

TRABAJO FIN DE MÁSTER

INSTALACIÓN SOLAR DE SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA LA MEZQUITA DE PLAYA BLANCA (LANZAROTE)

Autor: El Bachir Agrirat

Directores: José Luis Torres Escribano y Eduardo Prieto Cobo

Fecha: 26/09/2014

TRABAJO FIN DE MÁSTER

INSTALACIÓN SOLAR DE SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA LA MEZQUITA DE PLAYA BLANCA (LANZAROTE)

Directores:

José Luis Torres Escribano

Eduardo Prieto Cobo

Autor:

El Bachir Agrirat

Pamplona, Septiembre 2014

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo el estudio para realizar una instalación eléctrica mediante el uso de energías renovables, en una Mezquita, situada en la isla de Lanzarote.

En este trabajo se ha optado por realizar una instalación solar fotovoltaica aislada de red sobre cubierta.

A continuación se ha procedido a realizar un pre-dimensionado de la instalación, con el fin de contemplar la viabilidad del proyecto. Posteriormente, se ha realizado el dimensionado definitivo mediante el uso del software PVSol Expert 4.0.

Para realizar el dimensionado, se ha comenzado con el estudio de la climatología del emplazamiento, utilizando la base de datos del software Meteonorm.

Posteriormente, se ha procedido a determinar los consumos que se van a producir en Mezquita.

Finalmente, se ha indicado la cantidad y características de los componentes adquiridos, y determinando todos los detalles de la instalación.

ÍNDICE

MEMORIA TÉCNICA.....	1
ANEXO 1 PRE-DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	30
ANEXO 2 -DIMENSIONADO DEL SISTEMA MEDIANTE EL SOFTWARE PVSOL EXPERT	41
ANEXO 3 DETERMINACIÓN DEL CABLEADO	55
ANEXO 4 RADIACIÓN SOLAR.....	64
PLANOS	63
PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	74
ESTADO DE MEDICIONES– PRESUPUESTO.....	89

Memoria Técnica

ÍNDICE

1 Contenido

2	Memoria Técnica	3
2.1	Objetivos.	3
2.1.1	Emplazamiento	3
2.2	Antecedentes	5
2.3	Normas y referencias.....	5
2.3.1	Disposiciones legales y normas aplicadas	5
2.3.2	Referencias bibliográfica.....	5
2.3.3	Referencias de internet	6
2.3.4	Programas de cálculo.....	6
2.4	Requisitos de diseño	6
2.4.1	Descripción de la actividad a desarrollar.....	6
2.4.2	Características de la Mezquita.....	7
2.4.3	Determinación de los consumos	8
2.5	Análisis de soluciones	18
2.6	Resultados finales.....	19
2.6.1	Componentes del sistema fotovoltaico	19
2.6.2	Descripción de la instalación fotovoltaica.....	27
2.7	Conclusiones.....	29

2 Memoria Técnica

2.1 Objetivos.

El objetivo principal del trabajo estará enfocado en el diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada y si se considera necesaria, una instalación de energía solar térmica para abastecer agua caliente sanitaria.

2.1.1 Emplazamiento

Es de vital importancia conocer el emplazamiento exacto del lugar donde se van a situar los módulos fotovoltaicos dado que de este depende la orientación y la radiación incidente.

La Mezquita está situada en la calle Alemania de la localidad de Playa Blanca perteneciente al Término Municipal de Yaiza, isla de Lanzarote (Canarias).



Imagen1 Satélite Isla de Lanzarote

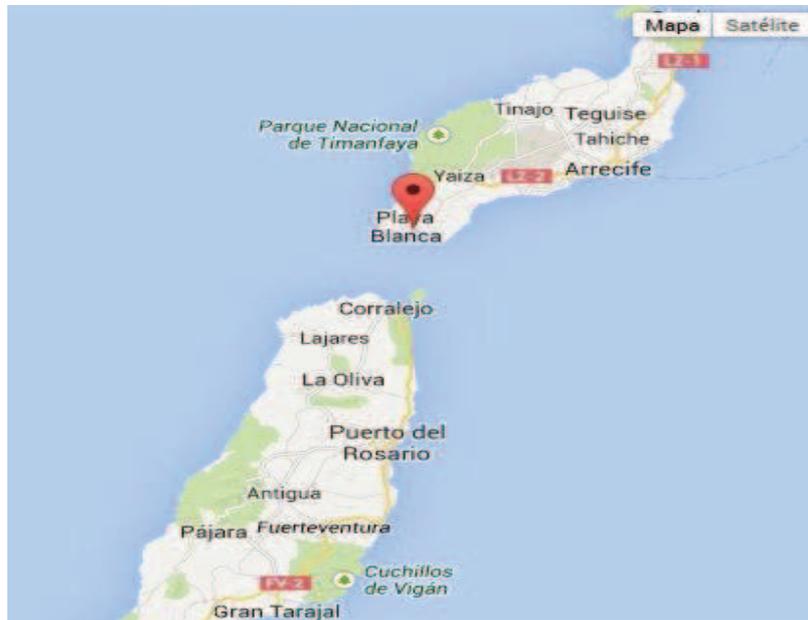


Imagen2 Satélite Isla de Lanzarote



Imagen3 Emplazamiento Mezquita

La parcela en la que se encuentra la Mezquita tiene una superficie total de 700 m². Las coordenadas geográficas del emplazamiento son:

- Latitud: 29° 0' 0" N
- Longitud: 13° 40' 0" W

2.2 Antecedentes

Debido a la creciente demanda de energías renovables así como a las nuevas normativas de edificación y de eficiencia energética y el aumento de la conciencia social por un mundo más sostenible, La comunidad islámica de la localidad de Playa Blanca, se plantea la sustitución de su instalación tradicional de energía conectada a la red por una instalación fotovoltaica que abastezca de energía su Mezquita , y así ofrecer un incentivo extra de valor ecológico que hoy en día se valora mucho sociedad.

2.3 Normas y referencias

En este apartado se citan las disposiciones legales y normas aplicadas, así como las referencias y programas de cálculo utilizados.

2.3.1 Disposiciones legales y normas aplicadas

Todos los componentes seleccionados cumplen las normativas en cuanto a ensayos a realizar y las calidades exigidas. Las normas aplicadas en la elaboración de este trabajo son:

- UNE 157001:2014. Criterios generales para la elaboración de proyectos.
- UNE 20460-5-523 de 2004. Instalaciones eléctricas en edificios.
- BOE Real Decreto 314/2006. Código técnico de edificación.

Normativa de la comunidad autónoma de Canarias:

- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

2.3.2 Referencias bibliográfica

- Instalaciones de Energía Solar Tomo I. Sevilla: Progensa, 2007.
- Instalaciones de Energía Solar Tomo II. Sevilla: Progensa, 2007.

2.3.3 Referencias de internet

- Instituto Canario de Meteorología
www.agencia.itccanarias.org/
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
www.idae.es/
- Empresa de módulos solares
www.atersa.com/
- Empresa productora de baterías
www.sonnenschein.org/
- Empresa productora/distribuidora de cable
www.prysmian.es/
- Empresa de instalaciones solares

<http://www.wurthcanarias.es>

2.3.4 Programas de cálculo

En nuestro caso el dimensionado se realizará con el programa PVsol Expert 4.0 que actualmente es uno de los más avanzados y completos que existen en el campo del diseño de instalaciones fotovoltaicas. Como base de datos climatológica y de radiación solar usaremos la base Meteonorm.

2.4 Requisitos de diseño

La información que se expone a continuación será utilizada a la hora de estudiar las distintas alternativas y para desarrollar la solución adoptada.

2.4.1 Descripción de la actividad a desarrollar

Se trata de una Mezquita, es el lugar de culto de los musulmanes. Pero para la cultura islámica es, además, un espacio de reunión, donde se reúne la comunidad y donde conversan. Cuenta con dependencias donde se dan clases de español o se desarrollan otras actividades de carácter social más allá de la religión, llegando a convertirse en sedes asociativas.

Las mezquitas organizan también eventos y cenas para reunir a la comunidad. Los patios de las mezquitas se emplean muchas veces para realizar reuniones sociales; Las mezquitas también celebran bodas, como cualquier otro lugar de culto.



Imagen 4 Interior de una Mezquita

2.4.2 Características de la Mezquita

Tal y como se muestra en el Plano N°1, en el emplazamiento nos encontramos con dos edificios:

Edificio 1:

En este edificio se encuentra la Mezquita grande donde se realizan las oraciones los viernes, una sala de oración para hombre. Además, posee una zona de ablución, que es el lugar donde se lavan las manos y los pies antes de entrar a la mezquita y finalmente un aseo.

Dependencias	Superficie (m2)
Mezquita grande	200
Sala oración hombres	120
Zona ablución	15
Aseo hombres	10

Tabla1: distribución dependencias edificio 1

Edificio 2:

En este edificio se encuentra la sala de oración de mujeres , las aulas de enseña , oficina, y por último el edificio posee un almacén , en él hay mucho espacio sin utilizar, por lo que más adelante se estudiará su uso para instalar los componentes del sistema, tales como baterías, regulador de carga, etc.

dependencias	Superficie (m2)
Sala oración mujeres	100
Aseo mujeres	10
Aula 1	20
Aula 2	20
oficina	20
almacén	60
Cocina	30

Tabla 2: distribución dependencias edificio 2

2.4.3 Determinación de los consumos

En el presente apartado se procederá a la descripción de las cargas que se van a producir en la Mezquita, así como su distribución.

2.4.3.1 Cargas

El consumo total de la instalación proviene por los dos edificios mencionados antes. Todas las cargas son AC.

A continuación se describe cada una de las cargas que nos encontramos en estos dos edificios.

Iluminación

Edificio 1

Mezquita grande

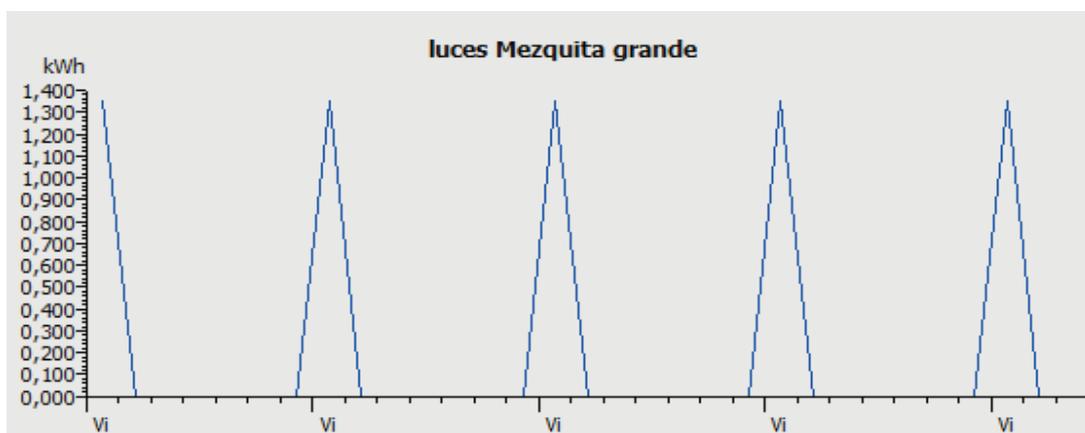
La iluminación de la Mezquita grande se realiza mediante lámparas fluorescentes led de 30W. La tecnología de iluminación led presenta grandes ventajas respecto a la iluminación convencional.

Mayor eficiencia: Frente a una bombilla incandescente la iluminación led ofrece un 80-90 % más de eficacia lo que se traduce en un ahorro de un 90 % en la factura de electricidad.

Larga vida: La iluminación led ofrece una vida de unas 50.000 horas frente a una vida media de 1.000 horas de una bombilla estándar. Se traduce en un coste de mantenimiento infinitamente inferior.

Ecológicas: Aparte de consumir menor energía (contribuyen a una menor emisión de CO₂ a la atmósfera), son reciclables al 100%, no contienen tungsteno como las bombillas normales, ni mercurio como la iluminación fluorescente.

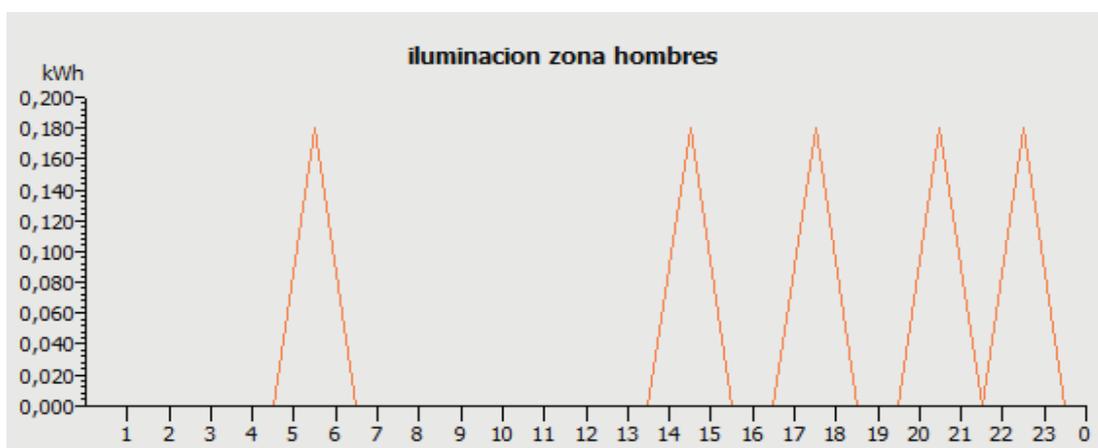
El número de lámparas es 15 y por tanto una potencia total de 450W y su uso está limitado a unas 3 horas los viernes.



Gráfica 1: Demanda de electricidad mensual (KWh)

Sala de oración hombres

La iluminación se realiza mediante lámparas fluorescentes led de 30W. El número de lámparas es 6 y por tanto una potencia total de 180W y su uso está limitado a unas 5 horas diarias.



Gráfica 2: Demanda de electricidad diaria (KWh)

La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 4 y por tanto una potencia total de 12W y su uso está limitada a unas 5 horas diarias.

Edificio 2

Sala de oración mujeres

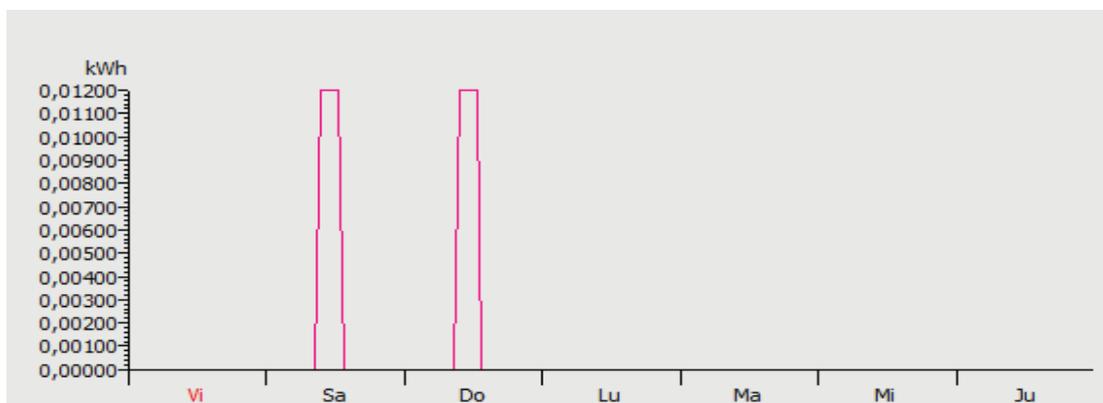
La iluminación se realiza mediante lámparas fluorescentes led de 30W. El número de lámparas es 6 y por tanto una potencia total de 180W y su uso está limitada a unas 5 horas diarias.

Aseo mujeres

La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 2 y por tanto una potencia total de 6W y su uso está limitada a unas 5 horas diarias.

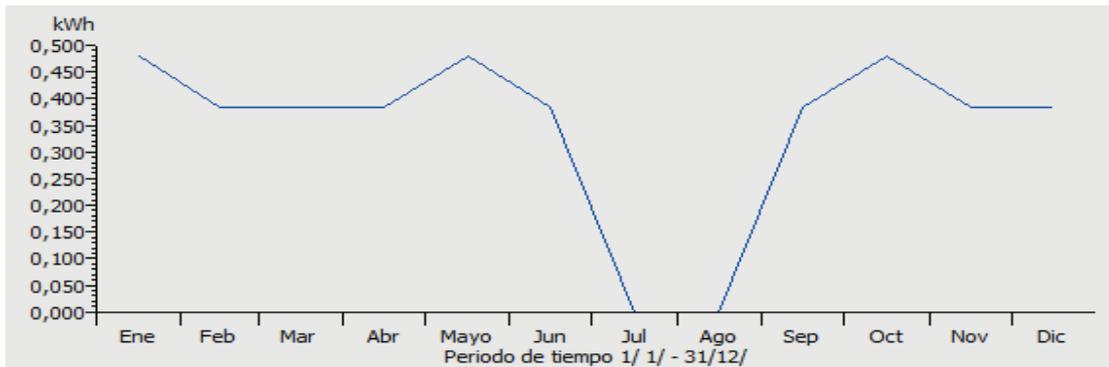
Aulas

El edificio dispone de dos aulas en donde se imparten clases a niños los fines de semana, La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 8 y por tanto una potencia total de 24W y su uso está limitada a unas 3 horas los días sábado y domingo.



Gráfica3:Demanda de electricidad semanal (KWh)

Cabe señalar que los meses de julio y agosto estas aulas no operan por periodo de vacaciones



Gráfica4:Demanda de electricidad anual (KWh)

Oficina

La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 2 y por tanto una potencia total de 6W y su uso está limitada a unas 4 horas diarias.

Cocina

La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 2 y por tanto una potencia total de 6W y su uso está limitado a unas 3 horas los días sábados y domingos, al igual que las aulas no opera los meses julio y agosto.



Almacén

La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 2 y por tanto una potencia total de 6W y su uso está limitada a unas 2 horas a la semana.

Iluminación pasillos

La iluminación se realiza mediante lámparas de bajo consumo de 3W. El número de lámparas es 9 y por tanto una potencia total de 27W y su uso estará limitado a unas 4 horas diarias.

Equipos electrodomésticos

La mezquita cuenta con varios equipos electrodomésticos, a continuación se muestran estos equipos y el número de horas que se emplean.

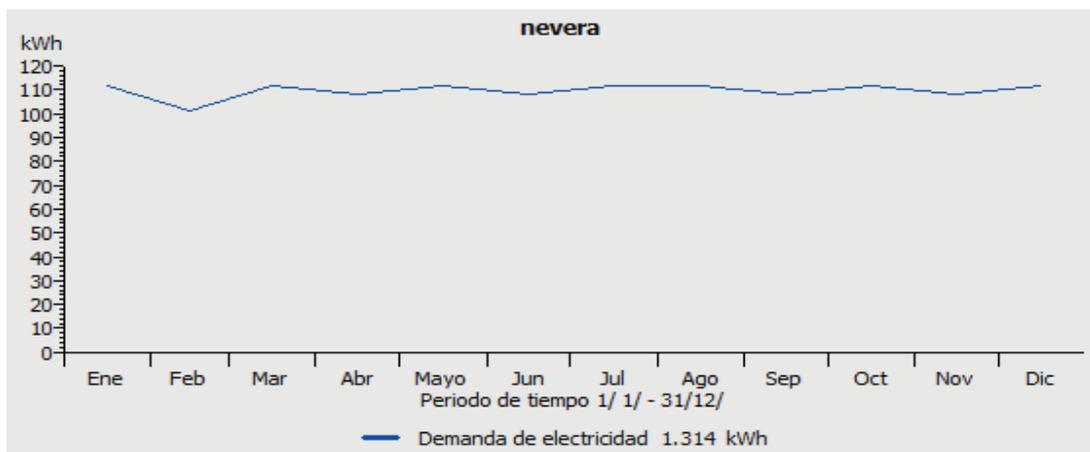
Unidades	Carga	Potencia Unitaria (Watt)
1	Nevera	150
1	Lavadora	330
1	Microondas	600
2	Ordenador portátil	50
1	Ordenador sobre Mesa	220
1	Modem	12
1	Equipo de sonido	120
1	impresora	495

Tabla5: Equipos

Distribución del consumo de los Equipos electrodomésticos

Nevera

Es una carga de uso continuo

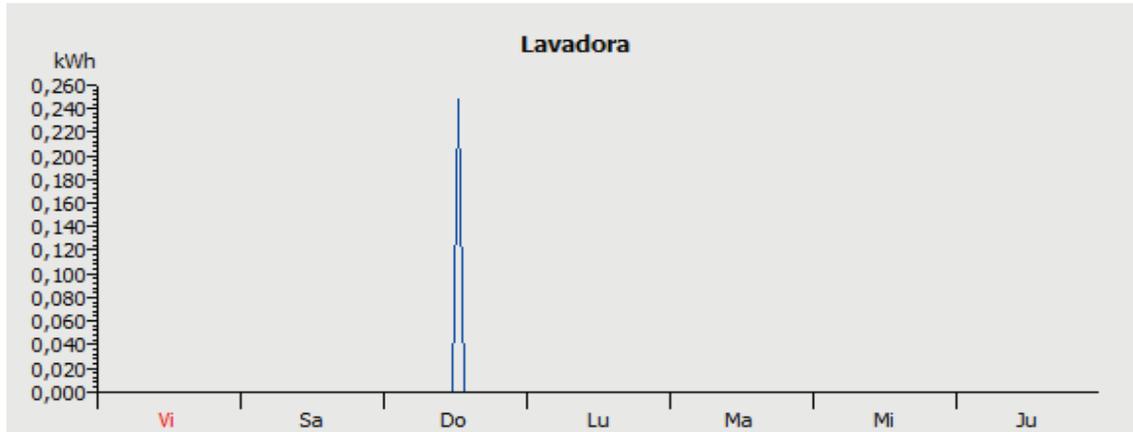


Gráfica 5: Demanda de electricidad anual (KWh)

Consumo total diario (kWh)	3,6
Consumo total anual (kWh)	1.314

Lavadora

Su uso está limitado a unos 45 minutos cada semana.

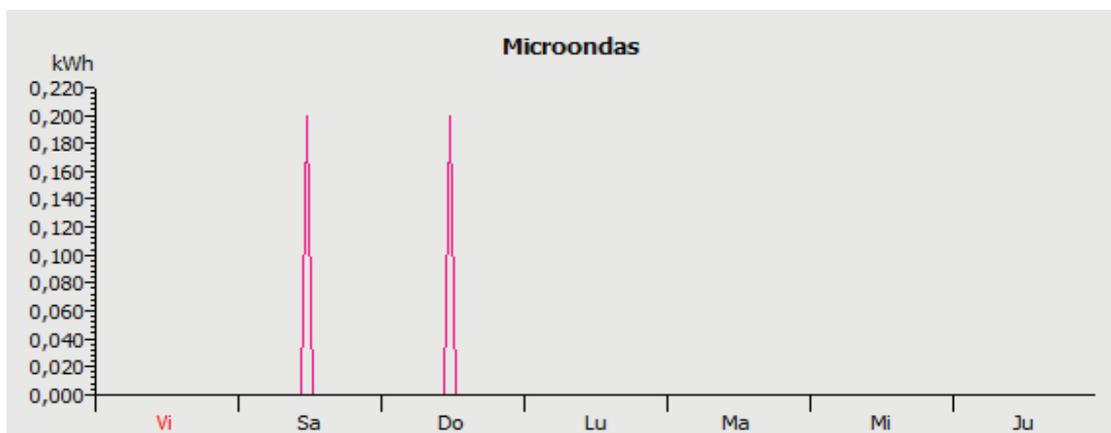


Gráfica 6: Demanda de electricidad semanal (KWh)

Consumo total anual (kWh)	12,9
---------------------------	------

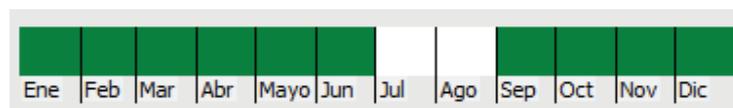
Microondas

Su uso está limitado a unos 40 minutos cada semana, que es cuando hay clases en las aulas. Se emplea a la hora de descanso para que los niños puedan utilizarla para calentar comida.



Gráfica 7: Demanda de electricidad anual (KWh)

En los meses julio y agosto no se utiliza por periodo de vacaciones.



Consumo total anual (kWh)	17,2
---------------------------	------

Ordenadores portátiles

Cada aula cuenta con un ordenador portátil, el uso de los dos está limitado a unas 8 horas cada semana, que es cuando hay clases en las aulas.

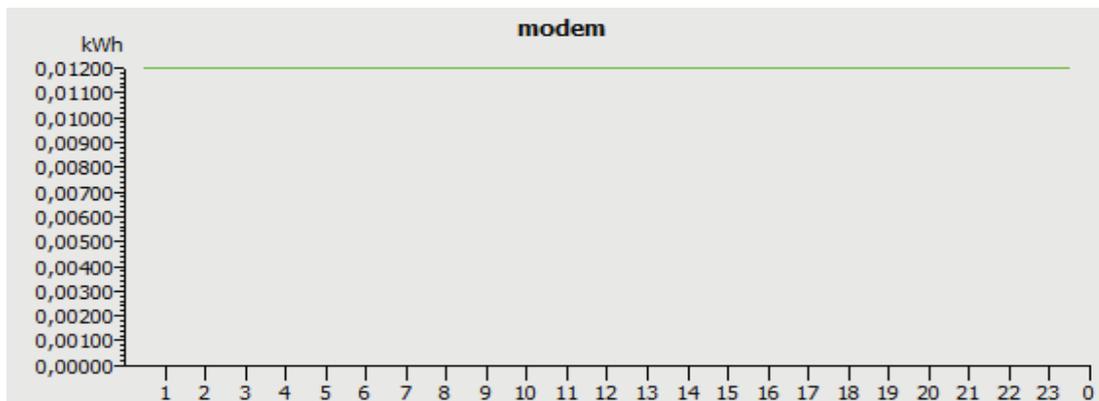


Gráfica 8: Demanda de electricidad semanal (KWh)

Consumo total anual (kWh)	34
---------------------------	----

Módem

Es una carga de uso continuo



Gráfica 9: Demanda de electricidad diaria (KWh)

Consumo total diario (kWh)	0,29
Consumo total anual (kWh)	105

Equipo de sonido

Se emplea para hacer la llamada de cada oración, 5 veces al día, su uso está limitado a unos 10 minutos en cada oración aproximadamente.



Gráfica 10 : Demanda de electricidad diaria (KWh)

Consumo total diario (kWh)	0,10
Consumo total anual (kWh)	37

Ordenador de mesa

La oficina cuenta con un ordenador de mesa, su uso está limitado a unas 2 horas al día

Consumo total diario (kWh)	0,22
Consumo total anual (kWh)	80

Impresora

Es una carga que se usa muy poco, 5 minutos al día

Consumo total diario (kWh)	0,041
Consumo total anual (kWh)	15,1

Resumen

Unidades	Carga	Potencia Unitaria (Watt)	Consumo total anual (kWh)
1	Nevera	150	1.314
1	Lavadora	330	12,9
1	Microondas	600	17,2
2	Ordenador portátil	50	34
1	Ordenador sobre Mesa	220	80
1	Modem	12	105
1	Equipo de sonido	120	37
1	impresora	495	15,1

Tabla6: consumo total anual (KWh) Equipos electrodomésticos

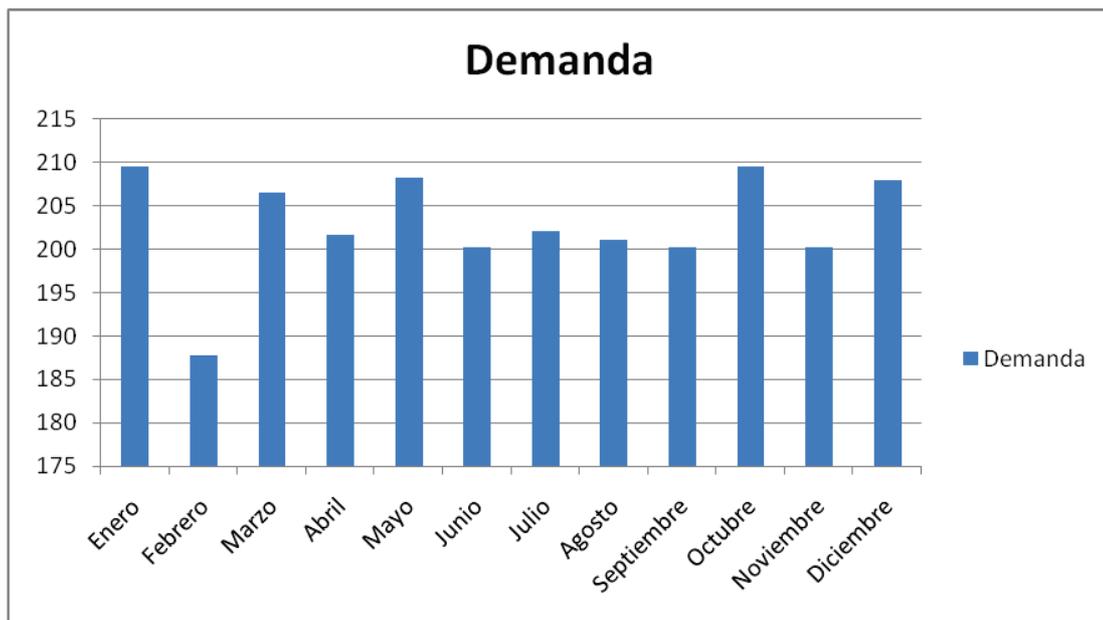
Iluminación	Unidades	Potencia Unitaria (Watt)	Consumo total anual (kWh)
Mezquita grande	15	30	72
Sala oración hombres	6	30	329
Zona ablución	2	3	22
Aseo hombres	2	3	22
Sala oración mujeres	6	30	329
Aseo mujeres	2	3	22
Aula 1	4	3	4,1
Aula 2	4	3	4,1
oficina	2	3	8,8
almacén	2	3	
Cocina	2	3	2,1
Pasillos	9	3	39

Tabla7: consumo total anual (KWh) Iluminación

A través de la información anterior se calcula el consumo medio mensual:

Mes	Consumo total [kWh]
Enero	209,596
Febrero	187,745
Marzo	206,559
Abril	201,638
Mayo	208,246
Junio	200,288
Julio	202,149
Agosto	201,046
Septiembre	200,288
Octubre	209,596
Noviembre	200,288
Diciembre	207,909

Tabla 8: Consumo medio mensual [kWh]



Gráfica 11: consumo medio mensual [kWh]

Demanda anual de energía	2435 kWh
Valor horario máximo	1,09 kW

2.5 Análisis de soluciones

A continuación, se debaten las alternativas que se han planteado en la propuesta del trabajo fin de máster:

- 1-Diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada.
- 2-Una instalación de energía solar térmica para abastecer agua caliente sanitaria.

En la propuesta presentada se ha condicionado hacer la opción 2, en caso de que se considera necesaria.

Se ha estudiado dicha alternativa según los siguientes criterios:

- Exigencias y preferencias del cliente
- Coste de instalación del sistema.

En una mezquita no existen duchas, solo hay una zona donde se lavan las manos y los pies, llamada zona de ablución.

Una **ablución** es una purificación ritual de algunas partes del cuerpo antes de algunos actos religiosos.



Imagen 5: zona de ablución en Mezquita

Y para este acto no es necesario disponer de agua caliente, por tanto hacer una instalación de energía solar térmica para abastecer agua caliente sanitaria el cual no se va a aprovechar en ningún momento no es viable económicamente.

Se descarta la Alternativa 2, ya que no se considera necesaria, y solo se emplea en este trabajo una instalación fotovoltaica aislada.

2.6 Resultados finales

En el presente apartado se describe el desarrollo de la solución adoptada. Los cálculos realizados se encuentran en los anexos de este proyecto.

2.6.1 Componentes del sistema fotovoltaico

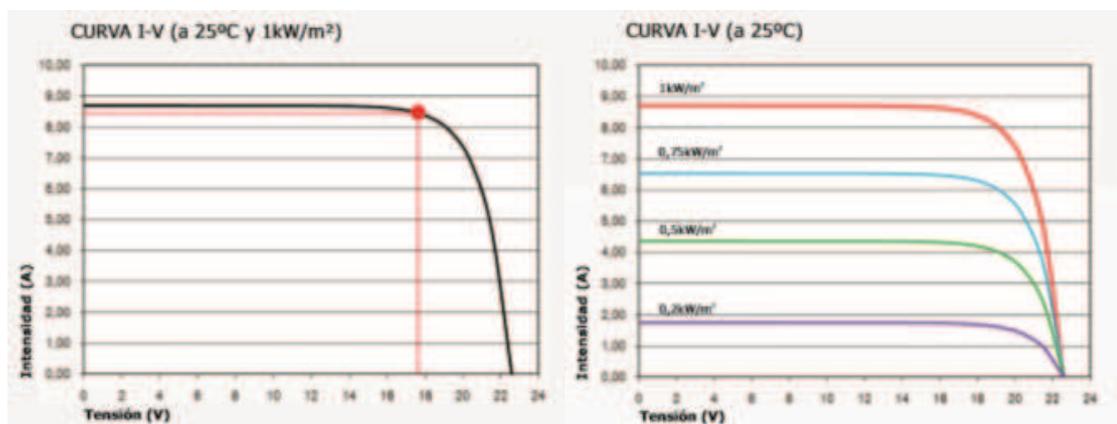
A continuación se muestra una descripción de los componentes seleccionados. La selección de los mismos se ha realizado en el Anexo 3 – Dimensionado del sistema fotovoltaico mediante PVSol Expert.

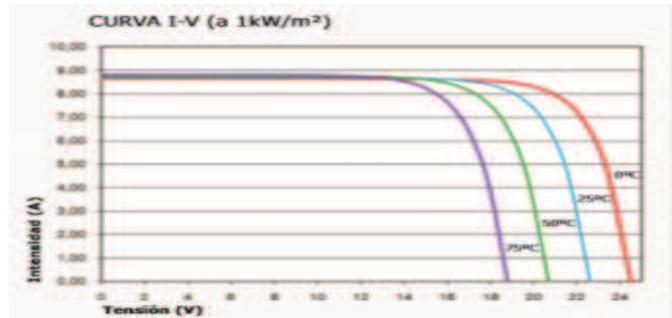
2.6.1.1 Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico que se ha seleccionado es: A-150P del fabricante Atersa.



Las características del módulo, obtenidas a través del catálogo del fabricante son las siguientes:





Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*	
	A-150P
Potencia Nominal (±5%)	150 W
Eficiencia del módulo	15,42%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	22,60 V
Parámetros térmicos	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
Características físicas	
Dimensiones (mm ± 2mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11,9
Área (m ²)	0,97
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Células en serie	36 (4x9)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	-
Conectores	-
Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Pa (551 kg/m ²)

A continuación, se muestran las características detalladas del módulo, obtenidas a través del programa PVSol Expert. Se ha comprobado que los valores coinciden con lo del catálogo del producto.

Archivo de ref.: ATERSA A-150P
 Fabricante: ATERSA
 Tipo: A-150P
 Potencia dada por el fabricante: 150,0 W
 Potencia calculada: 150,0 W
 Eficiencia (STC): 15,4 %
 Tolerancia de potencia: - 2,0/ +2,0 %
 Tipo de célula: Si policristalino
 Altura x Anchura: 0,659 m x 1,476 m
 Superficie bruta: 0,97 m²
 Superficie de referencia: 0,97 m²
 Factor de corrección del ángulo: 95,0 %

Especificaciones para el modelo dinámico de temperatura
 Capacidad de calor específica: 920,0 J/(kg·K)
 Coeficiente de absorción: 70,0 %
 Coeficiente de emisión: 85,0 %
 Peso: 23,00 kg

Coeficiente de temperatura
 Coeficiente de tensión: -119,7 mV/K
 Coeficiente de corriente: 4,4 mA/K
 Coeficiente de potencia: -0,460 %/K

Punto de trabajo bajo STC
 Tensión en MPP: 17,8 V
 Corriente MPP: 8,41 A
 Tensión de circuito abierto: 22,6 V
 Corriente de cortocircuito: 8,69 A

Punto de trabajo para carga parcial (300 W/m²)
 Tensión en MPP: 16,3 V

2.6.1.2 Baterías

La batería seleccionada es: A512/230 A de la marca Sonnenschein. A continuación, se muestran sus características obtenidas a través del catálogo del fabricante y del programa PVSol.



Archivo de ref.: Sonnenschein S12/230 A
Fabricante: Sonnenschein
Tipo: S12/230 A

Tensión: 12 V
Tensión de carga máx.: 13,8 V
Capacidad C20: 200,0 Ah
Capacidad: 2,40 kWh

Eficiencia media de carga: 85,00 %
Eficiencia media de descarga: 99,00 %
Auto-descarga: 0,06 %

2.6.1.3 Regulador de carga

El regulador de carga se ha seleccionado en base a la tensión nominal (24V) y la corriente pico (95A) que se produce en el sistema.

El regulador seleccionado es: LEO 20 50 A



2.6.1.4 Inversor

El inversor seleccionado es: STUDER INNOTECH SI 1224.

Para la selección se ha tenido en cuenta la potencia del inversor necesaria (1,09kW), la tensión nominal del sistema (24V), la tensión de salida (230 V) y frecuencia (50 Hz). También, se ha tenido en cuenta otros parámetros como la eficiencia máxima del inversor. A continuación, se muestran sus características:



Archivo de ref.: STUDER INNOTEK SI 1224

Fabricante: STUDER INNOTEK

Tipo: SI 1224

Potencia nominal AC: 1,20 kW

Consumo Stand-by: 0,00 W

Tensión nom. DC: 24,0 V

Tensión nominal AC: 230,0 V

Eficiencia en dependencia de la potencia

para 0% de potencia nom.: 0,0 %

para 5% de potencia nom.: 82,0 %

para 10% de potencia nom.: 89,0 %

para 20% de potencia nom.: 93,0 %

para 30% de potencia nom.: 94,0 %

para 50% de potencia nom.: 92,0 %

para 100% de potencia nom.: 94,0 %

2.6.1.5 Estructura de soporte

Previamente comprobado in situ, la estructura de la cubierta de la Mezquita cumple con las exigencias mínimas de sobrecarga y está sobredimensionada respecto a éstas y soporta la carga extra tanto de los módulos como de la estructura portante.



Los elementos seleccionados para este apartado son del fabricante especializado en este tipo de estructuras, WÜRTH.

La distancia lateral entre todos los paneles no será inferior a 2 cms para facilitar la dilatación de los mismos sin romperse tal y como recomienda el fabricante.

Montaje sobre cubierta plana con ángulo de inclinación 45° y orientación Sur.

Elementos:

- Carril de montaje



- Conector de carriles



- Grapa intermedia



- Grapa final o terminal



- Tornillos de fijación a IP y cubierta



- Ángulos y conectores para uniones en cruz de carriles



Triángulo para montaje con ángulo ajustable (45°)



Montaje

Se replanteará la estructura en la cubierta para la posterior ubicación de los carriles de montaje. Cada agujero correspondiente a los tornillos de fijación se impermeabilizará correctamente. Se fijarán los triángulos a la superficie del techo mediante tacos y tornillos de fijación para hormigón. En la parte trasera de cada triángulo se colocaran dos perfiles de refuerzo cruzados.

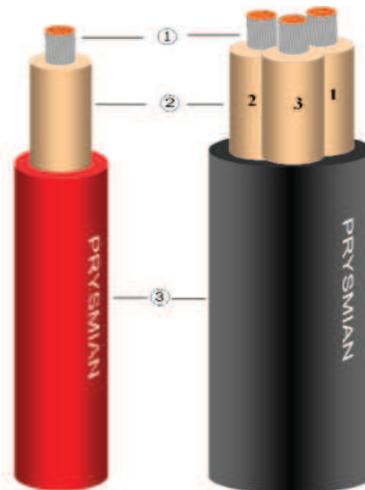
A continuación se colocarán dos carriles de fijación paralelos sobre los triángulos a una distancia coincidente con el ancho de cada panel.

A continuación se colocarán los paneles fotovoltaicos fijándolos a los carriles de fijación mediante las grapas finales (4 como mínimo por panel) por la parte inferior y superior y entre sí mediante grapas intermedias.

2.6.1.6 Cableado

Los cables seleccionados son: Prysmian P-SUN SP.

Son cables de cobre especiales para instalaciones solares fotovoltaicas, que se ajustan a lo prescrito en la norma UNE 20460.

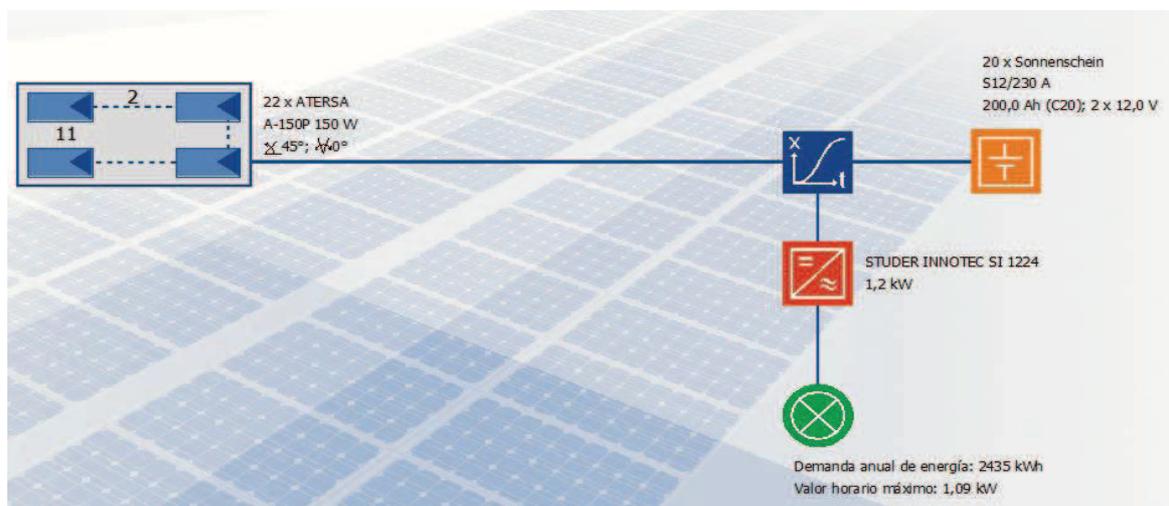


Característica / Characteristic	Norma y valor / Standard & value
Ensayo de tensión en c.c. / Voltage test in d.c.:	15 min, 10 kV
Temperatura mínima de servicio: / Minimum operating temperature:	-40°C
Temperatura máxima en el conductor (30 años): / Maximum conductor temperature (30 years):	90°C
Temperatura máxima en el conductor (20000 h): / Maximum conductor temperature (20000 h):	120°C
Temperatura máxima de cortocircuito (máximo 5 s): / Maximum temperature during short-circuit (5 s maximum):	250°C
No propagación de la llama: / Reduced flame propagation:	EN 60332-1, IEC 60332-1, NFC 32070-C2
Libre de halógenos: / Halogen free:	EN 50267-2-1, IEC 60754-1, BS 6425-1
Baja emisión de humos opacos: / Low smoke emissions:	EN 61034-2, IEC 61034-2
Muy baja emisión de gases corrosivos: / Very low emission of corrosive gases:	EN 50267-2-3, IEC 60754-2, pH ≥ 4,3, C ≤ 10 µS/mm.
Reducida emisión de gases tóxicos: / Reduced emission of toxic gases:	EN 50305 ITC ≤3
Resistencia al ozono: / Ozone resistance:	EN 50396, test B
Resistencia al los rayos UVA: / UV resistance:	UL 1581 (Xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción de agua: / Resistance to water absorption:	EN 60811-1-3
Doblado a baja temperatura: / Bending at low temperature:	EN 60811-1-4
Ensayo de presión a temperatura elevada / Pressure test at high temperature	EN 60811-3-1
Dureza / Hardness	DIN 53505 Shore A ≤85
Resistencia a aceites minerales / Mineral oil immersion test	EN 60811-2-1, 24 h, 100°C
Resistencia a ácidos y bases / Acids and bases resistance	EN 60811-2-1, 7 days, 23°C, oxalic acid, sodium hydroxide

2.6.2 Descripción de la instalación fotovoltaica

A continuación se procede a la descripción de la instalación solar fotovoltaica

2.6.2.1 Esquema de funcionamiento



El generador fotovoltaico alimenta el acumulador a través del regulador de carga. Si el acumulador se encuentra a un estado de carga superior a su profundidad de descarga admisible (70%), tanto la iluminación como las cargas AC se alimentarán a través de esta, previamente se convierte la corriente a través del inversor.

2.6.2.2 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está compuesto por 22 módulos:

- 5 ramas en paralelo de 2
- 6 ramas en paralelo de 2

El generador se instalará sobre la cubierta del edificio 2, en la vertiente orientada al sur, tal y como se indica en el Plano N°2. Para ello, se empleará la estructura de soporte ya mencionada.

2.6.2.3 Acumulador

El sistema de acumulación está formado por 20 baterías:

- Baterías en serie: 2
- Baterías en paralelo: 10

El acumulador se instalará en el almacén del edificio 2, tal y como se muestra en el Plano N°2.

La conexión de las baterías, así como el del conjunto del acumulador con el regulador de carga e inversor, se especifican en el Plano N°3.

2.6.2.4 Inversor y regulador de carga

El inversor, regulador de carga, se situarán junto al acumulador en el almacén, tal y como se indica en el Plano N°2. La interconexión con el resto de componentes se muestra en el Plano N°3.

2.6.2.5 Cableado

En cuanto al cableado, solamente se ha tenido en cuenta la interconexión de todos los componentes y el circuito de iluminación. A continuación, se muestra la sección de conductor necesario para cada uno de los circuitos, calculados en el Anexo 3 – Determinación del cableado:

Tramo	Sección(mm2)	Longitud(m)
Generador-Regulador	10	5
Regulador-Acuminado	10	2,5
Acuminador-Inversor	10	2
Tramo inversor-Tablero	2,5	3

Tabla 9: secciones de cableado

2.7 Conclusiones

Una vez analizados los resultados obtenidos, podemos concluir que nuestra instalación cubre perfectamente nuestras necesidades durante todo el año.

El excedente del generador Fotovoltaico es grande, sobre todo en los meses Julio y Agosto, siendo esta excedentaria hasta 1.202 KWh. Esto se debe a que se desaprovecha gran parte de la instalación fotovoltaica. La radiación en esta época es alta respecto al invierno, mientras que el consumo es bajo, debido a que es periodo de vacaciones y parte de las cargas no se utiliza durante este periodo.

El sistema está sobredimensionado, esto vendría bien para satisfacer las necesidades durante el Mes de Ramadán, en este mes se suele elevar el consumo por las distintas actividades que se realizan en la Mezquita. No ha sido posible analizar el comportamiento del consumo durante este mes, ya que no es fijo y varía cada año.

Sin embargo se conoce que el mes de Ramdán no tocará en Invierno hasta dentro de 15 años aproximadamente, para entonces habría que dimensionar el sistema teniendo en cuenta el consumo y radiación .

Por último decir que la realización de este proyecto me ha permitido ampliar mis conocimientos sobre la energía solar, siendo éste un tipo de energía cuya utilización tiende a aumentar día a día, con un campo de aplicación amplio y grandes perspectivas de futuro.

ANEXO 1

PRE-DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1 Contenido

2	Consumo.....	32
3	HSP (radiación horaria media mensual)	33
4	Intensidad de diseño	33
5	Sistema de acumulación.....	34
6	Generador fotovoltaico	37
7	Inversor.....	38
8	Regulador	39

ANEXO 1 – PRE-DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En el presente anexo se realiza un pre-dimensionamiento del sistema, mediante el método de las Horas de Sol Pico (HSP). A partir del consumo y de la oferta solar, se determinará el mes más desfavorable y se pre-dimensionará el sistema para dicho mes.

2 Consumo

El consumo mensual en kWh lo transformamos en Ah/día,

Mes	Consumo total (kWh)	Tensión nominal del sistema (V)	Rendimiento conversión	Consumo total Ah/día
Enero	209,596	24	0,9	313,0167264
Febrero	187,745			310,4249339
Marzo	206,559			308,4811828
Abril	201,638			311,1697531
Mayo	208,246			311,0005974
Junio	200,288			309,0864198
Julio	202,149			301,8951613
Agosto	201,046			300,2479092
Septiembre	200,288			309,0864198
Octubre	209,596			313,0167264
Noviembre	200,288			309,0864198
Diciembre	207,909			310,4973118

Tabla 10: consumo mensual en kWh

Donde:

-Consumo (kWh): Es el consumo mensual en kWh.

-Tensión nominal del sistema (V): Es la tensión a la que trabaja el sistema de acumulación

-Rendimiento de conversión: Es el rendimiento del inversor DC/AC.

-Consumo total (Ah/día): Es el consumo medio mensual en Ah/día, tras introducir el rendimiento de conversión.

El criterio que podemos utilizar a la hora de escoger el nivel de voltaje del módulo fotovoltaico que necesitamos para nuestro sistema fotovoltaico se podría resumir, de modo genérico, en la siguiente tabla:

Potencia demandada por las cargas (W)	Tensión de Trabajo (V)
Menor de 1.500	12
1.500 - 5.000	24 ó 48
Mayor de 5.000	120 ó 300

Finalmente, se ha optado por una tensión de 24V.

3 HSP (radiación horaria media mensual)

En el anexo Radiación solar hemos determinado el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos (45°). Para esta inclinación, se han obtenido las HSP para cada mes.

Mes	HSP
Enero	4,0176
Febrero	4,8024
Marzo	5,65488
Abril	5,3136
Mayo	5,4336
Junio	4,81536
Julio	5,4912
Agosto	5,8104
Septiembre	5,67
Octubre	5,5176
Noviembre	4,40352
Diciembre	3,57984

Tabla 11: HSP

4 Intensidad de diseño

A continuación se determina el mes más desfavorable. Para ello, se obtiene la intensidad de diseño, dividiendo el consumo corregido entre las HSP. El mes más desfavorable es aquél en el cual la corriente de diseño es máxima.

Mes	Consumo total Ah (Ah/día)	HSP	Intensidad de diseño (A)
Enero	313,0167264	4,0176	77,91137157
Febrero	310,4249339	4,8024	64,63954146
Marzo	308,4811828	5,65488	54,55132254
Abril	311,1697531	5,3136	58,56100442
Mayo	311,0005974	5,4336	57,2365646
Junio	309,0864198	4,81536	64,18760379
Julio	301,8951613	5,4912	54,97799412
Agosto	300,2479092	5,8104	51,67422367
Septiembre	309,0864198	5,67	54,51259608
Octubre	313,0167264	5,5176	56,73059417
Noviembre	309,0864198	4,40352	70,19076098
Diciembre	310,4973118	3,57984	86,7349691

Tabla 12: Intensidad de diseño (A)

Por tanto el mes más desfavorable es Diciembre.

5 Sistema de acumulación

Los dos parámetros importantes para el dimensionado de la batería son la máxima profundidad de descarga y el número de días de autonomía.

Para el dimensionado del sistema de acumulación es muy importante tener en cuenta los días de autonomía que se van a otorgar a la instalación, para proyectos domésticos se suelen tomar entre 3 y 5 días de autonomía, 6 o 7 días en caso de tratarse de zonas con baja irradiación donde pueden producirse periodos de varios días en condiciones de poca luz.

Como norma general, tomaremos estos parámetros:

Profundidad de Descarga Máxima Estacional (PD_{max,e}) = 70% = 0,7

Número de días de Autonomía (N) = 3

Una vez fijado el número N de días de autonomía y, supuesto también, conocida la energía total teórica E_T requerida en un periodo de 24 horas, obtenida a partir de las potencias y del tiempo medio de funcionamiento diario de cada aparato de consumo, teniendo en cuenta los valores correspondientes al mes más desfavorable, procederemos entonces a hallar la energía real necesaria E que proveniente de los paneles, debe recibir el acumulador.

La energía E equivaldrá exactamente a la energía que se necesite diariamente, teniendo en cuenta las diferentes pérdidas existentes.

Se emplea la siguiente expresión para su cálculo:

$$E = E_T / R$$

Donde R es un factor global de rendimiento de la instalación que vale:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \left(1 - \frac{k_a N}{p_a} \right);$$

Siendo:

k_b = Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador.

k_a = Coeficiente de auto descarga.

k_c = Coeficiente de pérdidas del inversor.

k_v = Coeficiente de otras pérdidas.

Analizaremos cada uno de los anteriores coeficientes:

k_b indica la fracción de energía que la batería no devuelve con respecto a la absorbida procedente de los paneles, es decir, a la que entra en la batería.

Este coeficiente puede tomarse igual a 0,05 para servicios en condiciones que no demanden descargas intensas, como es el caso de nuestra instalación.

k_a representa la fracción de energía de la batería que se pierde diariamente por autodescarga, el valor por defecto que se suele asignar a k_a es 0,005.

El rendimiento de los onduladores suele oscilar entre un 75% y 95%, a falta de otros datos podemos tomar $k_c = 0,2$ para onduladores senoindales.

El factor k_v agrupa cualquier otra pérdida no considerada anteriormente.

Si no se han tenido en cuenta las pérdidas del cableado y del consumo de cada carga se recomienda usar el siguiente valor: $k_v = 0,1$

Calculamos entonces ahora el valor de R:

$$R = (1 - 0,05 - 0,2 - 0,1) * (1 - 0,005 * 3 / 0,7) = 0,636071$$

Y como ya conocemos el valor de $E_T = 6706,74 Wh$ día en el mes más desfavorable (Diciembre) obtenemos E.

$$E = 6706,74 Wh / 0,636071 = 10.544 Wh$$

Una vez calculados R y E , se halla el valor de la capacidad útil , que debe tener la batería , que será igual a la energía total E que es preciso producir diariamente multiplicada por el número N de días de autonomía , ya que la batería debe ser capaz de acumular toda la energía necesaria para dicho periodo

$$Capacidad\ útil = E * N = 10.544 * 3 = 31.632 Wh$$

Teniendo en cuenta que la tensión del sistema es de 24V, la capacidad útil Ah es :

$$31.632 Wh / 24 = 1318 Ah$$

Finalmente podemos obtener la capacidad nominal que será igual al cociente entre la capacidad útil y la profundidad máxima de descarga admisible

$$C = C_u / p_d$$

$$C = 1318 / 0,7 = 1882,85 Ah$$

Para la selección de la batería, se han comparado varios modelos de baterías con el fin de obtener el sistema de acumulación más económico. La batería seleccionada será de 12V y con una capacidad 200Ah. En el Anexo 2 – Dimensionamiento del sistema mediante el software PVsol, se procederá a la selección de la marca y modelo de la batería.

Sabiendo que nuestra batería tiene una capacidad de 200 Ah se obtiene el número de baterías en paralelo y en serie:

$$Baterías\ en\ Serie = 24 / 12 = 2$$

$$\text{Baterías en paralelo} = 1882,85 / 200 = 9,41 = 10$$

$$N^{\circ} \text{ baterías} = \text{baterías paralelo} \times \text{baterías serie}$$

$$= 2 \times 10 = 20 \text{ baterías}$$

6 Generador fotovoltaico

Procedemos ahora con el cálculo del número total de módulos necesarios:

$$N_T = \frac{L_{mdcrit}}{P_{MPP} \cdot HPS_{crit} \cdot PR}$$

$$N_t = 10.544 / (150 \times 3,57 \times 0,9) = 21,87 = 22 \text{ paneles}$$

La explicación de esta ecuación es simple, necesitamos saber cuántos paneles necesitamos para generar la energía que demanda nuestro sistema cada día, así que dividimos esa energía entre la que genera cada panel, pues la energía diaria que puede darnos cada panel se obtiene de la ecuación:

$$E_P = P_{MPP} \cdot HPS_{crit} \cdot PR$$

$$E_p = 150 \times 3,57 \times 0,9 = 481,95$$

Así pues, necesitaríamos un total de 22 paneles para cubrir las necesidades del sistema.

Siendo:

(Lmdcrit) el consumo medio diario mensual para el mes crítico, “Tabla de Consumos”, (en este caso, es el mes de diciembre [**10.544** wh/ día].

(PMPP) la potencia pico del módulo en condiciones estándar de medida STC, en este caso, estamos utilizando el modelo A-150P del fabricante Atersa, con 150 wattios de potencia pico en STC.

(HPScrit) son las horas de sol pico del mes crítico calculado a partir de la “Tabla de Radiaciones”, es decir: Irradiación del mes crítico (Diciembre 45°) / 1000 W/m² = 3,57 HPS.

(PR) el factor global de funcionamiento que varía entre 0.65 y 0.90. Usaremos 0.90 por defecto.

Respecto a la conexión de los módulos calculados en serie o paralelo, teniendo en cuenta que el A-150P del fabricante Atersa tiene una V_{max}=17,84 Volt., hacemos:

$$N_{SERIE} = \frac{V_{BAT}}{V_{MOD.MPP}}$$

$$= 24 / 17,84 = 1,34 = 2$$

$$N_{PARALELO} = \frac{N_T}{N_{SERIE}}$$

$$= 22 / 2 = 11$$

Así pues, conectaríamos 6 ramas en paralelo con 2 paneles por rama y 5 ramas en paralelo con 2 paneles por rama.

El módulo fotovoltaico que se ha seleccionado para el pre-dimensionado tiene las siguientes características:

Dimensiones(mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11, Kg
Potencia	150w
Tensión nominal (Wp)	12V
Tensión circuito abierto (Voc)	17,84V
Tensión máxima potencia (Vmp)	20,60V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	8,69A
Intensidad máxima potencia (Imp)	8,41A

Tabla 13: características del panel

7 Inversor

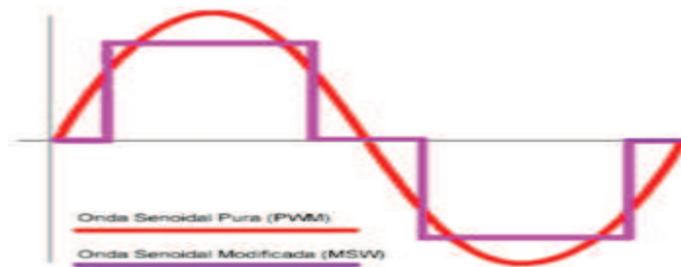
Debido a que disponemos de cargas AC, se debe convertir la corriente continua de las baterías en corriente alterna. Para la selección del inversor debemos tener en cuenta la tensión de entrada y de salida y la potencia máxima que ha de soportar el inversor.

La corriente que llega al inversor proviene de las baterías (no existe conexión directa generador-inversor). La tensión de entrada será la del sistema de acumulación, es decir 24V.

Todas las cargas AC funcionan a 230V, por lo que la corriente a la salida del inversor deberá tener esta tensión.

La potencia máxima de entrada al inversor vendrá determinada por la potencia de las cargas y la simultaneidad en el uso de las mismas. A la hora de determinar el consumo se estableció el funcionamiento previsto del sistema, dando lugar a un valor de 1009W de potencia máxima. Como medida de seguridad se establece la potencia máxima en 1200W.

Por último, para seleccionar nuestro inversor, sabemos que en el mercado podemos encontrar inversores de onda senoidal pura (PWM) y de onda senoidal modificada (MSW). Se ha optado por el de onda senoidal pura pues aunque es algo más caro, nos evitará más de un problema que nos podrían ocasionar los de onda modificada con aparatos con motores.



Los inversores de onda senoidal pura modificada (PWM) pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos actuales, sin embargo, pueden ocasionarnos problemas con aparatos con cargas inductivas, como son los motores. Los inversores de onda senoidal pura (PWM), “imitan” la forma de onda que de la red eléctrica y en consecuencia es la mejor opción la alimentar los equipos eléctricos y electrónicos actuales.

8 Regulador

Procedemos ahora al cálculo del regulador, para ello debemos calcular cual es la máxima corriente que debe soportar el regulador.

Para calcular la corriente de entrada al regulador hacemos el producto corriente de cortocircuito de un módulo, en este caso el modelo A-150P del fabricante Atersa es de $I_{sc} = 8,69$ Amp, y multiplicamos por el número de las ramas (la corriente de cada rama en paralelo será aproximadamente la misma) en paralelo calculado anteriormente:

$$I_{entrada} = I_{MOD,SC} \cdot N_P$$

$$= 8,69 \cdot 11 = 95,6 \text{ A}$$

Siendo,

($I_{MOD,SC}$) la corriente unitaria del módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito, en este caso, para el A-150P, es de $I_{sc} = 8,69$ Amp. Se usa la corriente de cortocircuito para el cálculo de la corriente de entrada al regulador por que será la máxima corriente que podría ser generada por el módulo fotovoltaico y ha de ser esa la que tengamos en cuenta para evitar pérdidas de rendimiento.

(N_P) el número de ramas en paralelo, en este caso, 11.

Para calcular en número de reguladores necesarios se emplea la siguiente expresión:

$$N_r = \frac{N_{pp} i_p}{i_r}$$

Siendo:

- N_r = Numero de reguladores.
- N_{pp} = Numero de paneles en paralelo.
- i_p = Intensidad pico del panel seleccionado.
- i_r = Intensidad máxima del regulador.

En nuestro caso el regulador empleado es **Leo 20 de la marca ATERSA**, y con sus características encontramos los valores necesitados.

Regulador:

- $i_r = 50A$.

Panel:

- $i_p = 8,69A$.

- $N_{pp} = 11$ paneles.

$$N_r = 11 \cdot 8,69 / 50 = 1,9 = 2 \text{ reguladores}$$

ANEXO 2

DIMENSIONADO DEL SISTEMA MEDIANTE EL SOFTWARE PVSOL EXPERT 4.0

1 Contenido

2	Acerca de PVsol expert 4.0.....	43
2.1	- Selección del sistema	43
2.2	Datos del proyecto	45
2.3	Sistema FV	45
2.4	Criterios de dimensionamiento	45
2.4.1	Dimensionado del sistema fotovoltaico.....	45
2.4.2	Perfil de obstáculos	46
2.5	Determinación del consumo	47
2.6	Dimensionado del sistema	48
2.6.1	Elementos de la instalación.....	48
3	Simulación y resultados.....	49

ANEXO 2 – DIMENSIONADO DEL SISTEMA MEDIANTE EL SOFTWARE PVSOL EXPERT 4.0

En el presente anexo se procede al dimensionamiento definitivo del sistema fotovoltaico mediante el software PVSol Expert en su versión 4.0. Algunos de los parámetros a introducir en el programa vendrán definidos por el Anexo 3 – Pre- dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

2 Acerca de PVSol expert 4.0

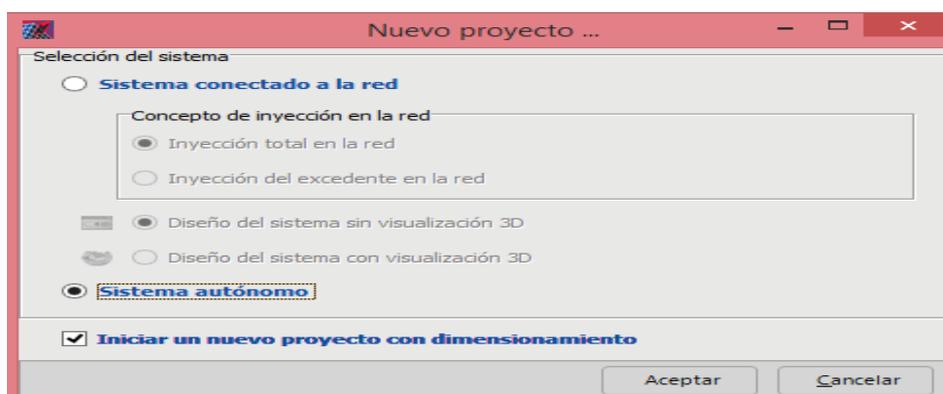
PVSol es un software comercial para el estudio completo y análisis de instalaciones fotovoltaicas. El sistema puede ser:

- Conectado a red
- Aislado

El programa realiza el cálculo de la producción de un sistema utilizando simulaciones detalladas por hora. Para ello, PVSol Expert posee una gran flexibilidad a la hora de importar datos, tanto climáticos como de las cargas del sistema. También permite comparar varias simulaciones y realizar análisis económicos del sistema. Para el estudio de las sombras, permite establecer un perfil de obstáculos, y también posee una herramienta 3D para el estudio de las sombras cercanas. Posee una amplia base de datos de componentes (módulos FV, baterías, inversores de red, reguladores de carga, generadores...), y permite introducir nuevos componentes manualmente.

Para el dimensionado de un sistema fotovoltaico aislado, deberemos navegar a través de los menús que se describen a continuación:

2.1 - Selección del sistema



En esta sección se pueden crear nuevos proyectos o cargar proyectos ya existentes, así como sus variantes de simulación. A la hora de designar un nuevo proyecto se debe introducir la información básica del mismo (sistema autónomo ó conectado a red).

Una vez elegido el tipo de sistema aparece el siguiente menú:

Dimensionamiento sistemas autónomos

Datos del proyecto

Nombre del proyecto: Instalacion fotovoltaica en la Mezquita de playa blanca-Lanzarote

Datos climáticos: Arrecife/Lanzarote

Consumo: Por favor, pulsar el botón

Sistema FV

Módulo FV: PV*SOL Example con seguimiento MPP

Orientación del generador FV: Acimut: 0,00 °

Inclinación: 45,00 °

Batería: PV*SOL Example Tensión del sistema: 24 V

Límite inferior de descarga de la batería: 30,00 % (*) (*) ref. a la capacidad nom. de la batería

Criterios de dimensionamiento

Dimensionamiento: Diciembre

Tiempo de autonomía: 3,0 Días

Tiempo de recuperación del sistema: 7,0 Días

Dimensionamiento

Capacidad de la batería: 0,0 Ah

Potencia FV: 0 Wp

Entrada libre

Nº de baterías: 0,0

Nº de módulos: 0,0

Dimensionamiento

Interconexión

Capacidad de la batería [Ah]: ---

Potencia FV [W]: ---

Nº de baterías: ---

Nº de módulos: ---

2.2 Datos del proyecto

En esta sección se introduce la información básica del mismo (nombre del proyecto, fecha, cliente, dirección...), definir el lugar geográfico y el archivo de clima asociado al lugar, y se establecen las cargas del sistema.

2.3 Sistema FV

En esta sección se determina la orientación del sistema fotovoltaico. Aquí se debe establecer si se trata de un sistema estático o posee algún tipo de seguimiento solar, y se determinan el resto de parámetros y los componentes (módulos, baterías, tensión del sistema...) que se van a emplear.

2.4 Criterios de dimensionamiento

En esta sección se define el mes sobre el cual se va a realizar el dimensionado y los días de autonomía.

2.4.1 Dimensionado del sistema fotovoltaico

2.4.1.1 Introducción de datos Meteonorm

El programa PVSol Expert 4.0 dispone, de los datos de radiación de un gran número de ciudades, sin embargo, existe otra opción que permite introducir desde alguna base de datos externa, ya sea de forma manual ó automática estos datos

```
Nombre del lugar = Arrecife/Lanzarote
Latitud [°] = 28,950, Longitud [°] = -13,600, Altitud [m] = 21
Zona climática = IV, 1

Modelo irradiancia = variable months; Modelo temperatura = Standard (hora)
Radiación: 1996-2010
Temperatura: 2000-2009
```

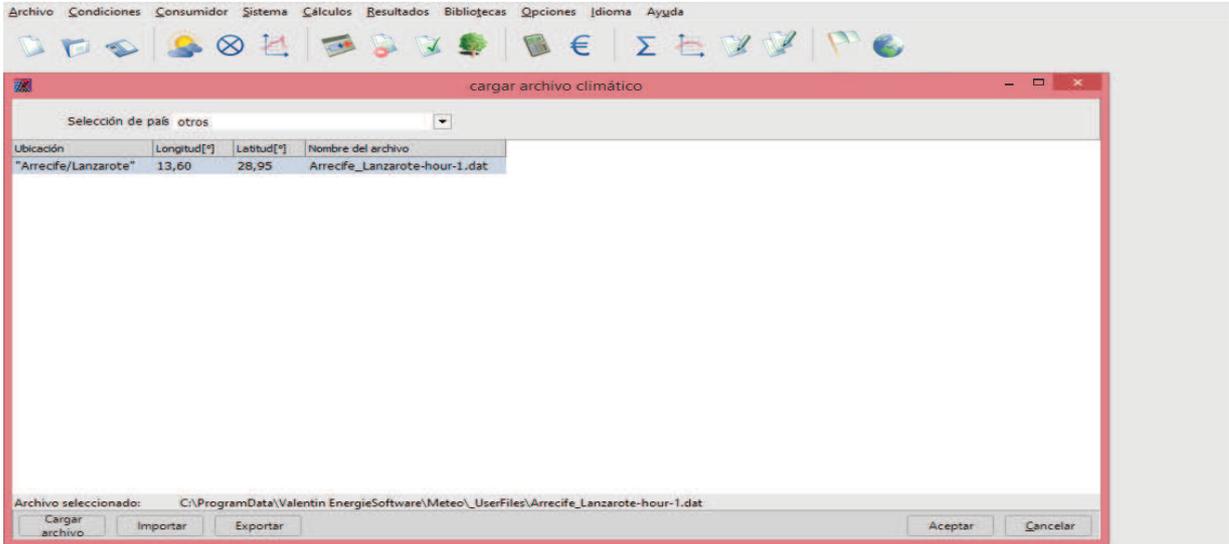
Mes	Ta	G_Gh	FF	RH
Ene	17.1	135	4.9	67.9
Feb	18.6	174	5.3	68.1
Mar	18.9	231	5.5	66.3
Abr	19.8	246	6.4	63.5
Mayo	20.8	283	6.6	64.1
Jun	22.8	264	6.7	66.6
Jul	24.8	286	8.7	64.6
Ago	25.9	269	7.4	66.6
Sept	24.9	225	5.4	68.7
Oct	24.2	190	4.9	69.7
Nov	21.6	139	4.9	67.5
Dic.	18.9	113	4.7	69.6
Año	21.5	213	6.0	66.9

Leyenda:

Ta: Temperatura del aire
 FF: Velocidad del viento
 RH: Humedad relativa
 G_Gh: Irradiancia media de la radiacion global horizontal

Radiación en [W/m²]
 Temperatura en [°C]

A continuación se introducirán los datos climatológicos. En el programa hay una opción que nos permite importar los datos directamente.

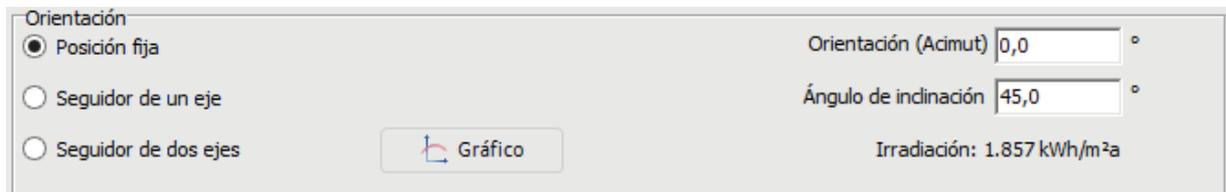


En nuestro caso, se importan a través de un archivo los valores de la Irradiancia global sobre la superficie horizontal, temperatura ambiente y velocidad del viento.

Este archivo se ha descargado desde la base de datos Meteonorm.

2.4.1.2 Orientación del generador fotovoltaico

Tal y como se indica en la memoria, la inclinación del plano corresponde ($\beta=45^\circ$) y la orientación del mismo es perfectamente hacia el Sur ($\alpha=0^\circ$)

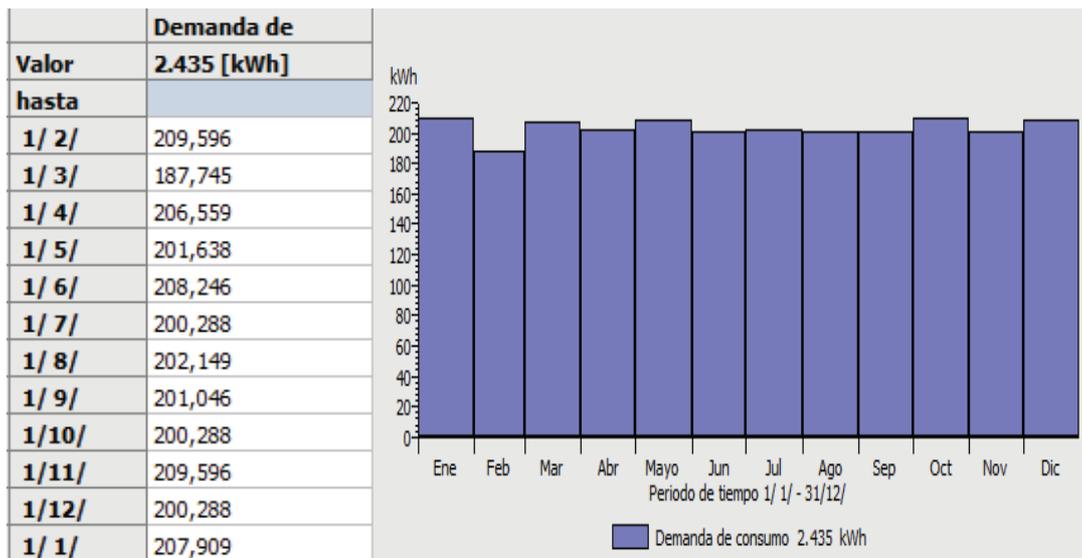
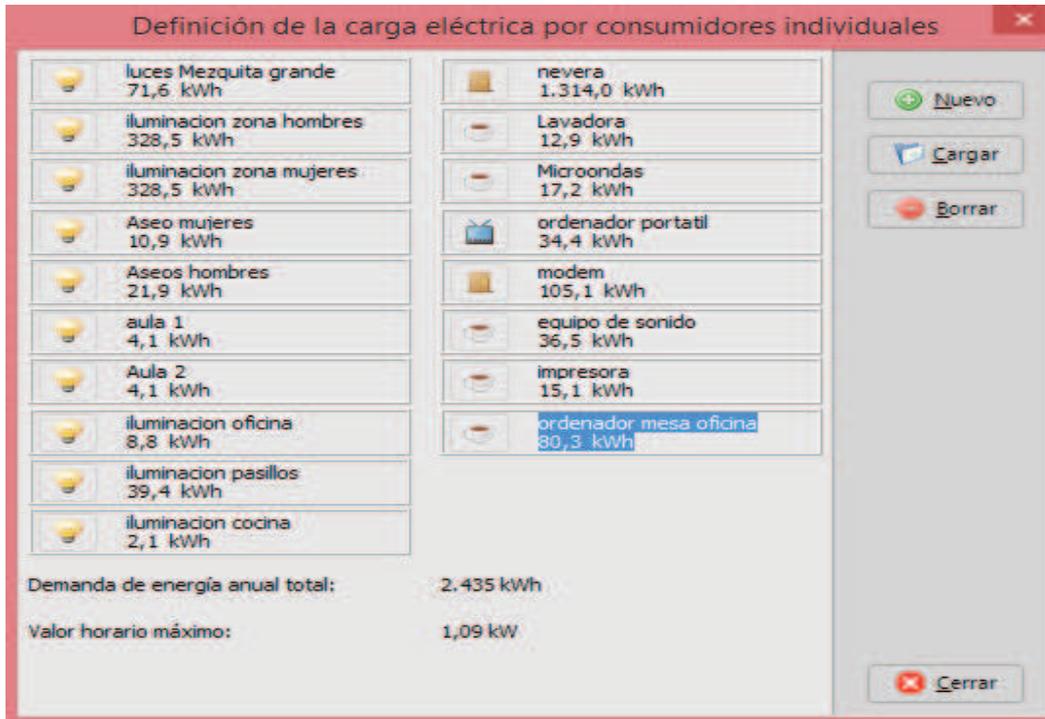


2.4.2 Perfil de obstáculos

No se presentan obstáculos que impidan el paso de la radiación al generador fotovoltaico, las pérdidas producidas a lo largo del año son mínimas, por lo que no se traza ningún perfil de obstáculos.

2.5 Determinación del consumo

A continuación, se definen las cargas del sistema. Para ello, con los datos de consumo ya expuestos, se crean unos archivos que contienen el consumo horario a lo largo del año (8760 horas).



2.6 Dimensionado del sistema

Una vez especificadas las cargas pasamos a la selección de las baterías, módulos fotovoltaicos y inversor.

Escogemos un voltaje de 24V porque para pequeños consumos es recomendable. Le asignamos una autonomía de 3 días porque si no con más días se nos dispararía el número de baterías y el coste de la instalación.

2.6.1 Elementos de la instalación

Módulos fotovoltaicos: A-150P del fabricante Atersa.

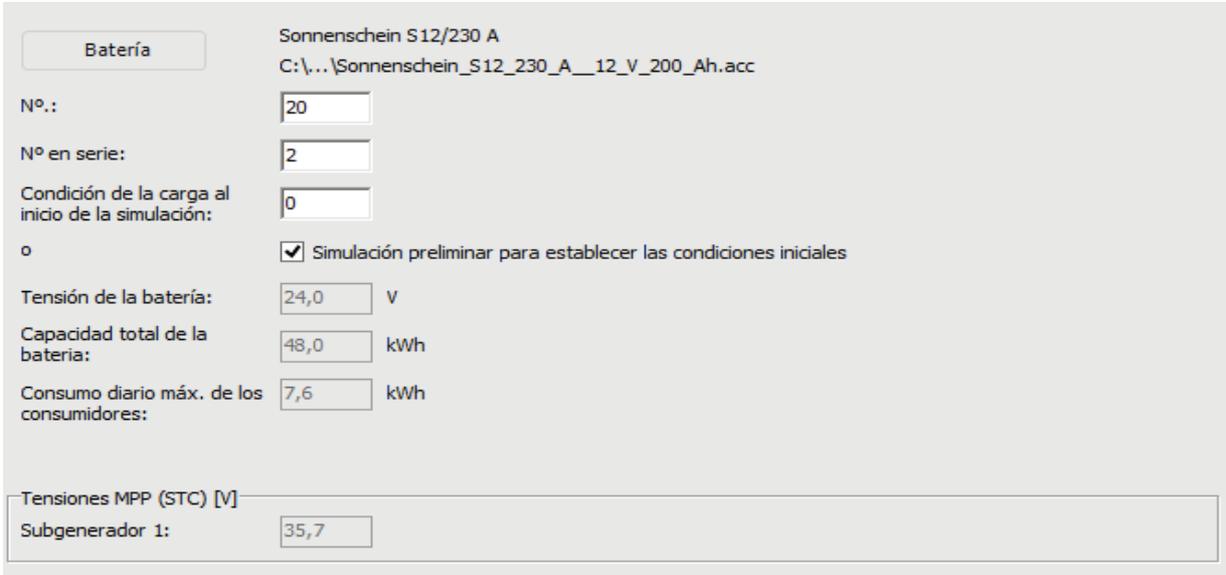
Baterías: batería Sonnenschein S12/200 A.

Regulador: genérico con intensidad máxima de trabajo de 50A y tensión 24V.

Inversor: STUDER INNOTEK SI 1200W.

2.6.1.1 Instalación

Se ha seleccionado la batería Sonnenschein S12/230 A, cuya tensión es de 12V y su capacidad en las condiciones dadas de 200Ah, dando, al igual que en el pre- dimensionado, un total de 20 baterías.



The screenshot shows the 'Batería' configuration window in the pvsol expert software. The battery selected is 'Sonnenschein S12/230 A' with the file path 'C:\...\Sonnenschein_S12_230_A__12_V_200_Ah.acc'. The configuration parameters are as follows:

Parameter	Value	Unit
Nº.:	20	
Nº en serie:	2	
Condición de la carga al inicio de la simulación:	0	
o	<input checked="" type="checkbox"/>	Simulación preliminar para establecer las condiciones iniciales
Tensión de la batería:	24,0	V
Capacidad total de la batería:	48,0	kWh
Consumo diario máx. de los consumidores:	7,6	kWh
Tensiones MPP (STC) [V]		
Subgenerador 1:	35,7	

El módulo solar seleccionado es el A-150P del fabricante Atersa. El número de módulos seleccionado es 22 (2 en serie y 11 en paralelo).

Nombre: <input type="text" value="ATERSA 150"/>	
Módulo FV: <input type="text" value="ATERSA A-150P"/>	
Situación de instalación <input checked="" type="radio"/> Libre <input type="radio"/> Con ventilación trasera <input type="radio"/> Sin ventilación	Potencia del generador <input checked="" type="radio"/> Entrar número de módulos Nº de módulos: <input type="text" value="22"/> <input type="radio"/> Potencia a partir de superficie tejado <input type="button" value="Parámetros tejado"/> Potencia generador FV resultante: <input type="text" value="3,30"/> kWp
Orientación <input checked="" type="radio"/> Posición fija <input type="radio"/> Seguidor de un eje <input type="radio"/> Seguidor de dos ejes <input type="button" value="Gráfico"/>	Orientación (Acimut): <input type="text" value="0,0"/> ° Ángulo de inclinación: <input type="text" value="45,0"/> ° Irradiación: 1.857 kWh/m ² a
Interconexión Nº de módulos en serie: <input type="text" value="2"/> Interconexión <input type="button" value="v"/> Nº de cadenas en paralelo: <input type="text" value="11"/>	Tensión MPP (STC) [V]: <input type="text" value="35,7"/>

La potencia máxima de entrada al inversor vendrá determinada por la potencia de las cargas y la simultaneidad en el uso de las mismas. A la hora de determinar el consumo se estableció el funcionamiento previsto del sistema, dando lugar a un valor de 1009W de potencia máxima. Como medida de seguridad se establece la potencia máxima en 1200W.

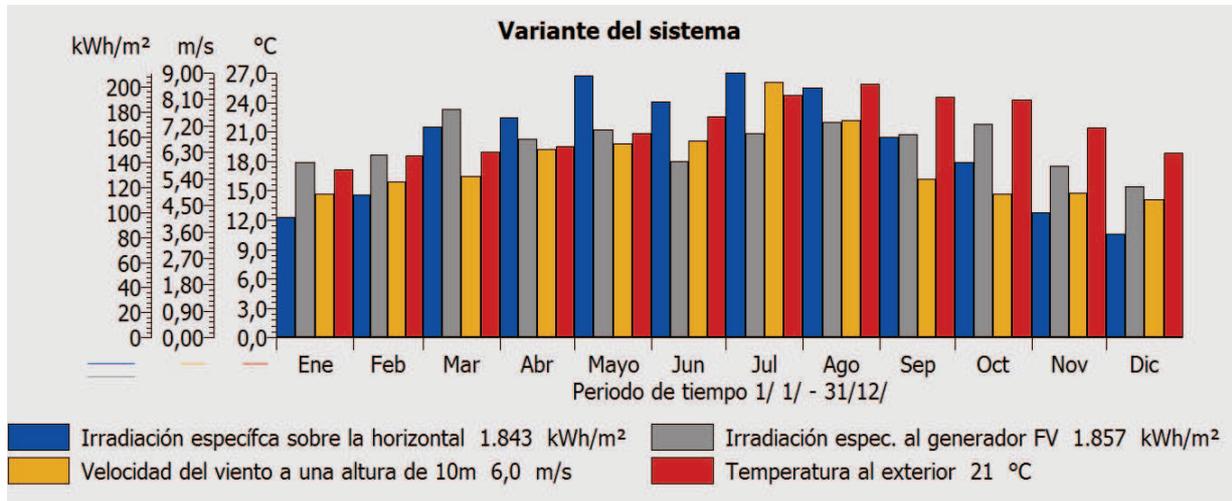
El inversor seleccionado es el STUDER INNOTEK SI 1200W.

<input type="button" value="Inversor autónomo"/>	STUDER INNOTEK SI 1224 C:\... \STUDER INNOTEK SI 1224 1 2 kW 24 V.wra
Potencia nominal AC:	<input type="text" value="1,20"/> kW
Potencia máxima de las cargas:	<input type="text" value="1,09"/> kW
Potencia FV instalada:	<input type="text" value="3,30"/> kW
Tensión nom. DC:	<input type="text" value="24,0"/> V
Tensión de la batería:	<input type="text" value="24,0"/> V

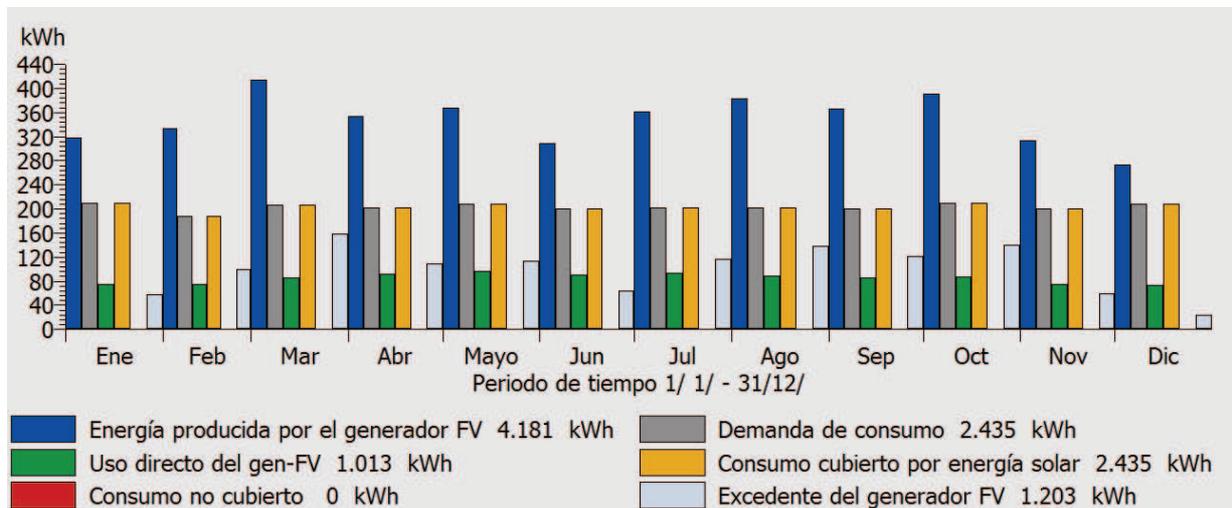
3 Simulación y resultados

Finalmente se ha realizado la simulación. El propio PVSol Expert 4.0 nos muestra un informe con los resultados más importantes del sistema. El informe se muestra a continuación.

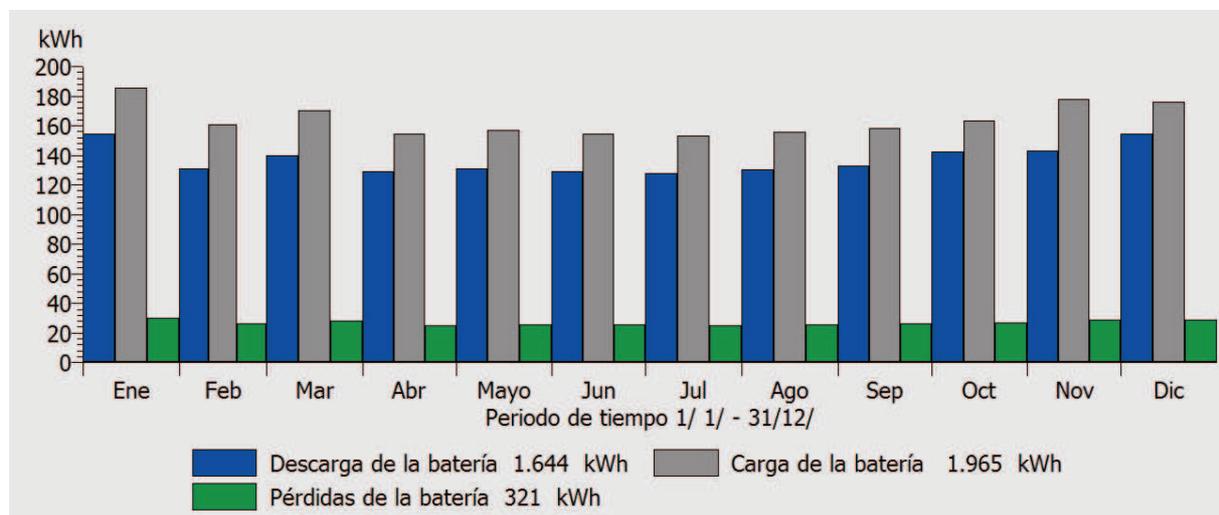
- 1 – Evaluación gráfica Datos climáticos



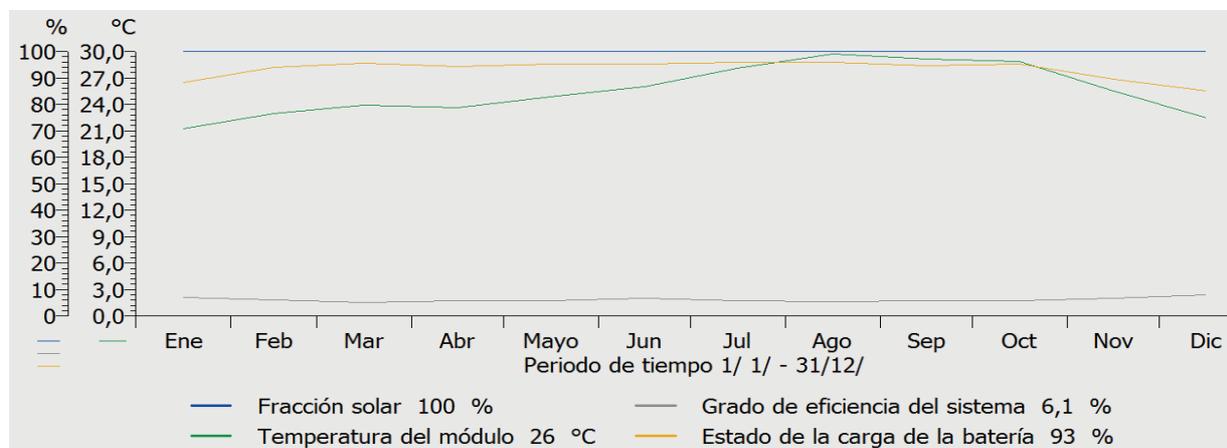
- 2 – Evaluación gráfica Energía



- 3 – Evaluación gráfica Batería



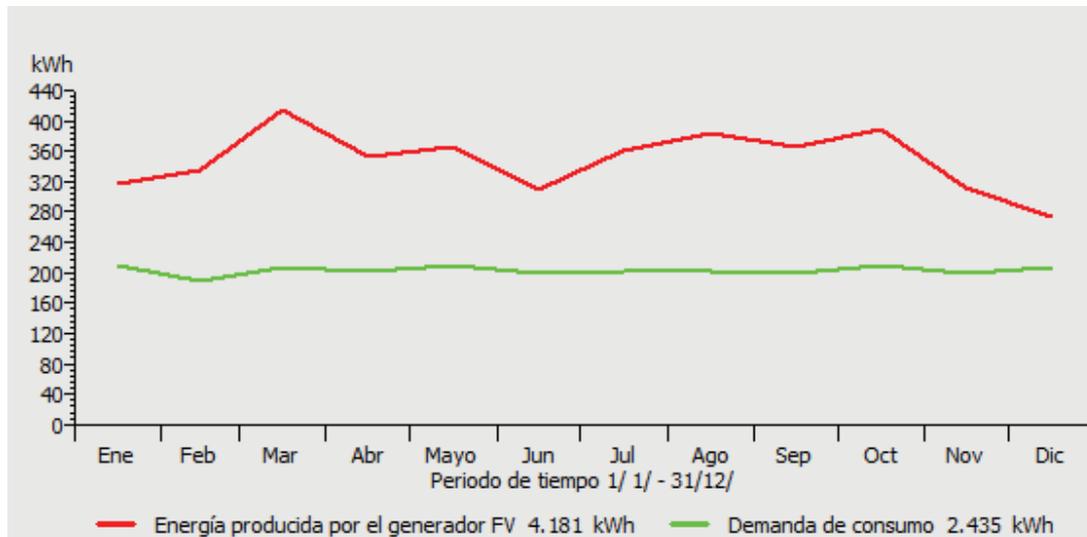
- 4 – Evaluación gráfica Sistema completo



Para la simulación realizada la fracción solar es del 100%. Se puede observar que el consumo está cubierto al 100%, sin embargo, esto hace que se reduzca el factor de rendimiento, debido a que este sobredimensionamiento solo sería útil para el mes de Diciembre.

- 5 – Saldo anual de energía

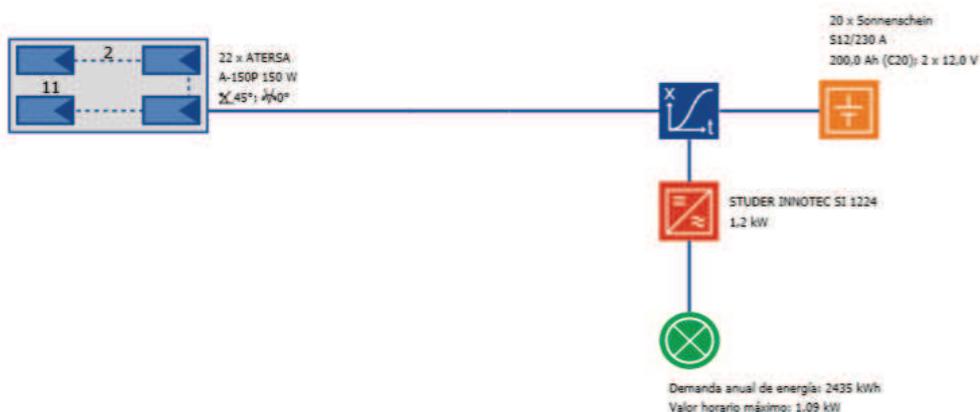
Saldo anual de energía			
Superficie bruta del generador:	21,40 m ²	Potencia del generador:	3,30 kW
Superficie de referencia del generador:	21,43 m ²		
<hr/>			
Irradiación sobre el generador FV	39.803,4 kWh		
Energía producida por el generador FV	4.181,1 kWh		
Demanda de consumo	2.435,3 kWh		
Energía del gen. FV usada directamente	1.013,4 kWh		
Consumo no cubierto	0,0 kWh		
Excedente del generador FV	1.202,5 kWh		
Fracción solar	100,0 %		
Performance Ratio (Eficiencia del sistema)	39,7 %		
Rendimiento específico anual	738,0 kWh/kWp		
Grado de eficiencia del sistema	6,1 %		
Eficiencia del generador FV	10,5 %		



El excedente del generador Fv es grande, sobre todo, en los meses Julio y Agosto, se desaprovecha gran parte de la instalación fotovoltaica. Esto es debido a que la radiación en esta época es alta respecto al invierno, mientras que el consumo es bajo, debido a que es periodo de vacaciones y parte de las cargas no se utiliza durante este periodo. Intentar aumentar el rendimiento de la instalación provocaría que el consumo no cubierto fuera mayor.

- 6 – Informe resumido del proyecto

Nombre del proyecto:	Mezquita Playa Blanca	14/09/2014
Nombre de variante:	Variante del sistema	



Ubicación:	Arrecife/Lanzarote
Archivo de datos climáticos:	Arrecife/Lanzarote (1981-2000)
Potencia FV:	3,30 kWp
Superficie FV bruta/ de referencia:	21,40 / 21,43 m ²

Irradiación sobre el generador FV:	39.803 kWh
Energía producida por el generador FV:	4.181,1 kWh
Demanda de consumo:	2.435,3 kWh
Consumo cubierto por energía solar:	2.435,3 kWh
Consumo no cubierto :	0,0 kWh

Fracción solar:	100,0 %
Performance Ratio (Eficiencia del sistema):	39,7 %
Rendimiento específico anual:	738,0 kWh/kWp
Emisión de CO2 evitada	1.496 kg/a
Grado de eficiencia del sistema:	6,1 %
Eficiencia del generador FV:	10,5 %

Los resultados son calculados usando un modelo matemático. El rendimiento real del sistema FV puede variar debido a las variaciones de las condiciones climáticas, módulos, eficiencia del inversor y otros factores. El diagrama anterior es un esbozo, y no puede reemplazar el dibujo técnico profesional del sistema FV.

Para abastecer nuestras necesidades de **6706,74 Wh/día** con una autonomía de 3 días serán necesarios:

- 22 paneles fotovoltaicos distribuidos 2 en serie y 11 en paralelo
- 20 baterías, 2 en serie y 10 en paralelo

Como se muestra:

La inclinación de los paneles será de 45° la cual es la inclinación óptima durante los meses de invierno que es cuando más energía se requiere y menos aporta el sol. El acimut será de 0° y la potencia nominal total de 1,09kWp, la tensión proporcionada por los paneles será de 24v y la energía total producida por el sistema será de 4.181,1kWh/año.

Nuestra instalación cubre perfectamente nuestras necesidades durante todo el año, siendo esta excedentaria durante los meses de verano, hasta 1.202 KWh de excedente.

A pesar de que el programa presenta una herramienta para la evaluación económica, se ha decidido no utilizarla, y realizar un presupuesto más detallado. Por lo tanto, se da aquí por concluido el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

ANEXO 3

DETERMINACIÓN DEL CABLEADO

1 Contenido

2	CRITERIOS GENERALES DE CÁLCULOS	56
3	MÉTODO DE CÁLCULO.....	57
4	CÁLCULOS.....	61
5	Resumen.....	63

ANEXO 3 – DETERMINACIÓN DEL CABLEADO

2 CRITERIOS GENERALES DE CÁLCULOS

Para dimensionar las líneas eléctricas se han seguido los siguientes criterios de comprobación de la validez de la sección adoptada para los conductores por:

- Intensidad máxima admisible; según la ITC-BT 40, en las Instalaciones Generadoras de Baja Tensión los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.
- Caída de tensión máxima; para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener unos valores de sección tales que la caída de tensión en ellos sea inferior a las indicadas a continuación:

- 1 ✓ Caída de tensión máxima en la parte de CC, 1,5%
- 1 ✓ Caída de tensión máxima en la parte de CA, 1,5% (ITC-BT-40)

3 MÉTODO DE CÁLCULO

La elección del cable vendrá determinada por el cumplimiento de los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible
- Caída de tensión

Se parte de la potencia de cálculo y de la tensión que soporta el sistema, con el fin de calcular la intensidad de corriente que determinará la sección del conductor, que a su vez dará la intensidad máxima admisible por el mismo. La fórmula empleada para este cálculo es:

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos\varphi}$$

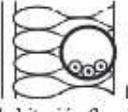
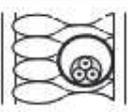
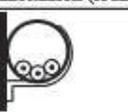
donde:

- I: intensidad (A)
- P: Potencia (W)
- V: Tensión (V)
- $\cos\varphi$: factor de potencia

A la hora de determinar la sección de los conductores, se tendrá en cuenta la tabla de los métodos de instalación de referencia según la norma UNE 20460-5-523 de 2004.

En nuestro caso se emplea un cable multiconductor al aire libre.

Tabla 52-B1
Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento
		Intensidad admisible para los circuitos simples					Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento		
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		Aislamiento mineral				
		Número de conductores								
2	3	2	3	1, 2 y 3	8	9				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
 habitación (local)	A1	52-C1 Col. 2	52-C3 Col. 2	52-C2 Col. 2	52-C4 Col. 2	–	52-D1	52-E1		
 habitación (local)	A2	52-C1 Col. 3	52-C3 Col. 3	52-C2 Col. 3	52-C4 Col. 3	–	52-D1	52-E1		
	B1	52-C1 Col. 4	52-C3 Col. 4	52-C2 Col. 4	52-C4 Col. 4	–	52-D1	52-E1		
	B2	52-C1 Col. 5	52-C3 Col. 5	52-C2 Col. 5	52-C4 Col. 5	–	52-D1	52-E1		
	C	52-C1 Col. 6	52-C3 Col. 6	52-C2 Col. 6	52-C4 Col. 6	Cubierta 70 °C 52-C5 Cubierta 105 °C 52-C6	52-D1	52-E1		
	D	52-C1 Col. 7	52-C3 Col. 7	52-C2 Col. 7	52-C4 Col. 7	–	52-D2	52-E3		
	E	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1		

A continuación, e introduciendo la longitud de la línea, se obtiene la caída de tensión y se comprueba que ésta esté dentro del límite establecido, ya que de lo contrario se tendrá que aumentar la sección del conductor hasta que cumpla con dicha restricción.

La fórmula empleada para este cálculo es :

$$S = \frac{2LI}{56(V_a - V_b)}$$

donde,

S: sección de cable (mm²)

L: longitud del cable (m)

I: intensidad pico (A)

(V_a-V_b): caída de tensión máxima admisible

La constante 56, viene determinada por la inversa de la resistividad del cobre, que a 20 °C es de 0,018 Ω·mm²/m

Para determinar la sección de los conductores, también se ha tenido en cuenta las intensidades admisibles. Los valores establecidos se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 52 – C9
Intensidades admisibles, en amperios, para los métodos de instalación E, F y G de la tabla 52 – B1
Aislamiento PVC, conductores de cobre
Temperatura del conductor: 70 °C
Temperatura ambiente de referencia: 30 °C

Sección nominal de los conductores mm ²	Métodos de instalación de la tabla 52 – B1						
	Cables multiconductores		Cables unipolares				
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados en triángulo	Tres conductores cargados en plano	Separados	
						En contacto	Horizontales
	Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	22	18,5	–	–	–	–	–
2,5	30	25	–	–	–	–	–
4	40	34	–	–	–	–	–
6	51	43	–	–	–	–	–
10	70	60	–	–	–	–	–
16	94	80	–	–	–	–	–
25	119	101	131	110	114	146	130
35	148	126	162	137	143	181	162
50	180	153	196	167	174	219	197
70	232	196	251	216	225	281	254
95	282	238	304	264	275	341	311
120	328	276	352	308	321	396	362
150	379	319	406	356	372	456	419
185	434	364	463	409	427	521	480
240	514	430	546	485	507	615	569
300	593	497	629	561	587	709	659
400	–	–	754	656	689	852	795
500	–	–	868	749	789	982	920
630	–	–	1 005	855	905	1 138	1 070

Una vez hallada la sección del cable y que este cumpla con las restricciones de; caída de tensión e intensidad máxima admisible se definirán los diámetros de los tubos que contendrán a los conductores.

Para definir los diámetros de los tubos que contienen a los conductores nos basaremos en la norma ITC-BT-21 de aplicación a tubos en Canalizaciones aéreas o con tubos al aire.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

(Tabla , Diámetro exteriores mínimo de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir)

Para la realización de los cálculos se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Tensión de aislamiento de los conductores: 0,6/1 kV.
- Tipo de aislamiento PVC (Poli cloruro de vinilo T_{máx} = 70°C).
- Conductores unipolares.
- Temperatura ambiente: 30° C.
- Temperatura del terreno: 20° C.
- Resistividad térmica del terreno: 1 Km/W.

4 CÁLCULOS.

Para realizar los cálculos se han considerado los siguientes tramos:

1. Conexión entre módulos.
2. Tramo campo de paneles-regulador
3. Tramo Regulador-Acumulador
4. Tramo Acumulador-Inversor
5. Tramo Inversor – Tablero

Conexión entre módulos.

El generador fotovoltaico constará de 22 módulos (A-150P Atersa) con las siguientes propiedades:

- Potencia nominal: 150Wp.
- Tensión en el punto de máximo rendimiento: 17,8 V.
- Corriente de cortocircuito: 8,69 A.

Los cables de conexión en serie de los módulos fotovoltaicos vienen montados de fábrica. Estos conductores son de cobre de 4mm² y, e irán de forma aérea.

A continuación se muestra una tabla referente a los cálculos de las secciones mencionadas anteriormente.

Origen del circuito	Destino del circuito	Tipo de Corriente	Longitud	Tipo de Conductor	Intensidad max admisible (A)	Designación del conductor	diametro exterior de tubos
Campo Panles	Regulador1						
		DC	5	COBRE	52,14	2x10 mm2	20 mm2
Campo Panles	Regulador2						
		DC	5	COBRE	43,45	2x10 mm2	20 mm2
Regulador1	Acomulador						
		DC	2,5	COBRE	52,14	2x10 mm2	20 mm2
Regulador2	Acomulador						
		DC	2,5	COBRE	43,45	2x10 mm2	20 mm2
Acomulador	Inversor						
		DC	2	COBRE	50	2x10 mm2	20 mm2
Inversor	Tablero						
		AC	3	COBRE	5,21	2x2,5mm2	12 mm2

5 Resumen

Las secciones de cable normalizadas son las siguientes:

Sección (mm ²)
0,5
0,75
1
1,5
2,5
4
6
10
16
25
35
50

Para cada uno de los casos, se ha seleccionado la sección comercial inmediatamente superior a la calculada. En el caso del tramo inversor-Tablero, con el fin de homogeneizar las secciones, se ha seleccionado una sección única de 2,5 mm².

Tramo	Sección
Generador-Regulador	10
Regulador-Acuminado	10
Acuminador-Inversor	10
Tramo inversor-Tablero	2,5

Anexo 4

Radiación Solar

1 Contenido

2	RADIACIÓN SOLAR.....	66
2.1	Objeto del estudio.....	66
2.2	Irradiación global horizontal diaria	66
3	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	69
3.1	Inclinación.....	69
4	Horas de Sol Pico	71

2 RADIACIÓN SOLAR

2.1 Objeto del estudio

El objetivo de este cálculo es obtener a partir del dato de irradiación global horizontal, la irradiación global incidente sobre la superficie receptora, la cual tendrá una orientación y una inclinación determinada con respecto al sur y al plano horizontal del terreno respectivamente.

Se estudiarán las diferentes inclinaciones posibles con el propósito de obtener el diseño y distribución del campo fotovoltaico que de una mayor rentabilidad y eficiencia y en consecuencia la mayor extracción de energía eléctrica mediante el uso de módulos fotovoltaicos.

2.2 Irradiación global horizontal diaria

Para la descripción de la climatología los datos meteorológicos se han descargado desde la base de datos del software Meteonorm facilitado por la Universidad Pública de Navarra.



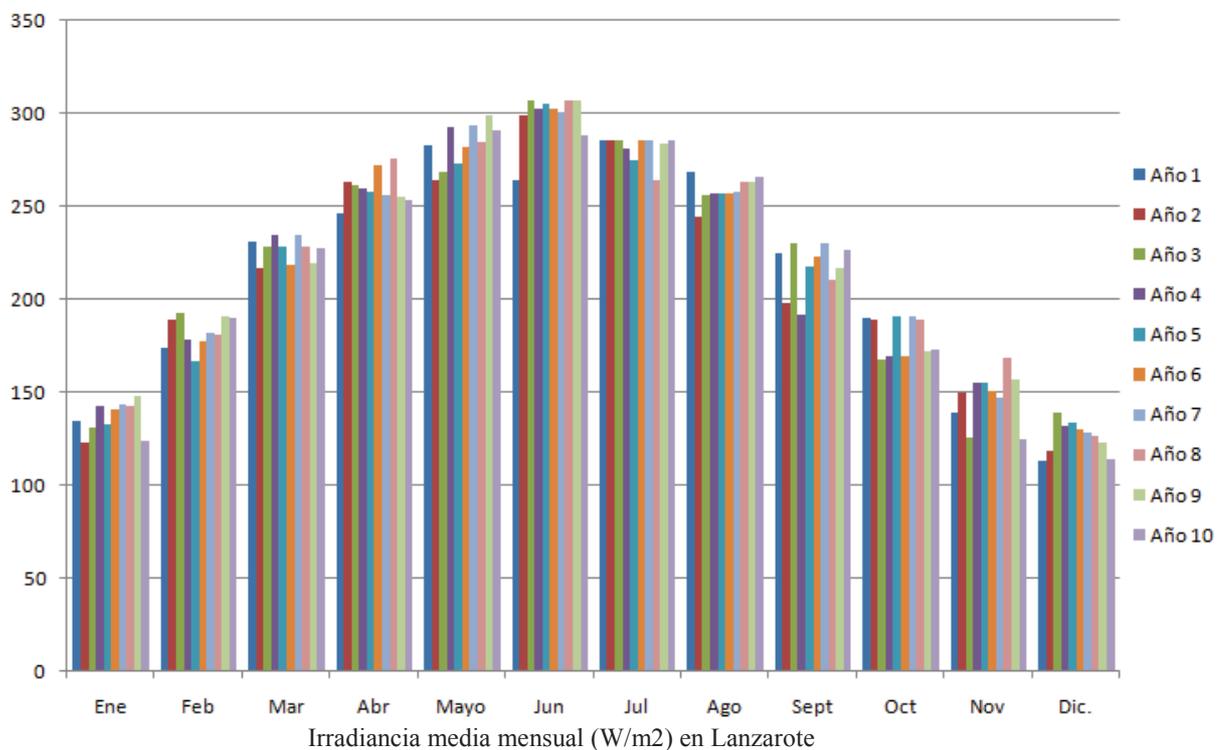
Imagen Software Meteonorm

Se dispone de una serie de datos para los años (1999-2010), las componentes climatológicas que se han obtenido han sido la temperatura, el viento y la radiación.

Una vez hechas las consultas en Meeonorm, a continuación, se muestran las irradiancias medias mensuales de los 10 años en (W/m²).

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ene	135	123	131	143	133	141	144	143	148	124
Feb	174	189	193	179	167	178	182	181	191	190
Mar	231	217	229	235	229	219	235	229	220	228
Abr	246	263	262	260	258	272	256	276	255	254
Mayo	283	264	269	293	273	282	294	285	299	291
Jun	264	299	307	303	305	303	301	307	307	288
Jul	286	286	286	281	275	286	286	264	284	286
Ago	269	245	256	257	257	257	258	263	263	266
Sept	225	198	230	192	218	223	230	211	217	227
Oct	190	189	168	170	191	170	191	189	172	173
Nov	139	150	126	155	155	151	147	169	157	125
Dic.	113	119	139	132	134	130	129	127	123	114

Irradiancia media mensual (W/m²) en Lanzarote 10 años



Como se trata de una instalación aislada, se ha optado en este trabajo por la elección del mes más crítico de los 10 años como base para el dimensionado del sistema.

Esta opción tiene como ventaja el sobre-dimensionado de nuestro sistema.

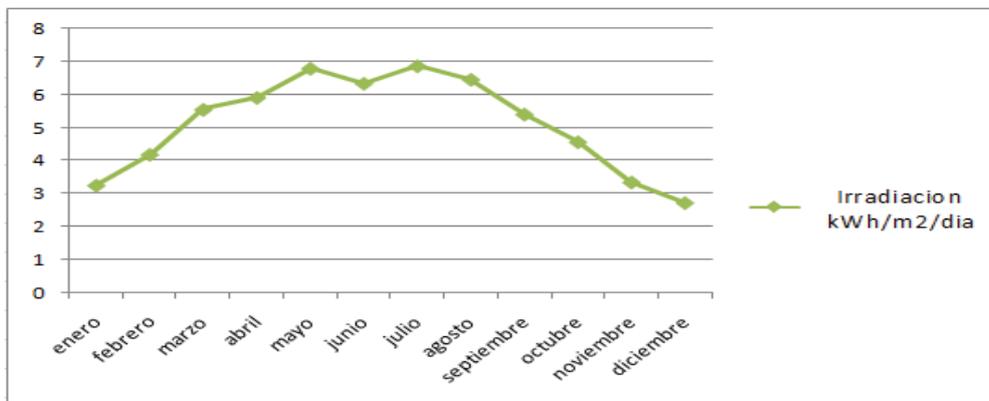
Como se puede comprobar en la gráfica anterior el mes crítico corresponde al mes de diciembre del año 1.

A partir de este momento se utilizará el año 1 para hacer el dimensionado.

Como se necesitan valores de energía y no de potencia, se ha transformado la irradiancia media mensual (W/m²) en irradiación diaria media mensual (kWh/m²/día).

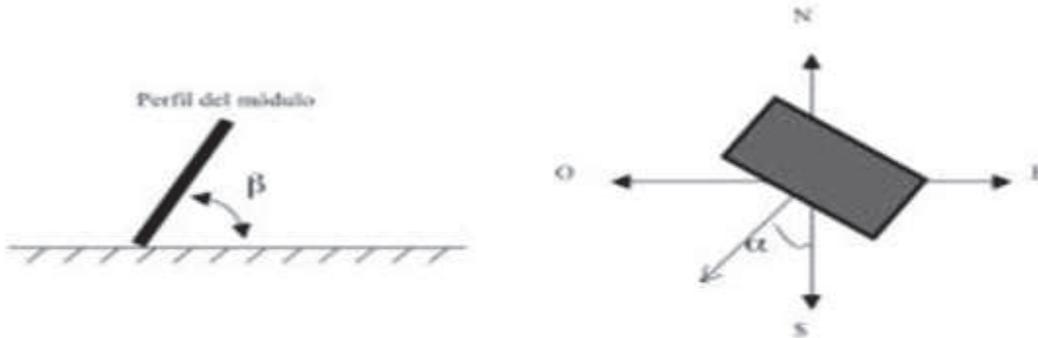
Mes	Irradiancia (W/m ²)	Irradiación (kWh/m ² /día)	Días	Irradiación (kWh/m ² /mes)
Ene	135	3,24	31	100,44
Feb	174	4,176	28	116,928
Mar	231	5,544	31	171,864
Abr	246	5,904	30	177,12
Mayo	283	6,792	31	210,552
Jun	264	6,336	30	190,08
Jul	286	6,864	31	212,784
Ago	269	6,456	31	200,136
Sept	225	5,4	30	162
Oct	190	4,56	31	141,36
Nov	139	3,336	30	100,08
Dic.	113	2,712	31	84,072

irradiación diaria media mensual (kWh/m²/día), Lanzarote



Irradiación diaria media mensual (kWh/m²/día), Lanzarote

3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.



3.1 Inclinación.

El factor de corrección K para superficies inclinadas es un dato de partida necesario para calcular la inclinación del campo fotovoltaico óptimo para una mayor recepción de radiación. A su vez, tomaremos como datos de partida, que la instalación estará situada en el término municipal de Playa Blanca, cuya situación geográfica se encuentra en una latitud de (aproximadamente 29°).

LATITUD = 29°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.05	1.04	1.03	1.02	1	1	1	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06
10	1.1	1.08	1.05	1.02	1	0.99	1	1.03	1.06	1.1	1.12	1.12
15	1.15	1.11	1.07	1.03	0.99	0.98	0.99	1.03	1.08	1.14	1.18	1.17
20	1.18	1.14	1.08	1.02	0.98	0.96	0.98	1.03	1.1	1.17	1.22	1.22
25	1.21	1.15	1.08	1.01	0.95	0.93	0.95	1.01	1.1	1.2	1.26	1.25
30	1.23	1.16	1.08	0.99	0.92	0.9	0.92	1	1.1	1.21	1.28	1.28
35	1.24	1.17	1.07	0.97	0.89	0.86	0.89	0.97	1.09	1.22	1.3	1.3
40	1.25	1.16	1.05	0.93	0.85	0.81	0.85	0.94	1.07	1.22	1.32	1.31
45	1.24	1.15	1.02	0.9	0.8	0.76	0.8	0.9	1.05	1.21	1.32	1.32
50	1.23	1.13	0.99	0.85	0.75	0.71	0.74	0.85	1.02	1.19	1.31	1.31
55	1.22	1.1	0.95	0.8	0.69	0.64	0.68	0.8	0.98	1.17	1.3	1.3
60	1.19	1.07	0.91	0.75	0.63	0.58	0.62	0.75	0.93	1.14	1.28	1.28
65	1.16	1.03	0.86	0.69	0.56	0.51	0.55	0.69	0.88	1.1	1.24	1.25
70	1.12	0.98	0.8	0.62	0.49	0.44	0.48	0.62	0.82	1.05	1.2	1.22
75	1.07	0.93	0.74	0.55	0.42	0.36	0.41	0.55	0.76	0.99	1.16	1.17
80	1.02	0.87	0.68	0.48	0.34	0.28	0.33	0.48	0.69	0.93	1.1	1.12
85	0.96	0.81	0.61	0.41	0.26	0.21	0.25	0.4	0.62	0.87	1.04	1.06
90	0.9	0.74	0.54	0.33	0.18	0.13	0.17	0.32	0.54	0.79	0.97	1

Tabla de factores de corrección K para superficies inclinadas

En base a estos coeficientes de corrección calculamos la irradiación global sobre superficies inclinadas. Para ello basta con multiplicar irradiación diaria media mensual de la zona en que se encuentra nuestra instalación por el coeficiente correspondiente al mes y la inclinación.

Teniendo en cuenta este procedimiento se obtienen los siguientes resultados para la irradiación solar global sobre superficies inclinadas.

Mes	inclinación 50	inclinación 55	inclinación 60	inclinación 65	inclinación 70	inclinación 75	inclinación 80	inclinación 85	inclinación 90
enero	3985,2	3952,8	3855,6	3758,4	3628,8	3466,8	3304,8	3110,4	2916
febrero	4718,88	4593,6	4468,32	4301,28	4092,48	3883,68	3633,12	3382,56	3090,24
marzo	5488,56	5266,8	5045,04	4767,84	4435,2	4102,56	3769,92	3381,84	2993,76
abril	5018,4	4723,2	4428	4073,76	3660,48	3247,2	2833,92	2420,64	1948,32
mayo	5094	4686,48	4278,96	3803,52	3328,08	2852,64	2309,28	1765,92	1222,56
junio	4498,56	4055,04	3674,88	3231,36	2787,84	2280,96	1774,08	1330,56	823,68
julio	5079,36	4667,52	4255,68	3775,2	3294,72	2814,24	2265,12	1716	1166,88
agosto	5487,6	5164,8	4842	4454,64	4002,72	3550,8	3098,88	2582,4	2065,92
septiembre	5508	5292	5022	4752	4428	4104	3726	3348	2916
octubre	5426,4	5335,2	5198,4	5016	4788	4514,4	4240,8	3967,2	3602,4
noviembre	4370,16	4336,8	4270,08	4136,64	4003,2	3869,76	3669,6	3469,44	3235,92
diciembre	3552,72	3525,6	3471,36	3390	3308,64	3173,04	3037,44	2874,72	2712

Irradiación diaria media mensual (Wh/m²/día) para distintas inclinaciones.

Calculamos ahora la inclinación óptima para nuestra instalación, para ello aplicamos el criterio del Mes Crítico, así pues, se ha de preparar a partir de la tabla de radiaciones, la “Tabla de Cocientes” Consumo / Radiación que es la que se muestra a continuación:

Mes	inclinación 0	inclinación 5	inclinación 10	inclinación 15	inclinación 20	inclinación 25	inclinación 30	inclinación 35	inclinación 40
enero	2,086778176	1,987407787	1,897071069	1,814589718	1,768456081	1,724610063	1,696567623	1,682885626	1,669422541
febrero	1,60564621	1,543890586	1,486709453	1,446528117	1,408461587	1,396214095	1,384177767	1,372347188	1,384177767
marzo	1,201874738	1,166868678	1,144642608	1,123247419	1,11284698	1,11284698	1,11284698	1,123247419	1,144642608
abril	1,138425926	1,116103849	1,116103849	1,105267889	1,116103849	1,127154382	1,149925178	1,173634975	1,224113899
mayo	0,989047836	0,989047836	0,989047836	0,999038218	1,009232486	1,041102985	1,075051996	1,111289704	1,16358569
junio	1,053703704	1,053703704	1,064347175	1,075207861	1,097608025	1,133014735	1,170781893	1,225236865	1,30086877
julio	0,950019738	0,950019738	0,950019738	0,959615897	0,969407896	1,000020777	1,03263015	1,067437908	1,11767028
agosto	1,004546908	0,98484991	0,97528826	0,97528826	0,97528826	0,994600899	1,004546908	1,035615369	1,068666924
septiembre	1,236345679	1,200335611	1,166363848	1,144764518	1,123950617	1,123950617	1,123950617	1,134262091	1,155463251
octubre	1,482710809	1,412105533	1,347918918	1,300623517	1,267274196	1,235592341	1,225380834	1,215336729	1,215336729
noviembre	2,001278977	1,870354184	1,786856229	1,695999133	1,640392604	1,588316648	1,563499201	1,539445367	1,516120437
diciembre	2,472987439	2,333007018	2,208024499	2,113664478	2,027038885	1,978389951	1,932021437	1,90229803	1,887776671

inclinación 45	inclinación 50	inclinación 55	inclinación 60	inclinación 65	inclinación 70	inclinación 75	inclinación 80	inclinación 85	inclinación 90
1,682885626	1,696567623	1,710473915	1,753595106	1,798946703	1,8631948	1,950259978	2,045860957	2,173727267	2,318642418
1,396214095	1,420925849	1,459678372	1,500603934	1,558879815	1,6384145	1,726501301	1,845570356	1,982279271	2,169792175
1,178308567	1,214014887	1,265131303	1,320741471	1,397528765	1,502343423	1,624155052	1,76746285	1,970286456	2,22569396
1,264917695	1,339324619	1,423032407	1,517901235	1,649892646	1,836170848	2,06986532	2,371720679	2,7766486	3,449775533
1,236309795	1,318730448	1,433402661	1,5699172	1,76615685	2,018464972	2,3548758	2,908964224	3,804030139	5,494710201
1,386452242	1,484089724	1,646412037	1,816730524	2,066085694	2,394781145	2,926954733	3,763227513	5,017636684	8,105413105
1,187524673	1,283810457	1,39708785	1,532289901	1,727308615	1,979207788	2,317121313	2,878847692	3,800078953	5,588351402
1,116163231	1,181819892	1,255683635	1,339395877	1,455865084	1,620236949	1,826448924	2,092806059	2,51136727	3,139209088
1,177472075	1,212103607	1,261577223	1,329403956	1,404938272	1,507738633	1,62677063	1,791805332	1,994105934	2,289529035
1,225380834	1,24597547	1,267274196	1,300623517	1,347918918	1,412105533	1,497687686	1,594312698	1,704265298	1,876849126
1,516120437	1,527693875	1,539445367	1,563499201	1,613934659	1,667732481	1,725240497	1,819344524	1,924306708	2,063174203
1,873475333	1,887776671	1,90229803	1,932021437	1,978389951	2,027038885	2,113664478	2,208024499	2,333007018	2,472987439

Tabla de Cocientes, Consumo / Radiación

Para cada inclinación buscamos el mayor valor de todos los cocientes de cada columna, pues se corresponderán con el momento del año donde la relación entre el consumo de energía y la irradiación disponible será mayor, con lo que habrá que asegurar el suministro de energía sobre todo en ese momento aunque eso implique un sobredimensionamiento para los otros meses, como por ejemplo, los de verano, donde habrá excedente de energía. Se han señalado estos valores con las celdas sombreadas.

Como se puede comprobar esos valores máximos coinciden con el mes de diciembre, que es cuando hay menos radiación solar. Una vez que se conocen esos valores se elige a continuación el menor de todos ellos, para evitar un excesivo sobredimensionamiento, que en este caso corresponde al valor de 1,8734 y 45 ° de inclinación (señalado en negrita y celda más destacada). Es decir, nuestra instalación deberá disponer de una inclinación de 45°.

4 Horas de Sol Pico

Se debe introducir un concepto fundamental, el de las “Horas de Sol Pico” o HPS [horas]. Se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m². Es decir, una hora solar pico “HPS” equivale a 1kWh/m² o, lo que es lo mismo, 3.6 MJ/m². Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo 1000 watts/m².

En este punto, hay que hacer un apunte importante:

Irradiancia: Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m² o unidades equivalentes.

Irradiación: Es la cantidad de irradiación recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m² o, en caso de un día, en Wh/m²/día o unidades equivalentes.

Para calcular entonces el valor de HPS se debe dividir el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida (STC), pues es en esas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Ese valor de irradiancia en condiciones estándar de medida es de 1000 watts/m². Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP.

Mes	HSP 0	HSP 5	HSP 10	HSP 15	HSP 20	HSP 25	HSP 30	HSP 35	HSP 40
enero	3,24	3,402	3,564	3,726	3,8232	3,9204	3,9852	4,0176	4,05
febrero	4,176	4,34304	4,51008	4,63536	4,76064	4,8024	4,84416	4,88592	4,84416
marzo	5,544	5,71032	5,8212	5,93208	5,98752	5,98752	5,98752	5,93208	5,8212
abril	5,904	6,02208	6,02208	6,08112	6,02208	5,96304	5,84496	5,72688	5,49072
mayo	6,792	6,792	6,792	6,72408	6,65616	6,4524	6,24864	6,04488	5,7732
junio	6,336	6,336	6,27264	6,20928	6,08256	5,89248	5,7024	5,44896	5,13216
julio	6,864	6,864	6,864	6,79536	6,72672	6,5208	6,31488	6,10896	5,8344
agosto	6,456	6,58512	6,64968	6,64968	6,64968	6,52056	6,456	6,26232	6,06864
septiembre	5,4	5,562	5,724	5,832	5,94	5,94	5,94	5,886	5,778
octubre	4,56	4,788	5,016	5,1984	5,3352	5,472	5,5176	5,5632	5,5632
noviembre	3,336	3,56952	3,73632	3,93648	4,06992	4,20336	4,27008	4,3368	4,40352
diciembre	2,712	2,87472	3,03744	3,17304	3,30864	3,39	3,47136	3,5256	3,55272

Tabla de Horas de Sol Pico distintas inclinaciones

HSP 45	HSP 50	HSP 55	HSP 60	HSP 65	HSP 70	HSP 75	HSP 80	HSP 85	HSP 90
4,0176	3,9852	3,9528	3,8556	3,7584	3,6288	3,4668	3,3048	3,1104	2,916
4,8024	4,71888	4,5936	4,46832	4,30128	4,09248	3,88368	3,63312	3,38256	3,09024
5,65488	5,48856	5,2668	5,04504	4,76784	4,4352	4,10256	3,76992	3,38184	2,99376
5,3136	5,0184	4,7232	4,428	4,07376	3,66048	3,2472	2,83392	2,42064	1,94832
5,4336	5,094	4,68648	4,27896	3,80352	3,32808	2,85264	2,30928	1,76592	1,22256
4,81536	4,49856	4,05504	3,67488	3,23136	2,78784	2,28096	1,77408	1,33056	0,82368
5,4912	5,07936	4,66752	4,25568	3,7752	3,29472	2,81424	2,26512	1,716	1,16688
5,8104	5,4876	5,1648	4,842	4,45464	4,00272	3,5508	3,09888	2,5824	2,06592
5,67	5,508	5,292	5,022	4,752	4,428	4,104	3,726	3,348	2,916
5,5176	5,4264	5,3352	5,1984	5,016	4,788	4,5144	4,2408	3,9672	3,6024
4,40352	4,37016	4,3368	4,27008	4,13664	4,0032	3,86976	3,6696	3,46944	3,23592
3,57984	3,55272	3,5256	3,47136	3,39	3,30864	3,17304	3,03744	2,87472	2,712

Tabla de Horas de Sol Pico distintas inclinaciones

Por tanto las horas de sol pico del mes crítico calculado a partir de la “Tabla de Radiaciones”, es decir: Irradiación del mes crítico (Diciembre 45°) / 1000 W/m² = 3,57 HPS

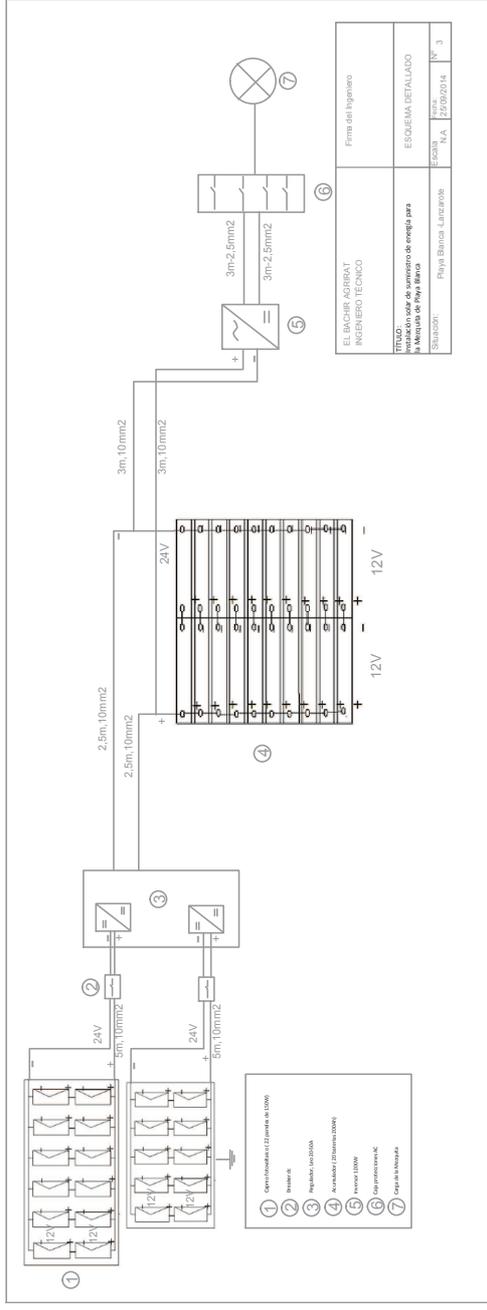
PLANOS



EL BACHRAGRIBAT INGENIERO TECNICO	Firma del Ingeniero
TITULO: Instalación de suministro de energía para el desarrollo de Playa Blanca	Plano de situación
Sitio: Playa Blanca, Lanzarote	Escala: 2:200/02/14
	Nº 1

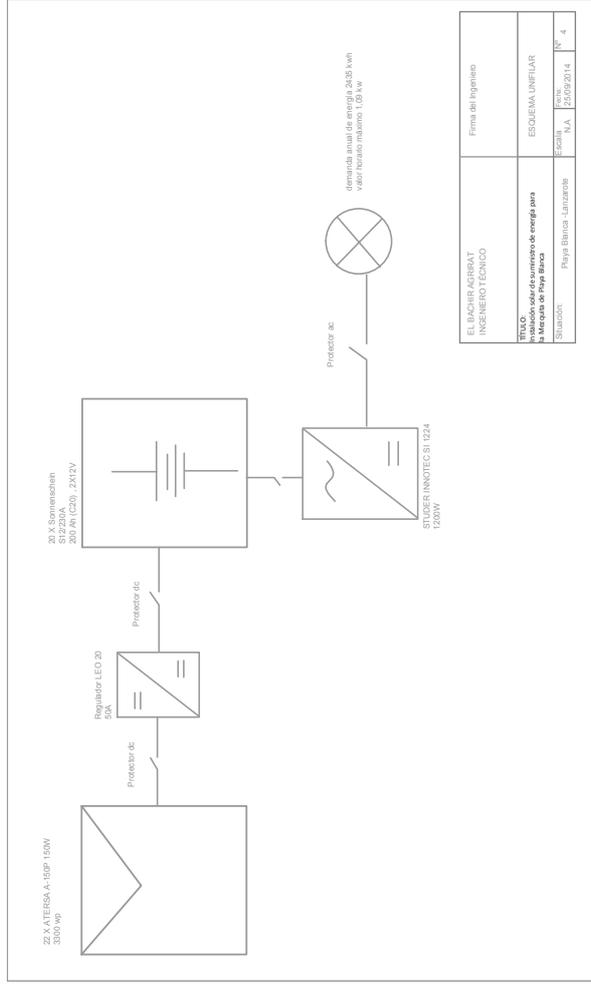


El Bachir Agrifrat Ingeniero Técnico	Firma del Ingeniero
TÍTULO: Instalación solar de suministro de energía para la Mezquita de Playa Blanca	Plano general
SITUACION Playa Blanca - Lanzarote	ESCALA N.A.
	FECHA 25/09/2014
	Nº 2



- ① Interruptor (125A) 230V AC 100W
- ② Fusible 10A
- ③ Transformador 230V/12V
- ④ Interruptor 12V
- ⑤ Interruptor 12V
- ⑥ Fusible 10A
- ⑦ Lámpara 12V

EL BACHILLER AGRIERAT INGENIERO TECNICO		Firma del Ingeniero	
TITULO: Curso de capacitación de empleo para la Manos de Plata Blancas		ESCUELA DETALLADO	
Situación: Playa Blanca, Lanzarote		Fecha: 12/09/2014	Nº: 3



EL BACHR AGRIBAT INGENIERO TÉCNICO	Firma del Ingeniero
TÍTULO Instituto venezolano de suministro de energía para la integración de Papeo Blanco	ESQUEMA UNIFILAR
Situación: Playa Blanca -Lanzarote	Escuela: N.A.
	Fecha: 23/09/2014
	Nº: 4

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS (PCT)

ÍNDICE

4	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	76
4.1	Objeto	76
4.1.1.	76
4.1.2.	76
4.1.3.	76
4.1.4.	76
4.1.5.	76
4.2	Generalidades	76
4.2.1.	76
4.2.2.	76
4.2.3.	76
4.3	Definiciones	77
4.3.1.	77
4.3.2.	77
4.3.3.	78
4.3.4.	79
4.3.5.	80
4.4	Diseño	80
4.4.1.	81
4.5	Componentes y materiales	81
4.5.1.	82
4.5.2.	82
4.5.3.	83
4.5.4.	84
4.5.4.1	84
4.5.5.	85
4.5.7.	87
4.5.8.	88

4 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

4.1 Objeto

4.1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

4.1.2. Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

4.1.3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

4.1.4. En determinados supuestos del trabajo se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

4.1.5. Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

4.2 Generalidades

4.2.1. Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables

4.2.2. También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

4.2.3. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

4.2.3.1. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

4.2.3.2. Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.

4.2.3.3. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

4.3 Definiciones

4.3.1. Radiación solar

4.3.1.1. Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

4.3.1.2. Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

4.3.1.3. Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m² o kWh/m².

4.3.1.4. Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

4.3.2. Generadores fotovoltaicos

4.3.2.1. Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

4.3.2.2. Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

4.3.2.3. Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

4.3.2.4. *Rama fotovoltaica*

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

4.3.2.5. *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

4.3.2.6. *Condiciones estándar de medida (CEM)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal - Temperatura de célula: 25 °C

4.3.2.7. *Potencia máxima del generador (potencia pico)*

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

4.3.2.8. *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

4.3.3. *Acumuladores de plomo-ácido*

4.3.3.1. *Acumulador*

Asociación eléctrica de baterías.

4.3.3.2. *Batería*

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

4.3.3.3. *Autodescarga*

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

4.3.3.4. Capacidad nominal: C20 (Ah)

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.

4.3.3.5. *Capacidad útil*

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PDmax.

4.3.3.6. *Estado de carga*

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

4.3.3.7. *Profundidad de descarga (PD)*

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

4.3.3.8. *Régimen de carga (o descarga)*

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas (C20 = 100 Ah) y la corriente se expresa como I20 = 5 A.

4.3.3.9. *Vaso*

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

4.3.4. Reguladores de carga

4.3.4.1. *Regulador de carga*

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

4.3.4.2. *Voltaje de desconexión de las cargas de consumo*

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

4.3.4.3. *Voltaje final de carga*

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

4.3.5. Inversores

4.3.5.1. Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

4.3.5.2. VRMS

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

4.3.5.3. Potencia nominal (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

4.3.5.4. Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

4.3.5.5. Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

4.3.5.6. Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

4.3.5.7. Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$THD (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1}$$

4.3.6. Cargas de consumo

4.3.6.1. Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4.4 Diseño

4.4.1. Orientación, inclinación y sombras

4.4.1.1. Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

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

4.4.1.2. En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.4.2. Dimensionado del sistema

4.4.2.1. Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

4.4.2.2. Se realizará una estimación del consumo de energía.

4.4.2.3. Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp,min}$) para cubrir las necesidades de consumo.

4.4.2.4. El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp,min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

4.4.2.5. Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

4.4.2.6. Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

4.5 Componentes y materiales

4.5.1. Generalidades

4.5.1.1. Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

4.5.1.2. Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

4.5.1.3. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

4.5.1.4. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

4.5.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

4.5.1.6. Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

4.5.1.7. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

4.5.1.8. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

4.5.2. Generadores fotovoltaicos

4.5.2.1. Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

4.5.2.2. El módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

4.5.2.3. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

4.5.2.3.1. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

4.5.2.3.2. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

4.5.2.3.3. Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

4.5.2.3.4. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

4.5.2.4. Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

4.5.2.5. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

4.5.2.6. En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.5.3. Estructura de soporte

4.5.3.1. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

4.5.3.2. La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

4.5.3.3. La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

4.5.3.4. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

4.5.3.5. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

4.5.3.6. 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.

4.5.3.7. Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

4.5.3.8. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

4.5.3.9. Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

4.5.3.10. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

4.5.4. Acumuladores de plomo-ácido

4.5.4.1. Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

4.5.4.2. 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 en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

4.5.4.3. La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

4.5.4.4. Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

4.5.4.5. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

4.5.4.6. La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

4.5.4.7. La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

4.5.4.8. El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

4.5.4.9. Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

4.5.5. Reguladores de carga

4.5.5.1. Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

4.5.5.2. Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida .
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.

4.5.5.3. Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier

caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

4.5.5.4. Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

4.5.5.6. El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

4.5.6. Inversores

4.5.6.1. Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

4.5.6.2. Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

4.5.6.3. Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

4.5.6.4. El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

4.5.6.5. La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:
 $V_{NOM} \pm 5\%$, siendo $V_{NOM} = 220 \text{ VRMS}$ o 230 VRMS

4.5.6.6. El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

4.5.6.7. El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

4.5.6.8. Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

4.5.6.9. El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

4.5.6.10. Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

4.5.7. Cargas de consumo

4.5.7.1. Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

4.5.7.2. Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

4.5.7.3. Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

4.5.7.4. En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando: o Se invierte la polaridad de la tensión de entrada. o La salida del balastro es cortocircuitada. o Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

4.5.7.5. Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

4.5.8. Cableado

4.5.8.1. Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

4.5.8.2. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

4.5.8.3. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

4.5.8.4. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

ESTADO DE MEDICIONES- PRESUPUESTO

1 Contenido

1	Contenido	90
2	Mediciones.....	91
2.1	<i>Materiales e Infraestructuras</i>	91
2.2	<i>Salarios</i>	93
3	Presupuesto	94
3.1	Materiales e Infraestructuras.....	94
3.2	Salarios.....	95
4	PRESUPUESTO.....	95

2 Mediciones

2.1 Materiales e Infraestructuras

Código	Resumen	Cantidad
Capítulo 1 Materiales e Infraestructuras		
02.01	Ud Panel Fotovoltaico A-150P-Atersa Paneles fotovoltaicos policristalinos de 150 vatios de potencia pico, encargados de generar la energía a partir de la radiación solar. Estos se encontraran en la entrada del sistema y estarán interconectados mediante 11 ramas en paralelo con 2 paneles por rama.	22
02.02	Ud Batería A512/200 A Sonnenschein. Baterías de plomo-acido, usadas como acumuladores para el sistema fotovoltaico, cada batería tiene una capacidad de 200Ah, interconectados en diez ramas de dos baterías en serie cada una.	20
02.03	Ud Inversor STUDER INNOTEK SI 1224W Inversor autónomo con sistema de protección según legislación vigente y pantalla de visualización de parámetros. Con potencia nominal de 1200 watio, y tensión nominal de 24V.	1
02.04	Ud Regulador de carga LEO 20 - 50 A Regulador que proporciona un óptimo control y gestión de la carga protegiendo a todos los elementos de la instalación, incorpora protecciones para el propio regulador y todos los equipos que pueda tener conectados.	2
02.05	m Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 10mm2 de sección Conductor unipolar flexible de cobre dedicado a conectar campo de paneles-regulador, con 25 mm2 de sección, con aislamiento PVC, de la marca PRYSMIAN	10
02.06	m Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 10 mm2 de sección Conductor unipolar flexible de cobre dedicado a conectar el regulador con el acumulador, con 10 mm2 de sección ,con aislamiento PVC, de la marca PRYSMIAN	5

02.07	m Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 10mm2 de sección Cable dedicado a Tramo Acumulador-Inversor, con 10 mm2 de sección, con aislamiento PVC, de la marca PRYSMIAN.	<hr/> 2
02.08	m Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 2,5 mm2 de sección Cable dedicado para a Tramo Inversor-Tablero, con 2,5 mm2 de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas,	<hr/> 4
02.09	m Tubo plástico para canalización de conductores exterior Tipo interflex nylofix HRT de diámetro 20 mm, con grado de protección IP 66 e IK 10, arandelas , empalmes y accesorios de idéntico grado de protección	<hr/> 17
02.10	Ud Estructura de soporte WÜRTH Suministro e instalación de estructura soporte para instalación fotovoltaica marca WÜRTH formada por elementos de acero galvanizado y aluminio conforme CTE y normas vigentes. Incluye Apertura de taladros, elementos de fijación, accesorios, grapas y demás elementos constructivos.	<hr/> 1
02.11	m Tubo plástico para canalización de conductores Tipo interflex nylofix HRT de diámetro 12 mm, con grado de protección IP 66 e IK 10, arandelas , empalmes y accesorios de idéntico grado de protección	<hr/> 4

02.13 ud Interruptor diferencial

02.13 ud Interruptor Automático

1

1

2.2 Salarios

Código	Resumen	Cantidad
---------------	----------------	-----------------

02.14 h Mano de obra x dos obreros

Mano de obra para las tareas de adecuación, montaje, instalación y puesta en marcha del sistema.

36

3 Presupuesto

3.1 Materiales e Infraestructuras

Código	Unidad de obra	Medida	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
02.01	Panel Fotovoltaico A-150P-Atersa	ud	22	163,02	3586,44
02.02	Batería A512/200 A de la marca Sonnenschein	ud	20	231,05	4621
02.03	Inversor STUDER INNOTECH SI 1224 W	ud	1	726,22	726,22
02.04	Regulador de carga LEO 20 - 50 A	ud	2	120,00	240
02.05	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 10 mm2 de sección	m	17	7,339	110,085
02.08	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 2,5 mm2 de sección	m	4	2,68	10,72
02.09	Tubo plástico para canalización de conductores exterior 20mm2	m	17	0,41	6,97
02.10	Tubo plástico para canalización de conductores exterior 12mm2	m	4	0,29	1.16
02.11	Ud Estructura de soporte WÜRTH	ud	22	35	770
02.12	Interruptor diferencial	ud	1	33,56	33,56
02.13	Interruptor Automático	ud	1	33,89	33,89

3.2 Salarios

Código	Unidad de obra	Medida	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
02.14	Mano de obra dos obreros	h	16	7,59	182,16

4 PRESUPUESTO

Materiales e infraestructuras	10.015,64 €
Salarios	364,32 €
Presupuesto de ejecución material	10.379,9 €
13% gastos generales	1584 €
6% beneficio industrial	622 €
Total	12.585,9 €
7% IGIC	881€
Presupuesto de ejecución por contrata	13.466 €
Redacción del proyecto (4%)	538,64 €
7% IGIC	37,70 €

Asciende el presupuesto a la cantidad de 14.042€

14.042€

CATORCE MIL CUARENTA Y DOS EUROS

Pamplona, 29 de Septiembre de 2014

El Bachir Agrirat