo	736	1
Aire Acondicionado	1500	3
Puerta cochera	300	1
Multimedia	200	1

Tabla 1. Potencia de receptores

Enero

Aparato	Potencia (W)	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	2	1
Luminaria	9	15	4	0,513
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,5	0,368
Aire Acondicionado	1500	3	0,5	2,25
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,995

Tabla 2. Consumo diario mes de Enero

Febrero

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	2	1
Luminaria	9	15	3,5	0,473
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,5	0,368
Aire Acondicionado	1500	3	0,4	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,505

Tabla 3. Consumo diario mes de Febrero

Marzo

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,7	0,85
Luminaria	9	15	3,3	0,446
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,4	0,294
Aire Acondicionado	1500	3	0,3	1,35
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	9,804

Tabla 4. Consumo diario mes de Marzo

Abril

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,6	0,8
Luminaria	9	15	3,3	0,446
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,4	0,294
Aire Acondicionado	1500	3	0,4	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,204

Tabla 5. Consumo diario mes de Abril

Mayo

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,5	0,75
Luminaria	9	15	3,3	0,446
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,4	0,294
Aire Acondicionado	1500	3	0,35	1,575
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	9,929

Tabla 6. Consumo diario mes de Mayo

Junio

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,3	0,65
Luminaria	9	15	3,3	0,446
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,4	0,294
Aire Acondicionado	1500	3	0,4	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,054

Tabla 7. Consumo diario mes de Junio

Julio

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1	0,5
Luminaria	9	15	3,3	0,446
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,5	1,2
Bomba pozo	736	1	0,4	0,294
Aire Acondicionado	1500	3	0,5	2,25
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,354

Tabla 8. Consumo diario mes de Julio

Agosto

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,3	0,65
Luminaria	9	15	3,3	0,446
Nevera	400	1	3,1	1,24
Congelador	800	1	1,7	1,36
Bomba pozo	736	1	0,5	0,368
Aire Acondicionado	1500	3	0,5	2,25
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,778

Tabla 9. Consumo diario mes de Agosto

Septiembre

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,4	0,7
Luminaria	9	15	3,4	0,459
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,6	1,28
Bomba pozo	736	1	0,4	0,295
Aire Acondicionado	1500	3	0,4	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,198

Tabla 10. Consumo diario mes de Septiembre

Octubre

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,5	0,75
Luminaria	9	15	3,4	0,459
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,6	1,28
Bomba pozo	736	1	0,4	0,295
Aire Acondicionado	1500	3	0,3	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,248

Tabla 11. Consumo diario mes de Octubre

Noviembre

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,5	0,75
Luminaria	9	15	3,7	0,5
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,6	1,28
Bomba pozo	736	1	0,4	0,295
Aire Acondicionado	1500	3	0,4	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,289

Tabla 12. Consumo diario mes de Noviembre

Diciembre

Aparato	Consumo	Unidades	Horas de funcionamiento	Kwh/dia
Televisión	70	3	3,2	0,672
Horno	2615	1	0,1	0,262
Microondas	900	1	0,2	0,18
Vitrocerámica	2000	1	0,6	1,2
Extractor cocina	180	1	1,5	0,270
Lavadora	2000	1	0,4	0,8
Plancha	2400	1	0,3	0,72
Compresor Termodinámica ACS	500	1	1,7	0,85
Luminaria	9	15	3,8	0,513
Nevera	400	1	3	1,2
Congelador	800	1	1,6	1,28
Bomba pozo	736	1	0,4	0,295
Aire Acondicionado	1500	3	0,4	1,8
Puerta cochera	300	1	0,2	0,06
Multimedia	200	1	1,5	0,3
			Total	10,402

Tabla 13. Consumo diario mes de Diciembre

A continuación realizaremos una tabla con la potencia consumida cada mes en relación a las potencias mensuales según los días de cada mes:

Mes	Días	KWh/mes
Enero	31	340,845
Febrero	28	294,140
Marzo	31	303,924
Abril	30	306,120
Mayo	31	307,799
Junio	30	301,620
Julio	31	320,974
Agosto	31	334,118
Septiembre	30	305,940
Octubre	31	317,688
Noviembre	30	308,670
Diciembre	31	322,462

Tabla 13. Potencia consumida mensual

2.2. CÁLCULO COMPONENTES INSTALACIÓN

2.2.1. Cálculo instalación fotovoltaica

2.2.1.1. Paneles fotovoltaicos

Para la realización de una instalación fotovoltaica debemos realizar una buena elección en los paneles fotovoltaicos, los cuales son los encargados de captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica. Para adaptar la instalación y obtener una mayor producción en los meses más desfavorables deberemos elegir la inclinación que más se ajuste a ella.

El panel fotovoltaico elegidos para esta instalación es el siguiente:

Sharp NU-RC300 / 300W	
P_{max} (Wp)	300
V_{oc} (V)	39,4
I_{sc} (A)	9,97
V_{mpp} (V)	31,2
I_{mpp} (A)	9,63
η_m (%)	18,3

Tabla 14. Características panel fotovoltaico

En un primer momento, nos hemos basado en la fórmula por la cual se calcula un ángulo mediante la latitud de la zona donde se instalarán los módulos. Dicho ángulo de inclinación sería para una instalación fotovoltaica anual. Teniendo Ador (Valencia) una latitud de 38 °N tendremos como resultado:

$$\beta = \text{Latitud} - 10$$

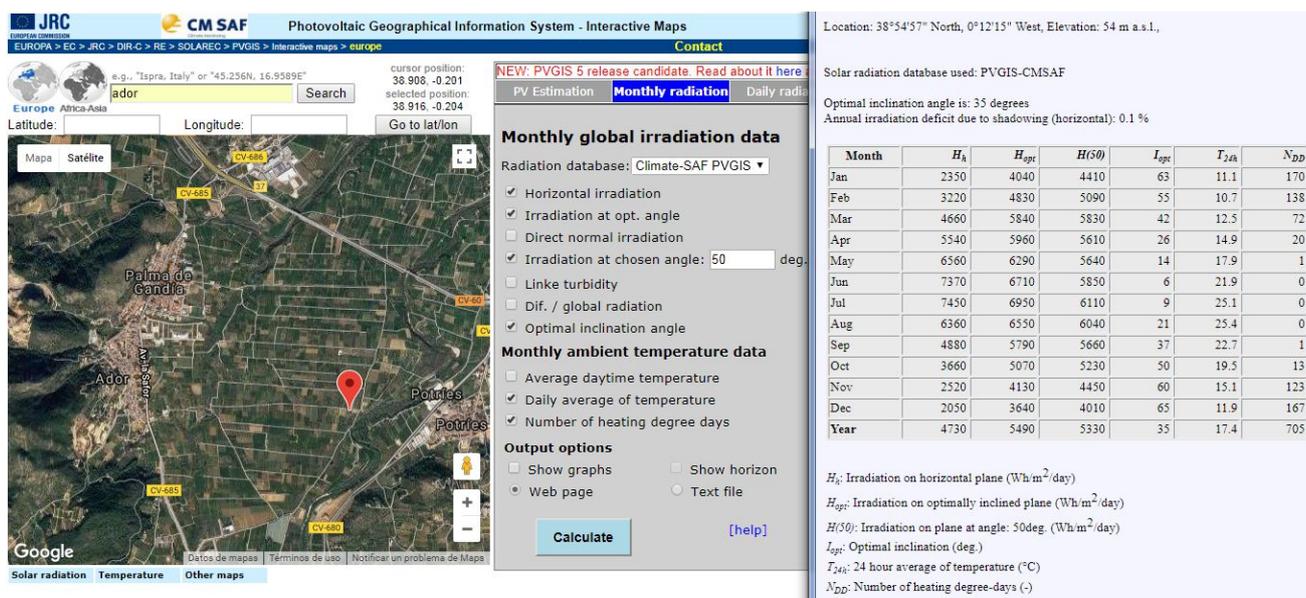
$$\beta = 38 - 10 = 28^\circ$$

Ahora utilizaremos el [PVGIS \(Photovoltaic Geographical Information System\)](#) para ver los datos de radiación solar en la misma instalación situada en Ador.

La utilización de esta plataforma, nos permite disponer de manera fiable y actualizada los valores de insolación para la localización que vamos a estudiar.

En primer lugar, será necesario ubicar nuestro emplazamiento en el mapa que la plataforma nos facilita. En segundo lugar, señalar el ángulo para el cual queremos obtener los resultados.

A continuación, mostramos los valores indicados y obtenidos PVGIS.



Observamos que disponemos de altos niveles de irradiación en los meses de verano y valores menores en los meses de invierno, como es natural. Consideramos aumentar el ángulo de inclinación de las placas con el objetivo de aumentar los valores de irradiación en invierno ya que nuestros mayores consumos se localizan en los meses de invierno y por lo tanto nos interesará una mayor producción en los paneles. Hemos aumentado el ángulo hasta 50°.

Adjuntamos a continuación los valores de radiación obtenidos para el ángulo elegido (50°) y el intermedio de (40°) y observamos que efectivamente hemos aumentado los valores para los meses de invierno, reduciendo los valores en verano y, por consiguiente la reducción del número de placas.

Mes	35°	40°	50°
Enero	4050	4190	4410
Febrero	4850	4970	5090
Marzo	5840	5870	5830
Abril	5960	5880	5610
Mayo	6290	6110	5640
Junio	6710	6460	5850
Julio	6950	6710	6110
Agosto	6550	6420	6040
Septiembre	5790	5790	5660
Octubre	5080	5160	5230
Noviembre	4130	4260	4450
Diciembre	3670	3820	4010

Tabla 15. Irradiación solar a 35°, 40° y 50°

El pagina del PVGIS nos daba como angulo optimo de inclinación 35° que lo utilizaremos mas adelante, para ves si las perdidas causadas por la inclinación elegida de 50° no son superiores a un 20% respecto a la inclinación optima. Según se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (IDAE).

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

A continuación calcularemos las perdidas por inclinación :

Mes	35°	50°	-20%
Enero	4050	4410	3240
Febrero	4850	5090	3880
Marzo	5840	5830	4672
Abril	5960	5610	4768
Mayo	6290	5640	5032
Junio	6710	5850	5368
Julio	6950	6110	5560
Agosto	6550	6040	5240
Septiembre	5790	5660	4632
Octubre	5080	5230	4064
Noviembre	4130	4450	3304
Diciembre	3670	4010	2936

Tabla 16. Perdidas causadas por inclinación respecto irradiación optima

En la siguiente tabla calcularemos los amperios hora mensuales utilizando la siguiente formula:

$$\text{Ah/mes} = (\text{Kwh} * 1000) / (\text{V}_{\text{instalación}} * \eta)$$

Tras esta operación conociendo los **Ah/mes** y la radiación **PVGIS** podremos conocer el coeficiente del mes más desfavorable, el **Cmd**, realizando la siguiente operación:

Días	Mes	Radiación mes PVGIS	Radiación día PVGIS	Consumo KWh/mes	Ah/mes	Ah/dia	Cmd
31	Enero	4410	142,258	340,845	10144,196	327,232	71,308
28	Febrero	5090	181,786	294,140	8754,167	312,649	48,156
31	Marzo	5830	188,064	303,924	9045,357	291,786	48,097
30	Abril	5610	187	306,120	9110,714	303,690	48,72
31	Mayo	5640	181,935	307,799	9160,685	295,506	50,35
30	Junio	5850	195	301,620	8976,786	299,227	46,034
31	Julio	6110	197,097	320,974	9552,798	308,155	48,467
31	Agosto	6040	187,240	334,118	9943,988	320,774	53,108
30	Septiembre	5660	188,667	305,940	9105,357	303,512	48,26
31	Octubre	5230	168,710	317,688	9454,405	304,980	56,039
30	Noviembre	4450	148,333	308,670	9186,607	306,220	61,93
31	Diciembre	4010	129,355	322,462	9597,083	309,583	74,192

Tabla 17. Coeficiente mes desfavorable

Para el calculo de paneles solares realizaremos las operaciones necesarias para calcular el numero de paneles fotovoltaicos para cubrir con las necesidades de consumo de nuestra instalación. Deberemos tener en cuenta el coeficiente del mes más desfavorable (Cmd), el cual es Diciembre con un 74,192. A parte realizaremos un sobre-dimensionamiento de la instalación de un 20%.

$$\text{N}^{\circ} \text{ de líneas en paralelo} = (\text{Cmd} * \text{Coeficiente de sobre-dimensionamiento}) / \text{Imp} \text{ Placa}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ de líneas en paralelo} = (74,192 * 1,2) / 9,63 = 9,245$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ placas en serie} = \text{V instalación} / \text{V placa} = 48 / 31,2 = 1,538$$

El resultado seria de 2 grupos de 5 líneas de paneles fotovoltaicos en paralelo y 2 en serie en cada una de las líneas. De esa forma tendríamos dos reguladores de carga para las baterías y

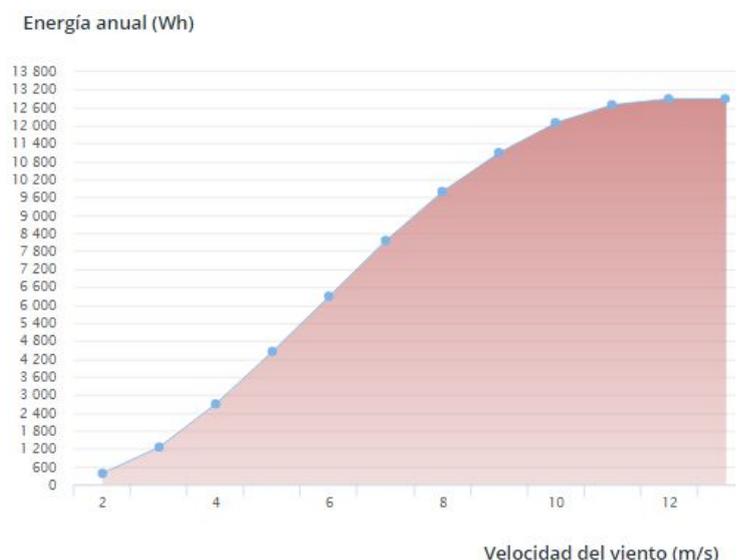
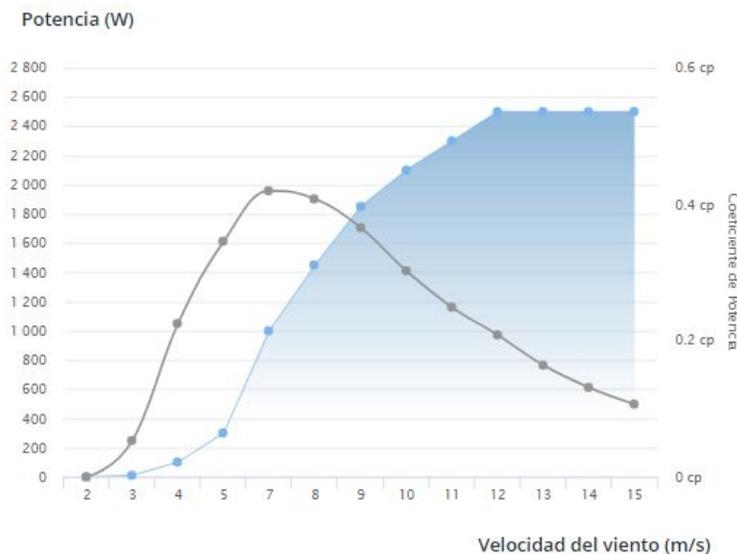
en caso de fallo de uno continuaríamos teniendo la mitad de la instalación fotovoltaica en funcionamiento.

Teniendo en cuenta la tensión de los paneles solares en serie seria de 62,4 Vdc a máximo rendimiento utilizaremos un regulador MPPT ajustado a 48 voltios y a la intensidad de total de los paneles solares.

2.2.2. Cálculo instalación eólica

El aerogenerador se utilizara como apoyo a la instalación solar, para que en caso de que la instalación solar no saque el 100% de su rendimiento por cuestiones climatología o un consumo rápido de las baterías ayudar a cargar estas.

Para el aerogenerador elegiremos el E30PRO de Enair, el cual está diseñado para cubrir la demanda energética de cualquier vivienda habitual, incluso con viento bajo. Su eficiencia de generación y diseño nos permite generar energía con muy bajo viento y a su vez soportar de forma eficiente la generación de fuertes vientos. Su producción se sitúa en más de 30kWh/día, con un viento entre 8 y 12m/s de media.



Datos técnicos aerogenerador E30PRO

Número de palas	3
Material palas	Fibra de vidrio con resinas y núcleo de poliuretano
Generador	250rpm nominaleds imanes de neodimio
Potencia	3000W
Potencia nominal	1900W (IEC 61400-2)
Tensión	48V
Clase de viento	CLASS I / IEC 61400-2 / NVN I - A
Diámetro	3,8m
Sentido de giro	Horario
Área de barrido	11,34m²
Peso	125Kg
Aplicaciones	Carga de baterías 24 o 48V y conexión a red
Viento de arranque	2m/s
Velocidad nominal	11m/s
Velocidad regulación del paso variable	12m/s
Velocidad de supervivencia	60m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a 60m/s
Tipo	Rotor de eje horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo con timón de orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo centrifugo con dos velocidades de actuación
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico por cortocircuito y aerodinámico por paso variable
Controlador	Carga de baterías
Ruido	48db Reducción al mínimo debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones. 1% más que el ruido ambiente del viento
Torre	Celosía, presilla, tubular. Abatibles o fijas de alturas variables según condiciones



2.2.3. Baterías

Las baterías serán las encargadas de acumular toda la energía generada por los paneles solares durante las horas de radiación y dotar de autonomía la instalación.

Para las baterías utilizaremos la de tipo estacionarias OPZs con un nivel de descarga de hasta el 80%, pero el calculo lo realizaremos para un nivel de descarga de un 70%. Utilizando un 70% conseguiremos alargar la vida útil de las baterías.

Como observamos en la tabla 17, el mes con el consumo Ah/día mas desfavorable es Enero con 327,232 Ah/día el cual utilizaremos para el calculo de las baterías al igual que deberemos tener cuenta los 3 días de autonomía con los que debe contar la instalación.

Hemos considerado rebajar el valor de días de autonomía de las baterías al mínimo exigido por IDAE (3 días) por distintas causas:

- Considerando la zona de Levante como zona con una alta radiación incluida la época de invierno.
- Considerando que la instalación esta dotada de paneles fotovoltaicos y de un aerogenerador.
- Considerando que la vivienda ya posee de un generador de gasolina de apoyo a la instalación híbrida.

A continuación con los datos obtenidos y a través de la siguiente formula calcularemos la capacidad de las baterías:

$C_{bat} = (\text{Ah/año más desfavorables} * \text{días de autonomía}) / \text{Profundidad de descarga}$

$$C_{bat} = (327,232 * 3) / 0,7 = 1402,423 \text{ Ah}$$

Una vez calculada la capacidad de la batería escogeremos la cual teniendo en cuenta las horas que debe tener de autonomía, que en este caso son 72 horas.

$$\text{N.º horas de descarga} = 72 \text{ h} \rightarrow C_{72}$$

Batería BAE 12PVS 1800: La batería estacionaria BAE 12PVS 1800 para C_{72} es de 1699 Ah.

Type	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah	R_i 1)	I_k 2)	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

Tal y como especifica IDAE referente a las horas de descarga de las baterías: “Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso.

$$C_{20} = 1486 \text{ Ah}$$

$C_{20} \geq C_{\text{bat}}$, en nuestro caso, este dato se cumple.

Observando el capítulo de IDAE, en el que se especifica que para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito del generador fotovoltaico.

En nuestro caso, puesto que tenemos una ISC total de:

$$I_{sc} = I_{sc \text{ panel}} * N^{\circ} \text{ paneles} = 9,97 * 20 = 199,4$$

Obtendremos unos valores muy por debajo de los restrictivos, por lo que nuestra instalación cumple sin problemas esta condición.

El modelo de la batería elegido es el OPZs BAE 12 PVS 1800 con C_{10} valor 1320 Ah. Esto significa que puede dar una corriente de 132 A durante 10 horas. Por lo tanto siendo cada vaso de 2V, utilizaremos 24 con el fin de llegar a los 48V de la instalación.

https://autosolar.es/pdf/BAE_SECURA_SOLAR.pdf

2.2.4. Regulador

Procedemos a calcular el regulador, que se encargará de controlar constantemente el estado de la carga de las baterías, así como la intensidad de carga con el propósito de alargar al máximo su vida.

Como hemos mencionado antes, hemos distribuido las placas en 2 grupos los cuales irán cada uno asociado a un regulador diferente. Hemos considerado esta posibilidad porque hemos desestimado utilizar únicamente un regulador ya que en caso de fallo de éste, la instalación quedaría completamente fuera de servicio.

Para la calculo del regulador hemos realizado la siguiente operación:

$$I_{\max} = N^{\circ} \text{ lineas paralelo} * I_{\text{mpp}}$$

$$I_{\max} = 5 * 9,63 = 48,15 \text{ A}$$

Los reguladores elegidos serán el MPPT 150/60 de Victron Energy el cual hemos obtenido en la siguiente dirección:

https://autosolar.es/pdf/MPPT-150V-45A_a_150V-100A.pdf

2.2.5. Inversor

Dado que el inversor debe poder proporcionar una potencia instantánea para cubrir todas las necesidades en un momento dado la cual es 17876 W. Por otra parte el la potencia consumida instantánea nunca sera el máximo de la potencia instalada como hemos observado en los cálculos mensuales, por lo que consideraremos un factor de simultaneidad de un 50% menos de la potencia de instalación.

Para ello utilizaremos la siguiente formula:

$$P_{\text{inversor}} = P_{\text{instalada}} * C_s$$

$$P_{\text{inversor}} = 17876 * 0,5$$

$$P_{\text{inversor}} = 8938 \text{ W}$$

Una vez realizado el calculo observamos que la potencia del inversor tendría de ser de 9000 W, actuando de la misma manera que en los paneles solares y los reguladores dividiremos la potencia del inversor. Los inversores elegidos son 48/5000/70-100/100 de la marca Victron

Energy de 4500 W de manera continua y de 10000w de potencia pico. De esa manera en caso de fallo de uno de ellos siempre tendremos un suministro mínimo de 4500 W.

Por otra parte, el cargador, es el encargado de activar un generador de energía alternativo a los paneles solares en caso de que las baterías bajen del mínimo de tensión. Es en este caso, cuando el cargador activa el generador y alimenta simultáneamente tanto las baterías.

Las necesidades de nuestra instalación estarán cubiertas con ambos inversores, y que tendremos una potencia total de los inversores de 9000kW.

2.2.6. Soportes paneles fotovoltaicos

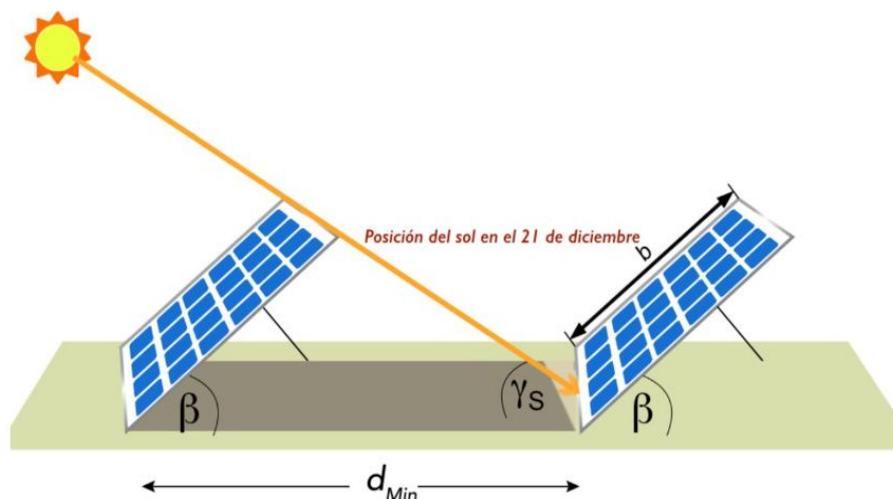
En soportes es muy importante que el fabricante garantice la integridad de la estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos pues éstos se ven expuestos a dilataciones térmicas, condiciones meteorológicas adversas o el llamado “efecto vela” que puede producir el viento sobre la placa al disponer esta de gran inclinación, como resulta en nuestro caso.

La estructura de soporte debe garantizar las sobrecargas de nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

El estudio de las distancias y elementos de suportación están desarrollados para el ángulo de inclinación especificado al inicio de la memoria y que corresponde a 50° .

Nuestro objetivo es economizar el espacio de la instalación sin alterar su correcto funcionamiento. El principal problema que nos encontramos, se debe a que como resultado de la inclinación del panel, se producen sombras ya que no mantiene la misma inclinación que la superficie que los sustenta. Por ello hemos desarrollado un estudio con la finalidad de conseguir la menor distancia entre placas sin que se generen sombras unas sobre otras.

La resolución de este problema ha de hacerse mediante el estudio geométrico de la superficie de trabajo. Este estudio se ha realizado para el caso más desfavorable, donde la declinación solar incide sobre nuestra superficie con el menor ángulo. Esto se corresponde con el solsticio de invierno, el día 21 de diciembre, y cuyo valor es $-23,45^\circ$.



Aplicando la fórmula $\gamma_s = (90^\circ + \Phi + \delta)$ siendo Φ el valor de la latitud de nuestro emplazamiento y δ el valor de la declinación más desfavorable. Como resultado, obtendremos:

$$\gamma_s = (90^\circ - 38,54 - 23,45)$$

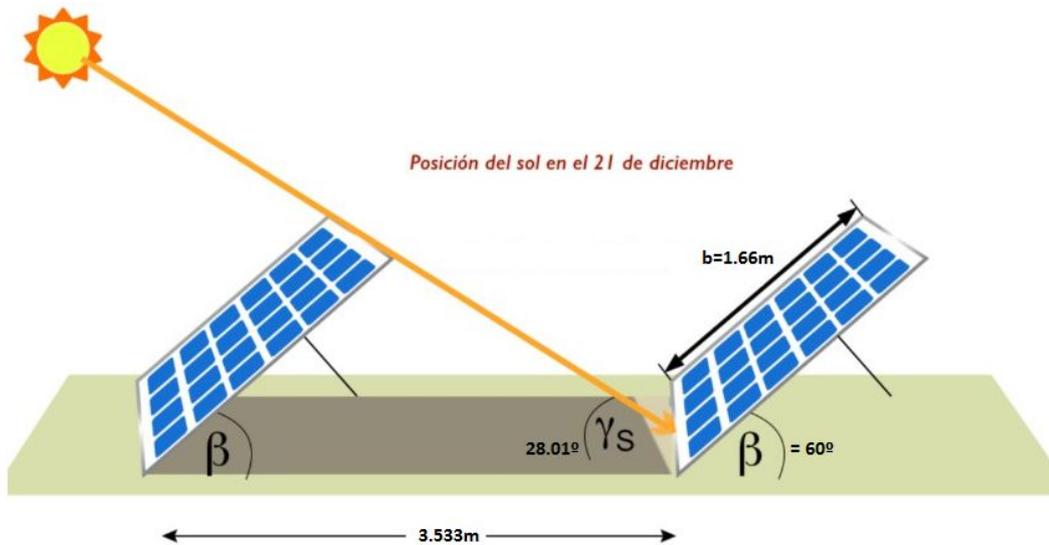
$$\gamma_s = 28,01^\circ$$

Aplicando la siguiente fórmulas:

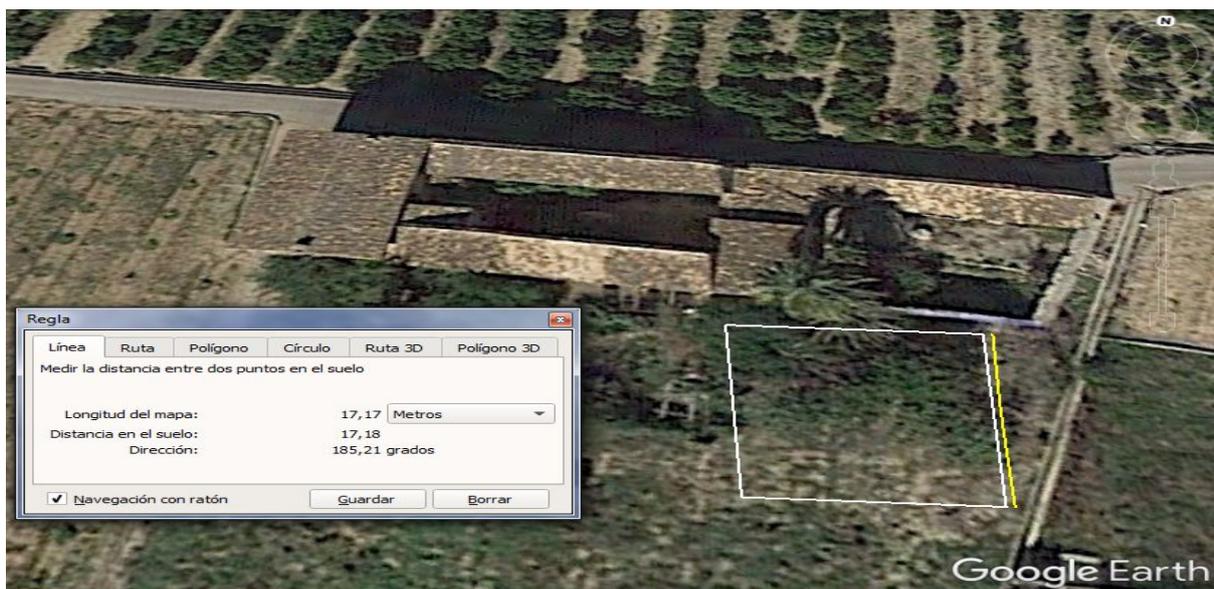
$$d_{\min} = b * ((\sin(\gamma_s + \beta)) / (\sin \gamma_s))$$

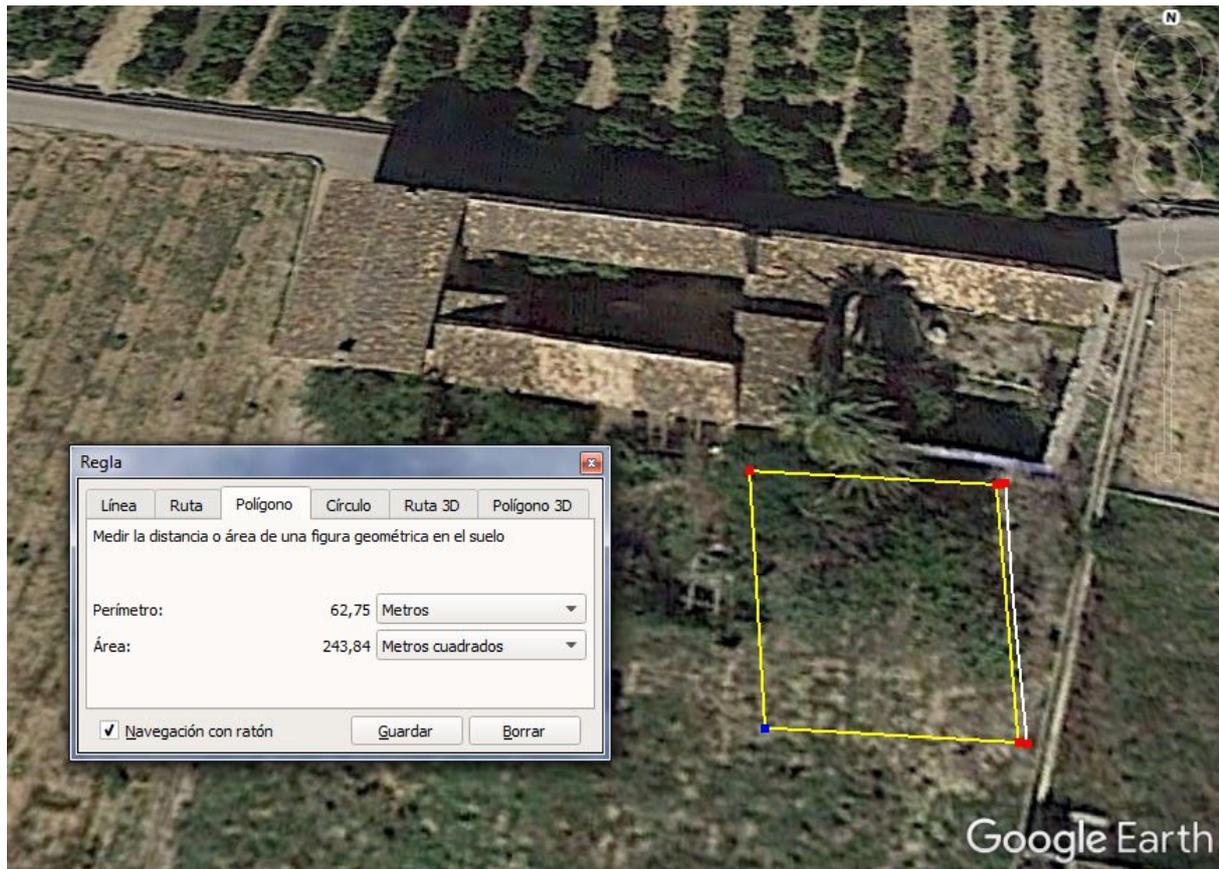
$$d_{\min} = 1,66 * ((\sin(28,01 + 60)) / (\sin 28,01))$$

$$d_{\min} = 3,533 \text{ m}$$



El lugar y las dimensiones donde pondremos los paneles solares son los mostrados a continuación a través de la aplicación de Google Earth:





Como podemos observar, el área para la instalación de los paneles fotovoltaicos es muy extensa, por lo que no tendremos ningún problema en la separación entre filas de los paneles solares.

La forma en que vamos a distribuir los paneles solares es de 4 filas en grupos de 5 paneles fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos se fijaran a una estructura de acero inoxidable anclada sobre bloques de hormigón. Toda la tornillería sera de acero inoxidable.

Como se indica el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red:

La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

La sujeción de la estructura a los bloques de hormigón se realizara a través de taco químico.

La estructura utilizada es de Techno Sun, ajustable de 30° a 60°. La ficha técnica se puede consultar en el siguiente enlace:

<http://www.technosun.com/es/descargas/Techno-Sun-estructura-ajustablesuperficie-plana-ficha-EN.pdf>

2.3. CALCULO DE SECCIONES Y PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN

El cableado dimensionado presentará una sección suficiente para asegurar que se minimizan las pérdidas por caída de tensión.

Para el cálculo de las secciones de los conductores empleados, nos hemos apoyado en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

Para estudiar las secciones y protecciones óptimas para la instalación, hemos considerado separar los cálculos según tramos, para mostrarlos de la manera más clara y esquemática posible.

2.3.1. Tramo paneles fotovoltaicos a caja de conexiones

Según establece la UNE-EA 0038-2008, para el cableado de string se empleará cable tipo FOTOVOLTAICO ZZ-F. Este tipo de conductores se ha desarrollado para su utilización única en instalaciones fotovoltaicas, de forma que presenta las cualidades óptimas para este uso. Se ha seleccionado el cable de la compañía General Cable, Exzhellent Solar ZZ-F. Es un cable de cobre estañado y flexible de clase 5 con aislamiento y cubierta exterior, además su tensión asignada de aislamiento es de 1,8 kV en corriente continua.

[https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Chile%20Site/Productos%20y%20Soluciones/ERNC/Solares/Exzhellent-Solar-ZZ-F-\(AS\).pdf?ext=.pdf](https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Chile%20Site/Productos%20y%20Soluciones/ERNC/Solares/Exzhellent-Solar-ZZ-F-(AS).pdf?ext=.pdf)

Para este grupo de placas calculamos la sección del conductor sabiendo que se debe cumplir la condición de la caída de tensión para toda la parte de corriente continua de igual o menor que 1.5%.

Como los dos grupos son iguales, el mismo calculo nos servira para los dos grupos de paneles fotovoltaicos. Debemos tener en cuenta la aplicación de un factor de 0,9 conveniente por estar expuesto al sol (sobrecalentamiento por radiación solar... UNE 20435), y 0,9 adicional por considerar un ambiente que pueda llegar a 50 °C (UNE 20460-5-523), tenemos como intensidad:

$$I' = 1,25 \times 9,97 / (0,9 \times 0,9) = 15,39 \text{ A}$$

Con este valor, utilizamos la siguiente expresión para calcular la sección del conductor, desde placa a caja de conexiones:

$$S = (2 * L * I) / (\gamma * e)$$

$$S = (2 * 11,2 * 15,39) / (44 * (39,4 * 2 * (0,45 / 100)))$$

$$S = 22,1 \text{ mm}^2$$

Por lo que consultando el catálogo del fabricante, elegiremos una sección de 25 mm².

Hemos obtenido la sección para la línea que conectará las 2 placas, este proceso será idéntico para las para el otro grupo de paneles al ser de idénticas características. Hemos decidido poner fusibles de 16 A con el fin de proteger y a la vez poder aislar eléctricamente los paneles en caso de necesidades de mantenimiento o realización de pruebas .

2.3.2. Tramo de caja de conexiones a regulador de carga

Las cajas de conexiones estarán situadas en el interior de la vivienda junto a los reguladores, baterías e inversores.

Para el cable que conecta la caja de conexiones y los reguladores, utilizaremos el mismo que en apartado anterior.

La distancia entre la caja de conexiones y el regulador sera de 1,5 m. Para este tramo consideraremos una caída de tensión de 0.45%, con el objetivo de poder tener en la parte de CC, como se indica en IDAE, un máximo de 1.5%.

$$S = (2*L*I)/(\gamma*e)$$

$$S = (2*1,5*15,39)/(44* (39,4*2*(0,45/100)))$$

$$S = 2,95 \text{ mm}^2$$

Por lo que consultando el catálogo del fabricante, elegiremos una sección de 6 mm² que soporta 70 A. También irán provistas de un interruptor automático para corriente continua de 2 polos y con una intensidad de 63 A cada grupo de la marca Schneider Electric.

2.3.3. Tramo del regulador de carga a las baterías

Considerando una caída de tensión de 0.3% con el fin de tener un valor igual o menor a 1.5% y una distancia de 3 metros entre los elementos a conectar, realizaremos la siguiente operación:

$$S = (2*L*I)/(\gamma*e)$$

$$S = (2*1,5*15,39)/(44* (39,4*2*(0,3/100)))$$

$$S = 8,88 \text{ mm}^2$$

Por lo que consultando el catálogo del fabricante, elegiremos una sección de 10 mm² que soporta 96 A. También irán provistas de un interruptor automático para corriente continua de 2 polos y con una intensidad de 63 A cada grupo de la marca Schneider Electric.

2.3.4. Tramo de las baterías al inversor

Para el tramo desde las batería al inversor utilizaremos el mismo tipo de cable que en los apartados anteriores.

Conociendo el valor de la C20 = 1486 Ah, obtenemos una intensidad de 74,3 A. Aplicando un factor de seguridad del 25%, 93 A,

$$S = (2 * L * I) / (\gamma * e)$$

$$S = (2 * 3,5 * 74,3) / (44 * (39,4 * 2 * (0,3/100)))$$

$$S = 50 \text{ mm}^2$$

hemos desarrollado la misma expresión que en los casos anteriores y aplicándola para los valores de este tramo, obtenemos una sección de 50 mm², la misma que encontramos en el catalogo.

2.3.5. Tramo del inversor a CGMP

Debemos tener en cuenta que a partir de este tramo, el estudio del cable resultará para corriente alterna. La tensión ahora será a la salida de nuestro inversor es monofásica de 230V y con cos(φ) la unidad. Tendremos ahora de una nueva condición de caída de tensión máxima del 2%.

Los conductores para este tramo se colocarán en tubos fijados a la pared en el tramo de la caseta de inversores protegidos por tubos rígidos de PVC.

El cable utilizado será el Harmohny XZ1 Al (S) con una tensión asignada de aislamiento de 0,6/1 kV en corriente alterna diseñado para distribución de energía B.T. para instalaciones al aire, entubadas y/o enterradas. En el diseño de la instalación, según como se ha explicado en el capítulo de Memoria 5. Componentes de la instalación se ha optado por elegir 2 inversores idénticos de 48V, 5000VA. Para ambos elementos se ha elegido la misma protección y sección de conductor.

El CGMP se sitúa en la entrada y nuestros inversores se encuentran en la habitación contigua compartiendo tabique. Para la distribución de cableado desde Inversor hasta el cuadro general de mando y protección (CGMT) disponemos de una preinstalacion. Esto nos evita tener que realizar cualquier tipo de obra. Hemos considerado una distancia entre inversor y CGMP de 12 metros. Calculamos el cableado a la salida del inversor:

$$S = ((2 * L * I) / (\gamma * e)) * \cos \phi$$

$$S = ((2 * 12 * 87) / (44 * (230 * (2/100)))) * 1$$

$$S = 10,31 \text{ mm}^2$$

Deberemos utilizar cable de 25mm² que soporta una intensidad máxima de 96A, ya que el de 16 mm² solo soporta 75A.

3. COSTE DE LA INSTALACIÓN

El presupuesto ha sido adquirido en la búsqueda de los precios en diversas webs.

Descripción	Unidades	Precio	Total
Sharp NU-RC300 / 300W	20	199,33	3986,6
Enair 30PRO 48V	1	8127,56	8127,56
Batería BAE 12PVS 1800	24	583,16	13995,84
MPPT 150/60 de Victron Energy	2	515	1030
48/5000/70-100/100 de Victron Energy	2	3299	6598
FLAT ROOF RACKING SYSTEM	20	65	1300
General cable ZZ-F (25mm ²)	11,2	3,1	34,72
General cable ZZ-F (6mm ²)	1,5	1,25	1,875
General cable ZZ-F (10mm ²)	1,5	1,7	2,55
General cable ZZ-F (50mm ²)	3,5	3,9	13,65
Harmohny XZ1 Al (25mm ²)	12	0,77	9,24
Pack de 10 Fusibles 16A	2	10,5	21
Mano de obra, transporte, material aux, etc.	10%		35121,035
		Total	38633,13
		Total+IVA	46746,09

La instalación tiene un coste antes de impuestos de CUARENTA MIL OCHOCIENTOS VEINTE CON NOVENTA Y DOS EUROS. Con este resultado, procedemos a calcular el coste de €/Wp. Este proceso nos ayuda a verificar si el coste de la instalación se encuentra dentro de un coste razonable en función del mercado.

Para ello realizaremos la siguiente operación:

$$\text{Coste } W_{\text{PICO}} = (\text{coste total (sin iva)})/\text{potencia instalación}$$

$$\text{Coste } W_{\text{PICO}} = 38633,13 / 9000 = 4,29 \text{ €/ Wpico}$$

4. CALCULO DE AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Hemos realizado el estudio de la amortización basándonos en diversas fuentes realizando tanto una estimación del precio actual de la energía como de la previsión a 25 años del aumento de la misma.

Para este estudio de previsión nos hemos basado en fuentes oficiales de noticias de actualidad energética. El aumento de la demanda, las condiciones meteorológicas que no favorecen a las renovables, la parada temporal de la parte del parque nuclear francés, el incremento del precio del gas o el peaje de acceso a la red eléctrica, son motivo del aumento exponencial del precio de la electricidad en nuestro país.

Por ello, hemos estimado un coeficiente de incremento del precio del 7% para nuestro estudio de amortización.

AÑO	PRECIO Kwh	INCREMENTO	AHORRO	AHORRO TOTAL
1	0,135	7,00 %	1215,000	1215,00
2	0,144	7,00 %	1300,050	2515,05
3	0,155	7,00 %	1391,054	3906,10
4	0,165	7,00 %	1488,427	5394,53
5	0,177	7,00 %	1592,617	6987,15
6	0,189	7,00 %	1704,100	8691,25
7	0,203	7,00 %	1823,387	10514,64
8	0,217	7,00 %	1951,024	12465,66
9	0,232	7,00 %	2087,596	14553,26
10	0,248	7,00 %	2233,728	16786,98
11	0,266	7,00 %	2390,089	19177,07
12	0,284	7,00 %	2557,395	21734,47
13	0,304	7,00 %	2736,413	24470,88
14	0,325	7,00 %	2927,962	27398,84
15	0,348	7,00 %	3132,919	30531,76
16	0,372	7,00 %	3352,223	33883,99
17	0,399	7,00 %	3586,879	37470,86
18	0,426	7,00 %	3837,960	41308,82
19	0,456	7,00 %	4106,618	45415,44
20	0,488	7,00 %	4394,081	49809,52
21	0,522	7,00 %	4701,667	54511,19
22	0,559	7,00 %	5030,783	59541,97
23	0,598	7,00 %	5382,938	64924,91
24	0,640	7,00 %	5759,744	70684,65
25	0,685	7,00 %	6162,926	76847,58

La estimación es que la amortización del proyecto de la instalación será de 18 años.

Paginas web donde se recopila la información.

<https://es.weatherspark.com/y/42603/Clima-promedio-en-Ador-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

<https://www.enair.es/es/aerogeneradores/e30pro>

[PVGIS \(Photovoltaic Geographical Information System\)](#)

<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sharp/paneles-solares-sharp-nu-rc300/>

https://autosolar.es/pdf/BAE_SECURA_SOLAR.pdf

https://autosolar.es/pdf/MPPT-150V-45A_a_150V-100A.pdf

<http://www.technosun.com/es/descargas/Techno-Sun-estructura-ajustablesuperficie-plana-ficha-EN.pdf>

