



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN RED CON TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA. CASO PRÁCTICO EN UNA EXPLOTACIÓN AGRARIA DE OLIVAR

Alumno: Catalina Criado Melero

Tutor: Prof. Juan de la Casa Higuera
Prof. Emilio Muñoz Cerón
Dpto: Ingeniería automática y electrónica

Junio, 2018



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Jaén

Departamento de Informática

Don Juan de la Casa Higuera, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: Viabilidad técnico-económica de la generación eléctrica en red con tecnología fotovoltaica. Caso práctico en una explotación agraria de olivar, que presenta Catalina Criado Melero, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, junio de 2018

El alumno:

CRIADO
MELERO
CATALINA
-
53596883Y
Firmado digitalmente por CRIADO MELERO CATALINA - 53596883Y
Fecha: 2018.06.05 11:59:40 +02'00'
Catalina Criado Melero

Los tutores:

DE LA CASA
HIGUERAS
JUAN -
26001227A
Firmado digitalmente por DE LA CASA HIGUERAS JUAN - 26001227A
Nombre de reconocimiento (DN): c=ES, serialNumber=IDCES-26001227A, givenName=JUAN, sn=DE LA CASA HIGUERAS, cn=DE LA CASA HIGUERAS JUAN - 26001227A
Fecha: 2018.06.05 20:39:01 +02'00'

MUÑOZ
CERON
EMILIO -
77341712A
Firmado digitalmente por MUÑOZ CERON EMILIO - 77341712A
Fecha: 2018.06.05 21:05:46 +02'00'

Juan de la Casa Higuera

Emilio Muñoz Cerón

RESUMEN

En el presente trabajo de fin de grado se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red, para abastecer los consumos de una vivienda y una explotación agraria adyacente en la sierra de Andújar. El diseño del sistema fotovoltaico maximizará los índices de autoconsumo, autosuficiencia y la rentabilidad de la inversión. Además se estudiarán posibles soluciones de diseño que utilicen sistemas de almacenamiento de agua como alternativa a elementos de acumulación eléctrica convencional.

ABSTRACT

In this final thesis, the design of a photovoltaic self-consumption system connected to the grid is carried out, to supply the consumption of a home and adjacent farm exploitation placed in the mountain chain of Andújar. The design of the photovoltaic system will maximize the rates of self-consumption, self-sufficiency and the profitability of the investment. In addition, possible design solutions that use water storage systems as an alternative to conventional electrical storage elements will be studied.

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO Nº: 1 MEMORIA	5
DOCUMENTO Nº: 2 ANEXOS	46
ANEXO I. Cálculo de la instalación	47
ANEXO II. Cálculo de la energía generada por la instalación fotovoltaica y balance energético.....	71
ANEXO III. Caracterización del consumo.....	91
ANEXO IV. Análisis económico y financiero.....	112
ANEXO V. Cálculo del riego y dimensionado del sistema de acumulación	133
ANEXO VI. Fichas técnicas	142
DOCUMENTO Nº: 3 PLANOS.....	161
DOCUMENTO Nº: 4 MEDICIONES.....	165
DOCUMENTO Nº: 5 PRESUPUESTO	171

DOCUMENTO N°: 1 MEMORIA

Índice

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1. Objetivo	8
1.2. Motivación	8
1.3. Alcance del proyecto	8
2. NORMAS Y REFERENCIAS.....	10
3. ANÁLISIS DEL PROBLEMA. DESCRIPCIÓN DE LAS POSIBLES SOLUCIONES DE DISEÑO	12
3.1. Localización y condiciones de operación previstas	12
3.2. Perfil de demanda actual.....	14
3.2.1. Consumo de la vivienda.....	14
3.2.2. Consumo de la bomba para el riego.....	16
3.2.3. Consumo total.....	18
3.3. Discusión técnico – económica de las soluciones.....	19
3.3.1. Tamaño del sistema fotovoltaico.....	20
3.3.2. Análisis económico y financiero del proyecto.....	22
3.3.3. Técnicas de acumulación basadas en el almacenamiento de agua.....	24
3.3.4. Análisis técnico del SFCR con sistema de acumulación de agua.....	25
3.3.5. Análisis económico-financiero del sistema incluyendo acumulación de agua.....	29
4. CONCLUSIONES.....	34
5. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS	36
5.1. Generador fotovoltaico	36
5.2. Módulos fotovoltaicos	36

5.3.	Inversor	37
5.4.	Cableado	38
5.5.	Soporte.....	39
5.6.	Puesta a tierra	39
5.7.	Protecciones.....	40
5.7.1.	Fusibles.....	40
5.7.2.	Portafusibles.....	40
5.7.3.	Protección frente a sobretensiones de corriente continua.....	41
5.7.4.	Interruptor principal de continua.....	41
5.7.5.	Protección frente a sobrecargas de corriente alterna.....	41
5.7.6.	Protección frente a sobretensiones de corriente alterna.....	41
5.7.7.	Interruptor diferencial.....	41
5.7.8.	Interruptor general de interconexión.....	42
6.	PRESUPUESTO DEL PROYECTO	43
7.	BIBLIOGRAFÍA	44

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) que satisfaga las demandas energéticas de la vivienda y de la explotación agraria adyacente situadas en la Sierra de Andújar. Se pretende definir en función de la demanda energética de la vivienda y de la explotación agraria, el tamaño óptimo del sistema de generación fotovoltaica que intente maximizar los índices de autoconsumo, autosuficiencia y la rentabilidad de la inversión. Como el consumo de la explotación agraria se utiliza fundamentalmente para el riego del olivar, se plantearán también posibles soluciones de diseño que utilicen sistemas de almacenamiento de agua como alternativa de elementos de acumulación eléctrica convencional.

1.2. Motivación

Uno de los principales motivos que dan lugar a la ejecución del proyecto es mejorar la rentabilidad de la finca gracias a la aplicación de la tecnología fotovoltaica que reduce económicamente el importe de la factura de la luz. Otras de las razones y gracias al desarrollo de la energía fotovoltaica en nuestro país, es la posibilidad de reducir los residuos y las emisiones contaminantes que pueden generar otras fuentes de energías. Cabe destacar que la energía solar es una fuente de energía renovable, inagotable y gratuita que genera cero residuos y emisiones lo cual ayuda de forma favorable al medio ambiente.

1.3. Alcance del proyecto

El alcance del proyecto abarca un estudio previo de las necesidades de agua para la explotación agraria. Cálculo de la estimación de la producción del sistema fotovoltaico (SFV) en función de la potencia. Caracterización de los consumos de la vivienda y de la explotación agraria, balance energético y análisis de la evolución de la autosuficiencia y del autoconsumo en función de la potencia pico de la instalación. Se determinará cuál es la potencia óptima para la instalación en función de las

variables estudiadas y se estimará el tiempo en el que se recuperaría la inversión y los beneficios tras dicha recuperación a partir de un estudio económico y financiero.

También se planteará la viabilidad y el estudio de la implantación de un sistema de acumulación de agua como alternativa para abastecer el riego de la explotación agraria con el objetivo de mejorar los índices de autoconsumo y autosuficiencia.

Se realizará para la nueva solución que incluye el SFV y el sistema de acumulación de agua, la caracterización de los consumos, balance energético y un análisis de la evolución de la autosuficiencia y del autoconsumo en función de la potencia pico de la instalación. Y se hará un análisis económico y financiero.

Se compararán las dos soluciones estudiadas y se decidirá cuál de ellas es la más óptima.

Por último se estudiará el diseño de la instalación y se seleccionarán los módulos fotovoltaicos, inversor, soporte, protecciones y cableado para el diseño final de la instalación solar fotovoltaica apropiados.

2. NORMAS Y REFERENCIAS

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 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).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

-Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

-Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

-Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

-Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del sector eléctrico. La ley, diseñada para acabar con el déficit de tarifa, establece por primera vez la figura del autoconsumo de electricidad.

-Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

-Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA.

3. ANÁLISIS DEL PROBLEMA. DESCRIPCIÓN DE LAS POSIBLES SOLUCIONES DE DISEÑO

3.1. Localización y condiciones de operación previstas

El SFCR se instalará en un terreno horizontal cercano a una vivienda situada en la Sierra de Andújar. La vivienda está situada a 13 km de la ciudad de Andújar y a 1,5 km de la ermita de San Ginés. Las coordenadas del emplazamiento son:

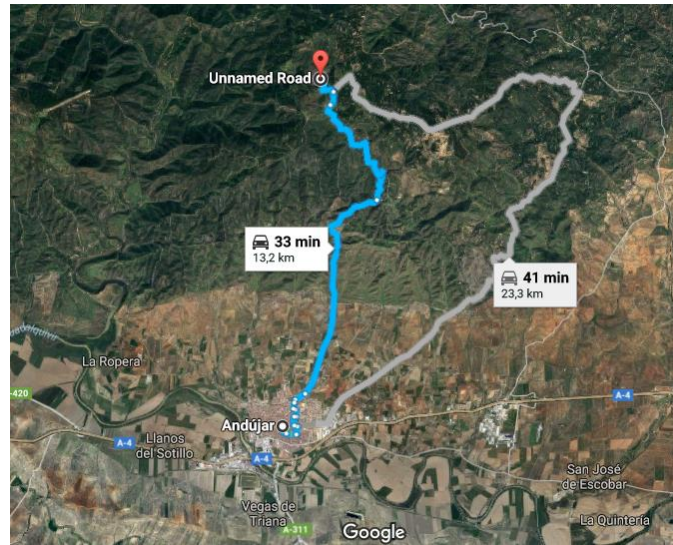
Latitud: 38,12°

Longitud: -4,04°

En la Ilustración 3.1, se muestra una vista cenital de la vivienda. En la Ilustración 3.2 se muestra la ubicación de la vivienda y la carretera de acceso a ella desde Andújar.



Ilustración 3.1. Vista cenital de la vivienda.

**Ilustración 3.2. Ubicación de la vivienda**

Los datos meteorológicos considerados para la estimación de la producción del SFV serán la temperatura ambiente y la radiación solar en el emplazamiento de la vivienda. Estos han sido obtenidos a través del software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

En la Tabla 3.1 y gráficamente en la Ilustración 3.3, se presentan los valores medios mensuales de irradiación sobre una superficie con una inclinación óptima (34°) para el emplazamiento y la temperatura ambiente media.

MES	H_{opt} (Wh/m ² /día)	T_{amb} (°C)
Enero	3830	5,8
Febrero	4970	9,2
Marzo	5920	9,5
Abril	6040	11,7
Mayo	6570	16,6
Junio	7150	21,6
Julio	7550	26,3
Agosto	7390	25,2
Septiembre	6410	20,8
Octubre	5580	15,3
Noviembre	4350	10,2
Diciembre	3760	6,4

Tabla 3.1. Datos de irradiación en un plano inclinado óptimo y temperatura ambiente mensuales.

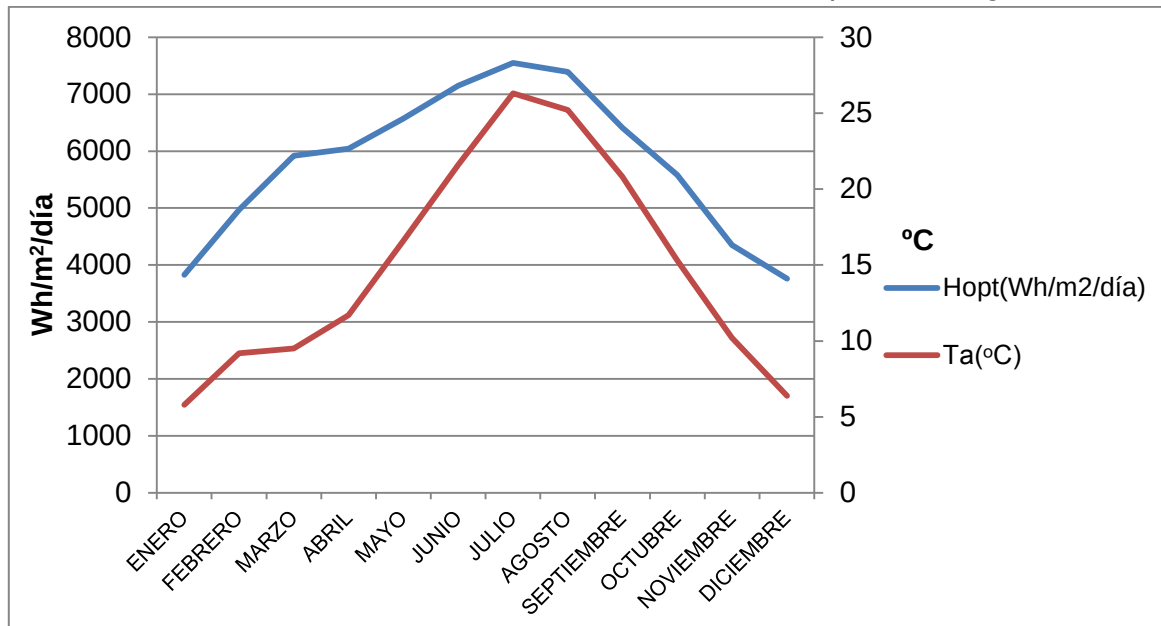


Ilustración 3.3. Representación gráfica de los valores de irradiación en un plano inclinado óptimo y temperatura ambiente.

3.2. Perfil de demanda actual

El perfil de demanda actual incluye el consumo de los distintos aparatos electrónicos de la vivienda y el consumo de la bomba para abastecer el riego del olivar.

3.2.1. Consumo de la vivienda

La vivienda consta de dos habitaciones, cocina, salón y baño. La siguiente tabla muestra los aparatos electrónicos que se encuentran en ella:

APARATO ELÉCTRICO	POTENCIA (W)	UNIDADES
COCINA-SALÓN		
Frigorífico	150	1
Tostadora	900	1
Microondas	900	1
Lavavajillas	1200	1
Televisión	100	1
Lavadora	1500	1
Secadora	2300	1
Plancha	1000	1
Punto de luz	40	3
HABITACIÓN 1		
Televisión	100	1
Punto de luz	40	1
HABITACIÓN 2		
Televisión	100	1
Punto de luz	40	1
BAÑO		
Calentador de agua	1000	1
Punto de luz	40	1

Tabla 3.2. Elementos electrónicos de la vivienda.

En el Anexo III, se muestra la caracterización detallada del consumo típico diario de la vivienda. El consumo anual de la vivienda es 5.725 kWh. El mes con mayor consumo corresponde a enero, con un consumo de 491 kWh y el mes con menor consumo corresponde a febrero, con un consumo de 442 kWh. En la siguiente gráfica se puede observar el consumo mensual de la vivienda:

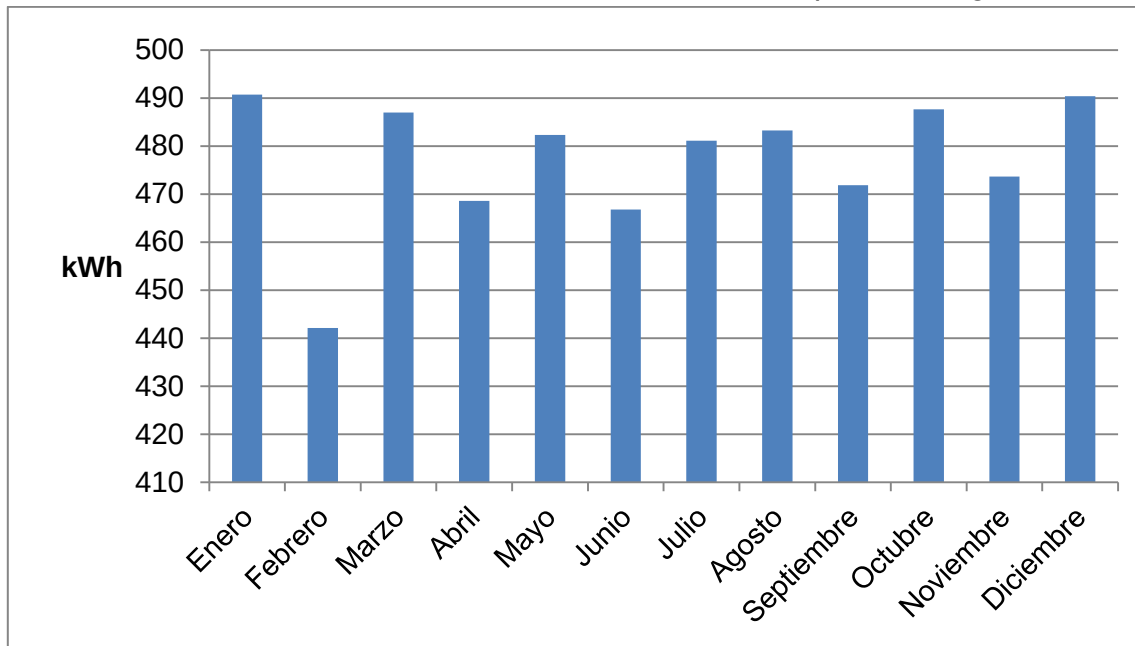


Ilustración 3.4. Consumo medio mensual de la vivienda.

3.2.2. Consumo de la bomba para el riego

La bomba para el riego tiene una potencia de 7,5 kW. El cultivo de la finca es olivar por lo que será utilizada únicamente en el periodo comprendido entre abril y septiembre.

Para conocer el consumo de la bomba de agua se ha realizado un estudio previo del riego necesario para cada mes del año en el anexo V. En este anexo se estudia la cantidad necesaria de agua para el olivar con el objetivo de aumentar considerablemente su producción cuando recibe aportaciones de agua de riego complementarias a la lluvia. En el estudio se tendrá en cuenta algunas variables como las precipitaciones y la evapotranspiración del cultivo.

El mes de julio será el mes en el que mayor cantidad de agua se bombea, 5.145 m³ y abril el mes en que menos agua se bombea, 470 m³. En la Ilustración 3.5 se muestran un resumen de los metros cúbicos mensuales de agua necesarios para abastecer al cultivo.

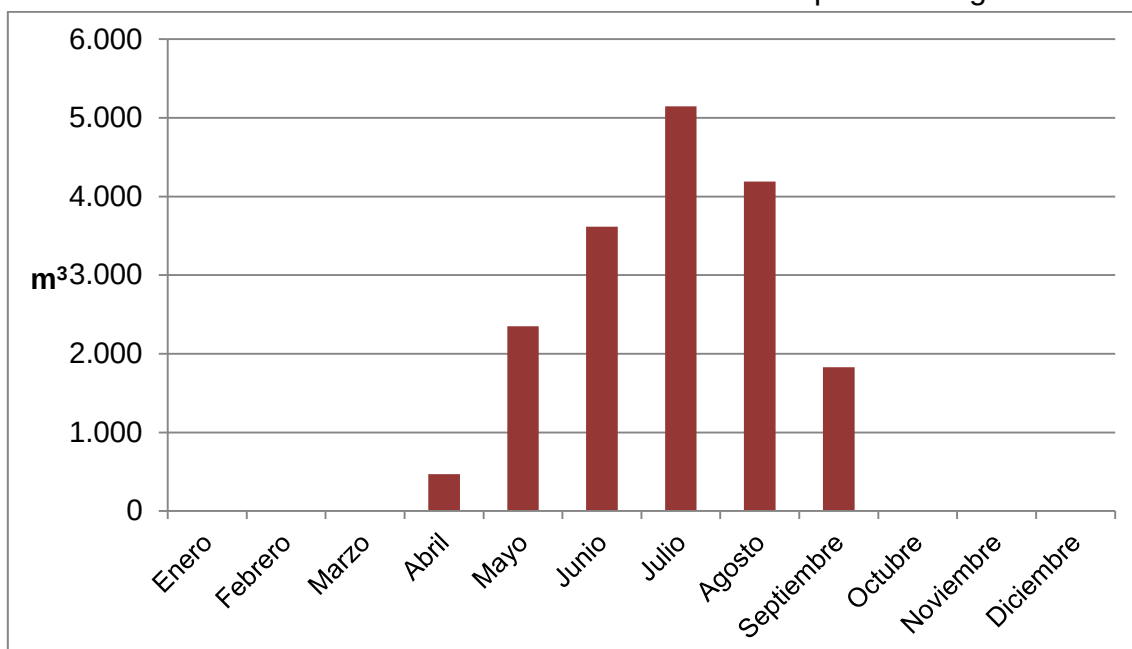


Ilustración 3.5. Metros cúbicos de agua necesarios para el riego.

El consumo que conlleva el bombeo de esta agua es el siguiente:

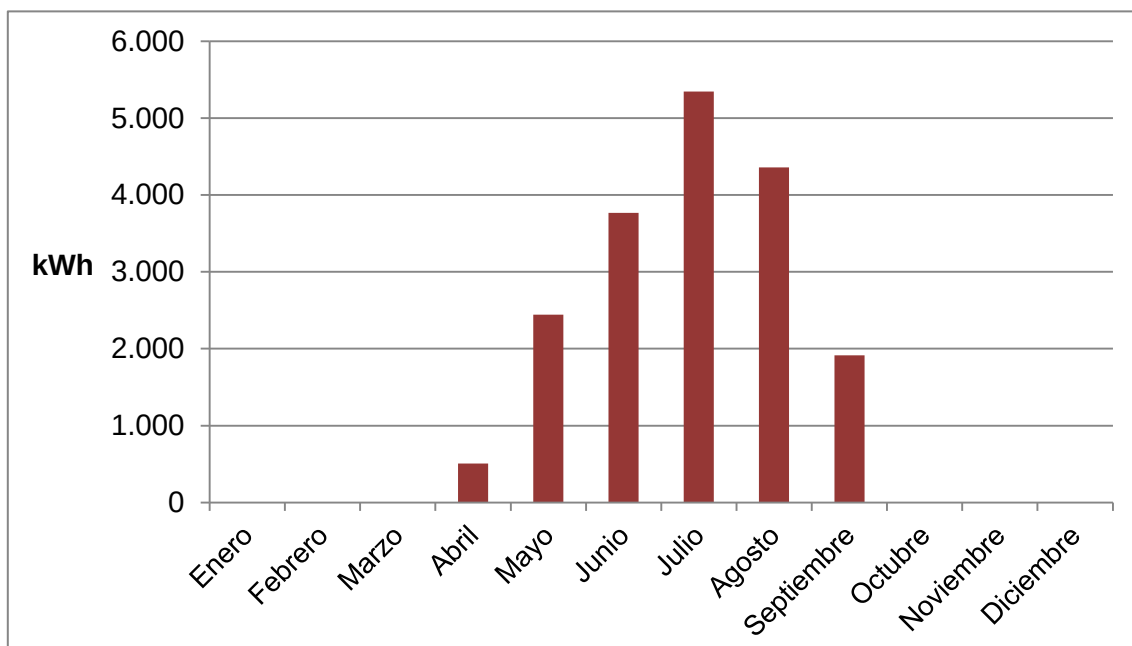


Ilustración 3.6. Consumo medio mensual del riego.

3.2.3. Consumo total

El consumo medio mensual total en los meses de no regadío (octubre-marzo) es 478 kWh y en los meses de regadío (abril-septiembre) 3.531 kWh. En la siguiente gráfica se observa el consumo mensual de la vivienda junto al de la bomba de agua:

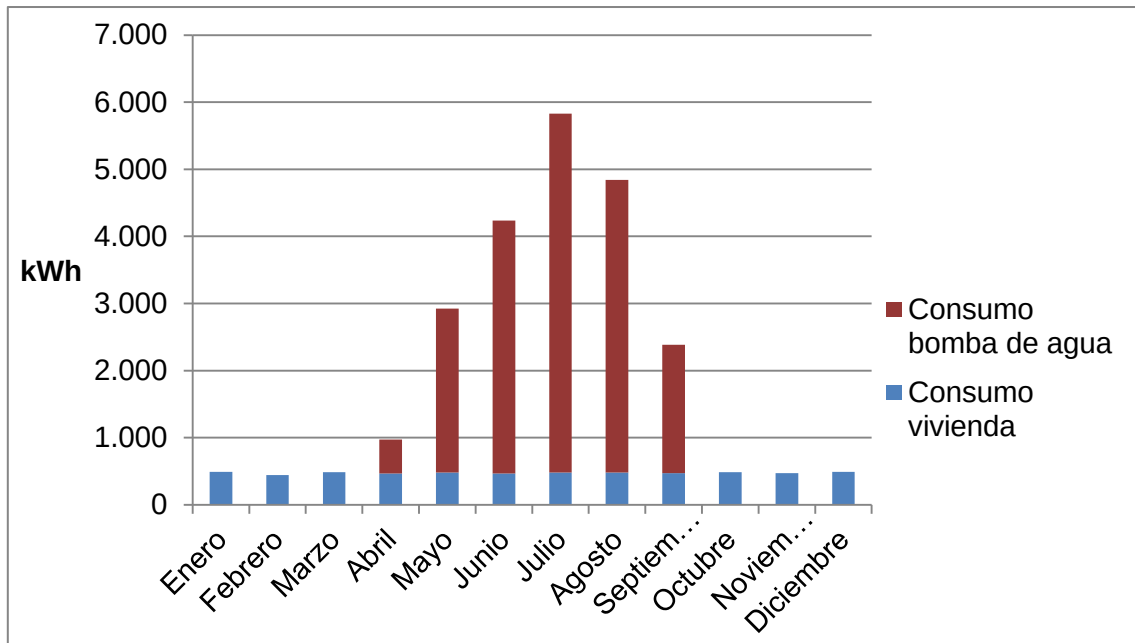


Ilustración 3.7. Consumo medio mensual de la vivienda y la bomba de agua.

Como se puede observar en la Ilustración 3.8, en los meses de no regadío el consumo medio de la vivienda corresponde al 100% del consumo total. En los meses de regadío el consumo medio de la vivienda corresponde a un 19% con respecto al consumo total, y el de la bomba a un 81% con respecto al consumo total.

En la siguiente figura se puede observar el porcentaje que supone el consumo de la vivienda y de la bomba con respecto al consumo total mensual:

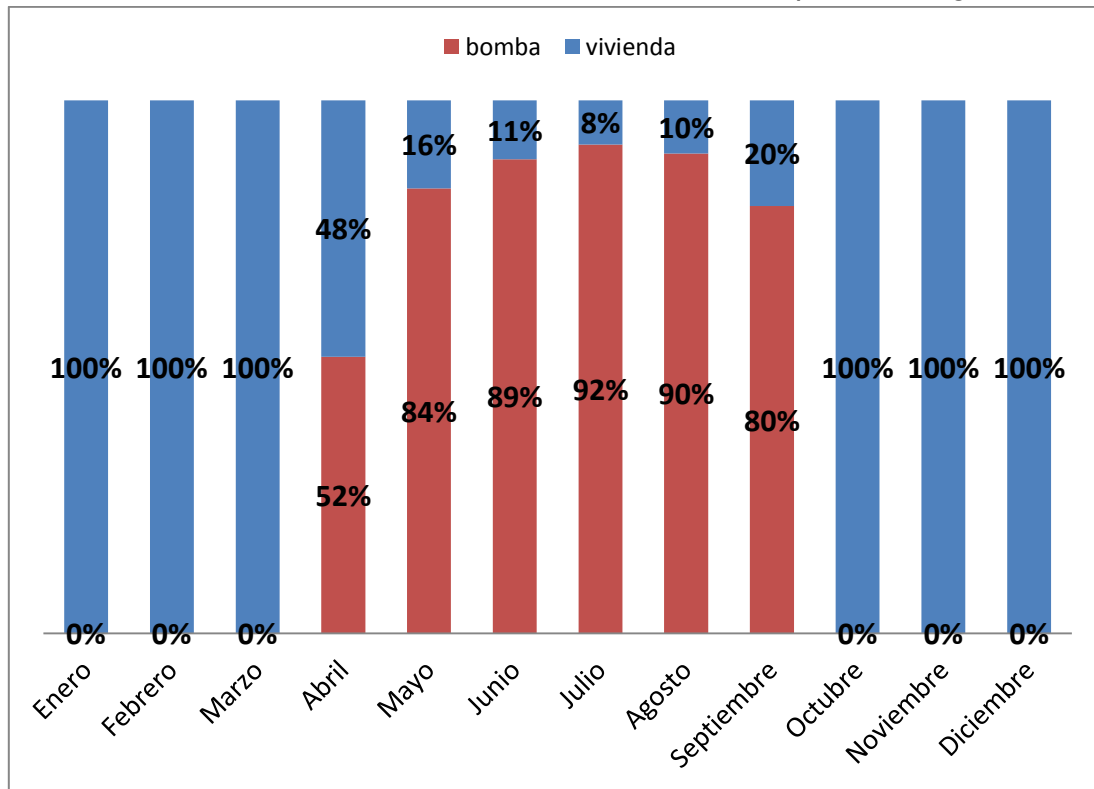


Ilustración 3.8. Porcentaje de los consumos anuales de la vivienda y la bomba de agua con respecto al consumo total.

En resumen, el consumo anual de la vivienda, representa un 24% del consumo anual total y el consumo anual de la bomba para el riego, representa un 76% con respecto al consumo anual total.

3.3. Discusión técnico – económica de las soluciones

A continuación se discuten las posibles soluciones para el diseño del SFCR que suministre la energía para abastecer los consumos estudiados anteriormente. Se va a realizar un estudio de la potencia idónea del SFCR, un estudio de los índices de autoconsumo y autosuficiencia, un análisis económico y financiero y se estudiarán técnicas de acumulación basadas en almacenamiento de agua que puedan mejorar la rentabilidad de la finca y los índices de autoconsumo y autosuficiencia.

3.3.1. Tamaño del sistema fotovoltaico

Mediante el software Excel, se ha estudiado el tamaño óptimo del SFCR. Para ello se ha llevado a cabo un balance energético a partir del cual se determinan los índices de autoconsumo y autosuficiencia de una determinada potencia para las condiciones de consumo, radiación solar disponible y temperatura ambiente. Este procedimiento se ha realiza variando la potencia pico del generador desde 1 kW_p hasta 25 kW_p, con incrementos de 1 kW_p.

El autoconsumo se define como el porcentaje de la demanda energética que es cubierto por la cantidad de energía tomada del SFV, es decir es el cociente de la energía consumida del SFV entre la producción energética fotovoltaica. La autosuficiencia se define como el porcentaje consumido de la energía fotovoltaica que es producida, es decir es el cociente de la energía consumida del SFV entre el consumo total.

$$Autoconsumo = \frac{E_{cons,SFV}}{E_{SFV,ac}} \cdot 100 (\%)$$

(Fórmula 3.1)

$$Autosuficiencia = \frac{E_{cons,SFV}}{C} \cdot 100 (\%)$$

(Fórmula 3.2)

Donde:

- E_{cons,SFV}: energía consumida del SFV.
- E_{SFV,ac} : energía producida por el SFV.
- C: consumo.

En la siguiente tabla se muestra un resumen con la producción anual del SFV y un balance energético en el que se determina que cantidad de energía de la producida por el SFV es autoconsumida, que cantidad de energía debe ser tomada de la red y que cantidad de energía no es consumida y se inyecta a la red, para cada una de las potencias desde 1 kW_p hasta 25 kW_p.

P(kW)	Consumo (kWh)	Energía generada SFV (kWh)	Energía consumida,sfv (kWh)	Energía consumida, red (kWh)	Excedente (kWh)	Autoconsumo	Autosuficiencia
1	23.924	1.679	1.565	22.359	114	93%	7%
2	23.924	3.358	2.833	21.092	525	84%	12%
3	23.924	5.037	3.942	19.983	1.096	78%	16%
4	23.924	6.716	4.961	18.964	1.756	74%	21%
5	23.924	8.395	5.854	18.071	2.542	70%	24%
6	23.924	10.075	6.689	17.235	3.385	66%	28%
7	23.924	11.754	7.504	16.421	4.250	64%	31%
8	23.924	13.433	8.312	15.612	5.121	62%	35%
9	23.924	15.112	9.117	14.807	5.994	60%	38%
10	23.924	16.791	9.920	14.004	6.870	59%	41%
11	23.924	18.470	10.723	13.202	7.747	58%	45%
12	23.924	20.149	11.502	12.422	8.647	57%	48%
13	23.924	21.828	12.168	11.757	9.660	56%	51%
14	23.924	23.507	12.656	11.268	10.851	54%	53%
14,25	23.924	23.927	12.759	11.166	11.168	53%	53%
15	23.924	25.186	13.031	10.894	12.156	52%	54%
16	23.924	26.866	13.339	10.585	13.526	50%	56%
17	23.924	28.545	13.595	10.329	14.950	48%	57%
18	23.924	30.224	13.807	10.118	16.417	46%	58%
19	23.924	31.903	13.977	9.947	17.926	44%	58%
20	23.924	33.582	14.126	9.798	19.456	42%	59%
21	23.924	35.261	14.260	9.664	21.001	40%	60%
22	23.924	36.940	14.373	9.551	22.567	39%	60%
23	23.924	38.619	14.473	9.451	24.146	37%	60%
24	23.924	40.298	14.564	9.360	25.734	36%	61%
25	23.924	41.977	14.647	9.277	27.330	35%	61%

Tabla 3.3. Balance energético anual en función de la potencia.

A partir del balance energético calculado se han determinado los índices de autoconsumo y autosuficiencia. Según algunos autores, el punto de corte de las curvas que representan el autoconsumo y la autosuficiencia determinará la potencia óptima del sistema:

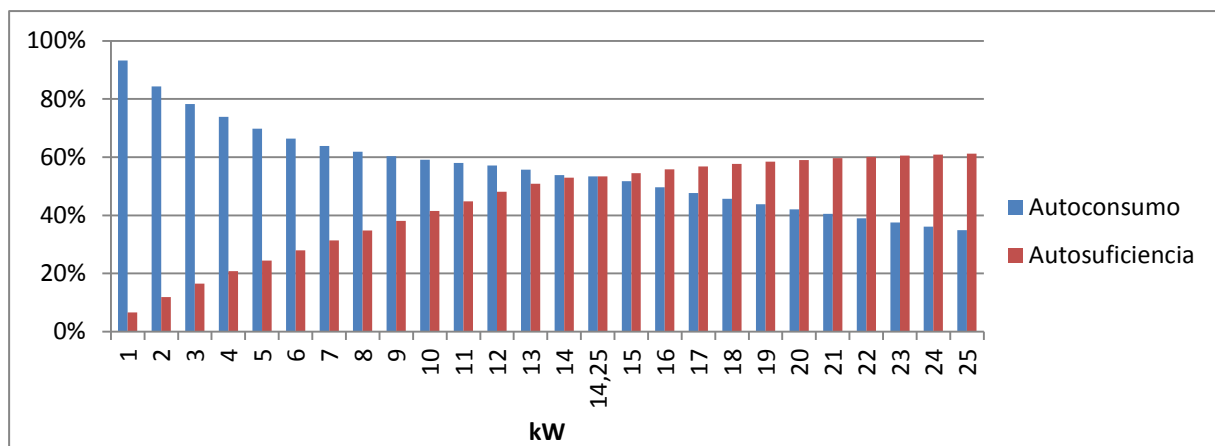


Ilustración 3.9. Representación de la evolución del autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia.

La potencia óptima del SFV a instalar es 14,25 kW. El 53% de la energía producida por el SFV, será aprovechada para autoconsumo. La autosuficiencia es

del 53%. El porcentaje de energía excedente vertida a la red es un 47% de la energía generada por el SFV y la energía tomada de la red es un 47% del consumo total.

3.3.2. Análisis económico y financiero del proyecto

A continuación se va a llevar a cabo un análisis económico y financiero del proyecto con el objetivo de determinar si este resulta factible de desarrollar desde el punto de vista económico y financiero.

Para llevar a cabo el análisis de la rentabilidad económica, se hará uso de los indicadores descritos en el anexo IV. En este anexo se adjunta además, los cálculos del análisis económico-financiero y se justifican cada uno de los valores de las variables que se han tomado.

En la Tabla 3.4 se muestran los datos generales del análisis.

DATOS GENERALES	
Potencia de la instalación (kWp)	14,25
Coste instalación (€/kWp)	1.250
Coste total de la inversión (€)	17.812,50
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	20
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	80
Producción eléctrica autoconsumida (kWh/año)	12.758,70
Producción eléctrica excedente (kWh/año)	11.168,40
Impuestos (%)	7
Vida útil del proyecto en años	25

Tabla 3.4. Datos generales del análisis económico y financiero del proyecto.

Las características de la explotación se pueden observar en la Tabla 3.5.

DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tarifa coste de la electricidad (€/kWh)	0,13
Tarifa venta de la electricidad (€/kWh)	0,05
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,7
Tasa de variación interanual de pérdida de potencia de la instalación (%)	0,5
Gastos de operación y mantenimiento (% de la inversión inicial)	1,7
Tasa de variación interanual de los gastos/costes (%)	1,8
Gastos Operación y mantenimiento (€)	302,8

Tabla 3.5. Datos de explotación.

La financiación, con un horizonte temporal de 15 años es mixta (20% recursos propios, 80% recursos ajenos). En la Tabla 3.6 se especifican las características de la financiación.

FINANCIACIÓN	
Préstamo	
Importe inicial de la deuda (€)	14.250
Amortización en años	15
Tasa de interés (%)	4,3
Cuota de amortización (€)	950
Capitales propios	
Importe inicial de la deuda (€)	3.562,5
Amortiz. al final de proyecto (años)	25
Dividendos sobre el CP (%)	7,6

Tabla 3.6. Financiación.

En el anexo IV se ha calculado la dimensión financiera de la inversión y de la financiación, y de estas se obtienen los siguientes resultados:

TIR	10,3%
VAN	10.296,0 €
DPBT	12,7
IR	0,6

Tabla 3.7. Resultados del análisis económico.

Con un valor del VAN positivo y un valor de la TIR mayor que el coste del capital, el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

En la Ilustración 3.10 se representa la estimación del DPBT cuyo valor es de aproximadamente 12,7 años.

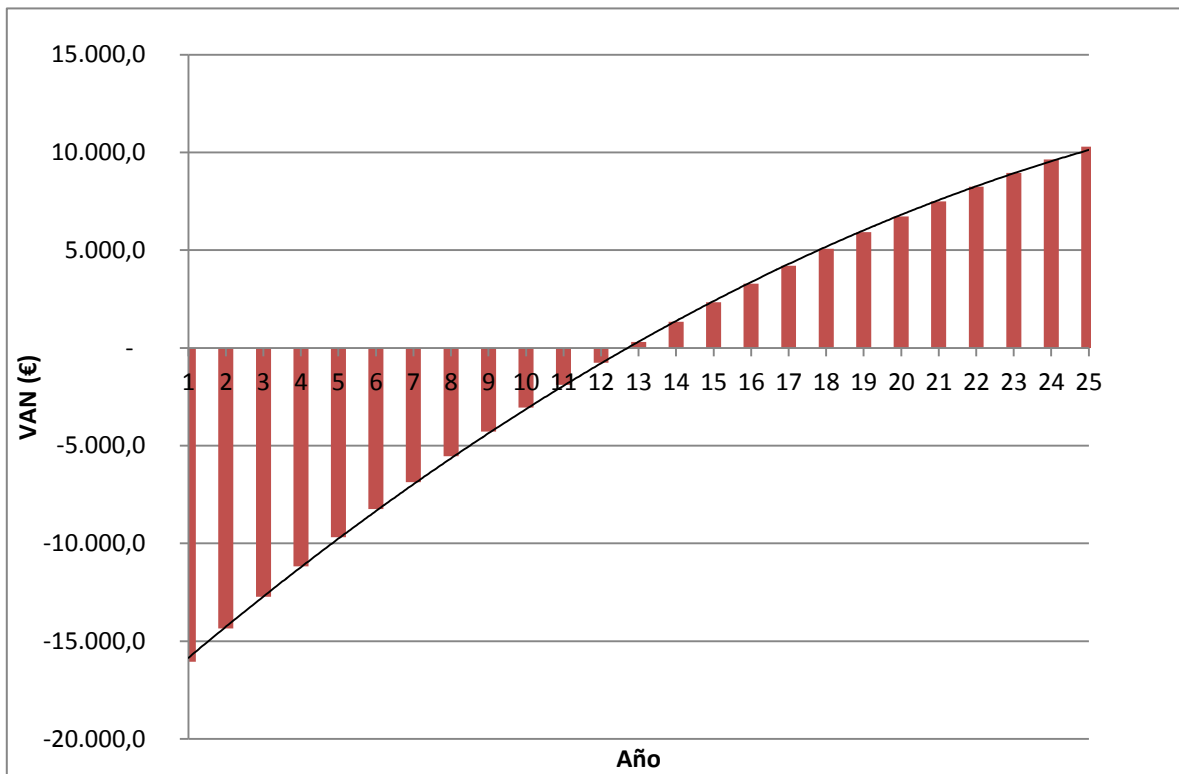


Ilustración 3.10. Criterio DPBT.

La tesorería neta de todos los periodos, calculada en el anexo IV, es positiva, excepto la del último periodo, pero como la tesorería acumulada de todos los periodos es positiva, el proyecto no tiene problemas de tesorería, por tanto el proyecto es factible financieramente.

3.3.3. Técnicas de acumulación basadas en el almacenamiento de agua

Con motivo principal de mejorar la rentabilidad de la finca y los índices de autoconsumo y autosuficiencia, se propone la construcción de una balsa. Esta será llenada durante todo el año, para posteriormente contribuir al abastecimiento del riego en los meses desde abril hasta septiembre.

La realización del riego es más eficiente durante las horas nocturnas, debido a la disminución de la temperatura con respecto a la temperatura en otra franja horaria del día. Por lo tanto, el sistema de acumulación de agua permite efectuar el riego durante las horas nocturnas, sin necesidad de consumir energía de la red.

Por último, otro de los beneficios que conlleva disponer de un sistema de acumulación de agua es poder asegurar el periodo crítico en cuanto a necesidades de agua en el olivo, que coincide con el periodo de mayor escasez de lluvias. Gracias a la acumulación de agua en los meses de invierno, se podrá asegurar al menos un riego que evite un estrés hídrico del cultivo y que ocasione una disminución del rendimiento del mismo en caso de bajada del nivel freático del sondeo de agua en los meses de verano o si el suministro de agua queda restringido por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir.

Se ha realizado un estudio del tamaño necesario de la balsa en el anexo V. En este anexo se puede observar el número de horas mensuales necesarias para llenar la balsa teniendo en cuenta las lluvias mensuales y la evaporación mensual que puede sufrir la balsa.

Como conclusión del estudio realizado en el anexo V se ha estimado que el tamaño de la balsa necesario debe ser de aproximadamente 5000 m³.

3.3.4. Análisis técnico del SFCR con sistema de acumulación de agua

Tras determinar el tamaño necesario de la balsa para acumular agua para el riego del olivar, se procede a determinar la variación de los índices de autoconsumo y autosuficiencia.

El consumo de la vivienda continúa siendo el mismo, pero el del sistema de bombeo cambia. En el anexo III se muestra la caracterización detallada del consumo de la bomba de agua para llenar la balsa. Agosto será el mes en el cual se bombeará mayor cantidad de agua, 2.846 m³ y noviembre el mes en el cual se bombeará menor cantidad de agua, 432 m³.

En la siguiente figura se determina los metros cúbicos de agua necesarios para cada mes:

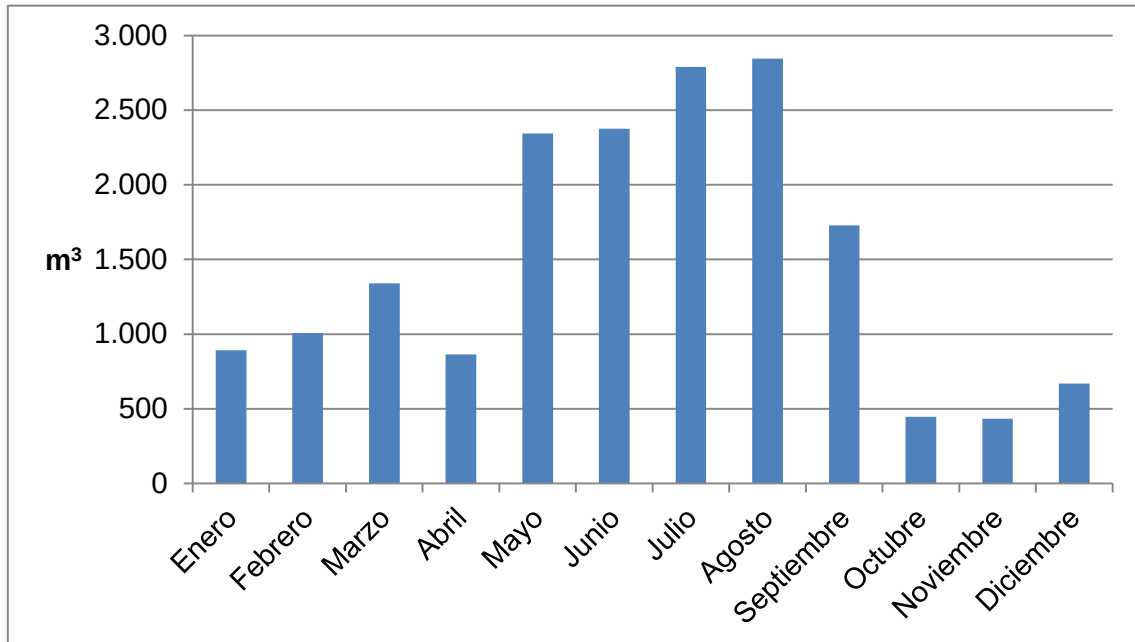


Ilustración 3.11. Metros cúbicos de agua necesarios para el llenado de la balsa.

El consumo que conlleva el bombeo de estos litros de agua es el siguiente:

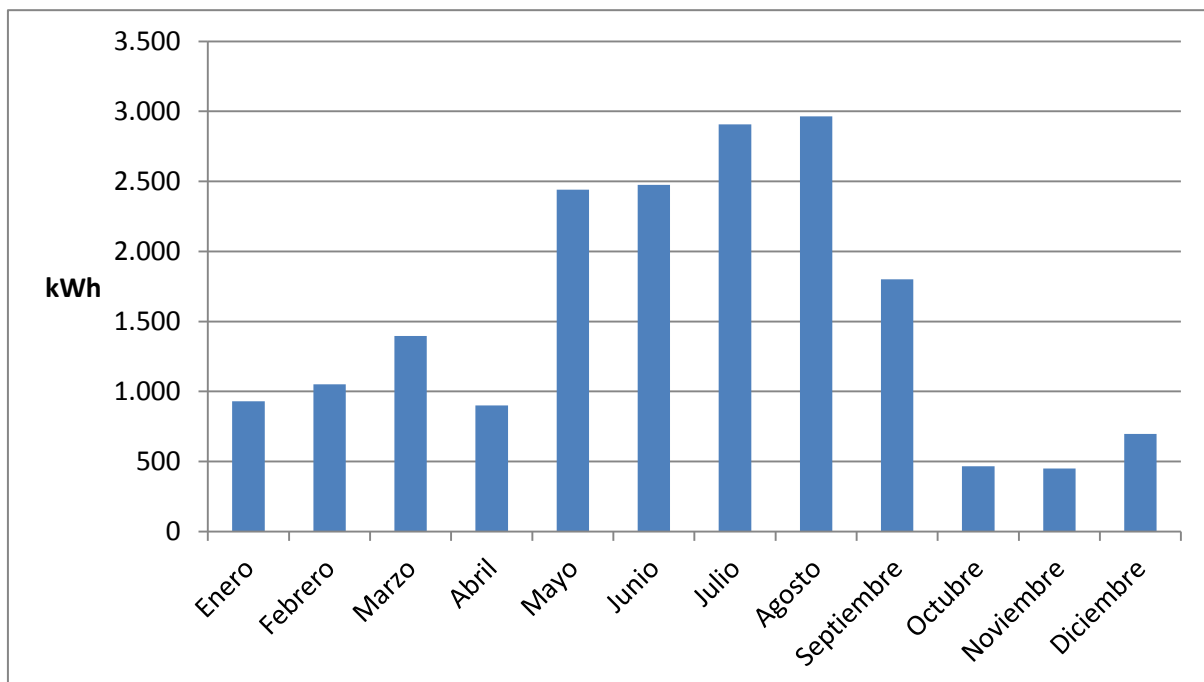


Ilustración 3.12. Consumo de la bomba de agua para el llenado de la balsa.

Por tanto el consumo anual total es 24.200 kWh. El consumo medio mensual total en los meses de no regadío (octubre-marzo) es 1.310 kWh y en los meses de regadío (abril-septiembre) 2.724 kWh. En la siguiente gráfica se observa el consumo mensual de la vivienda junto al de la bomba de agua.

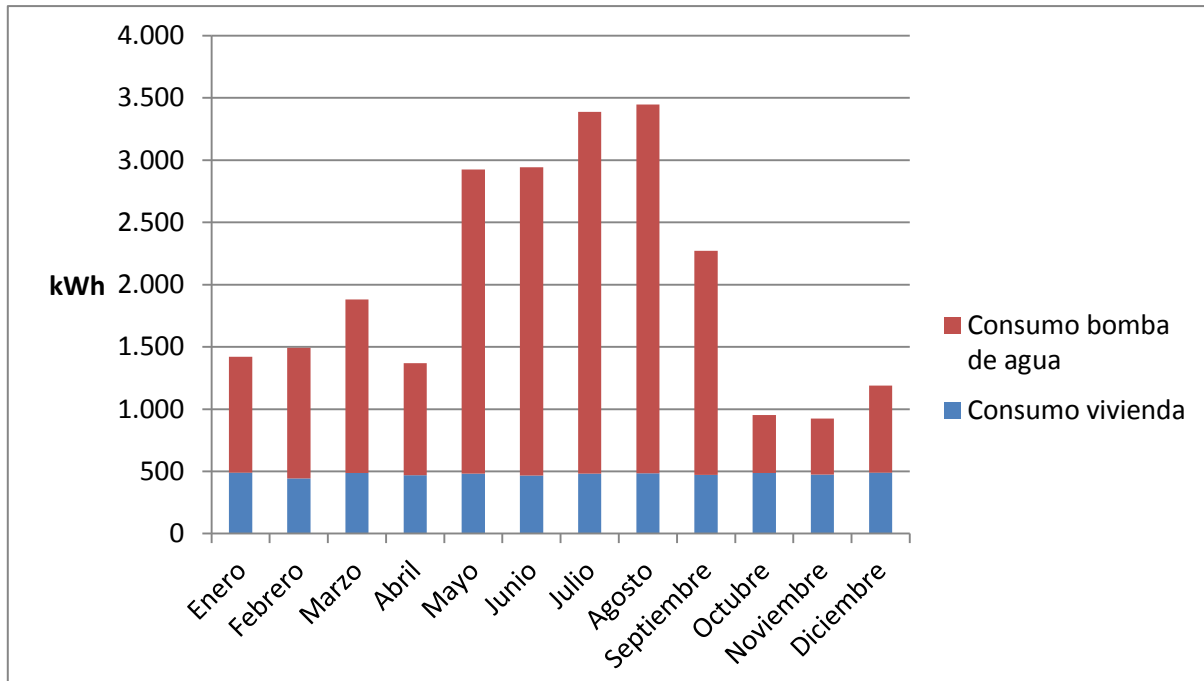


Ilustración 3.13. Consumo medio mensual de la vivienda y la bomba de agua.

Como se puede observar en la Ilustración 3.14 ahora el consumo medio de la vivienda no representa el 100% del consumo total en los meses de no regadío. En los meses de no regadío el consumo medio de la vivienda con respecto al consumo total representa el 39% y el consumo medio de la bomba el 61%. En los meses de regadío el consumo medio de la vivienda corresponde a un 19% con respecto al consumo total, y el de la bomba a un 81% con respecto al consumo total.

El consumo anual de la vivienda, representa un 24% del consumo anual total y el consumo anual de la bomba, representa un 76% con respecto al consumo anual total.

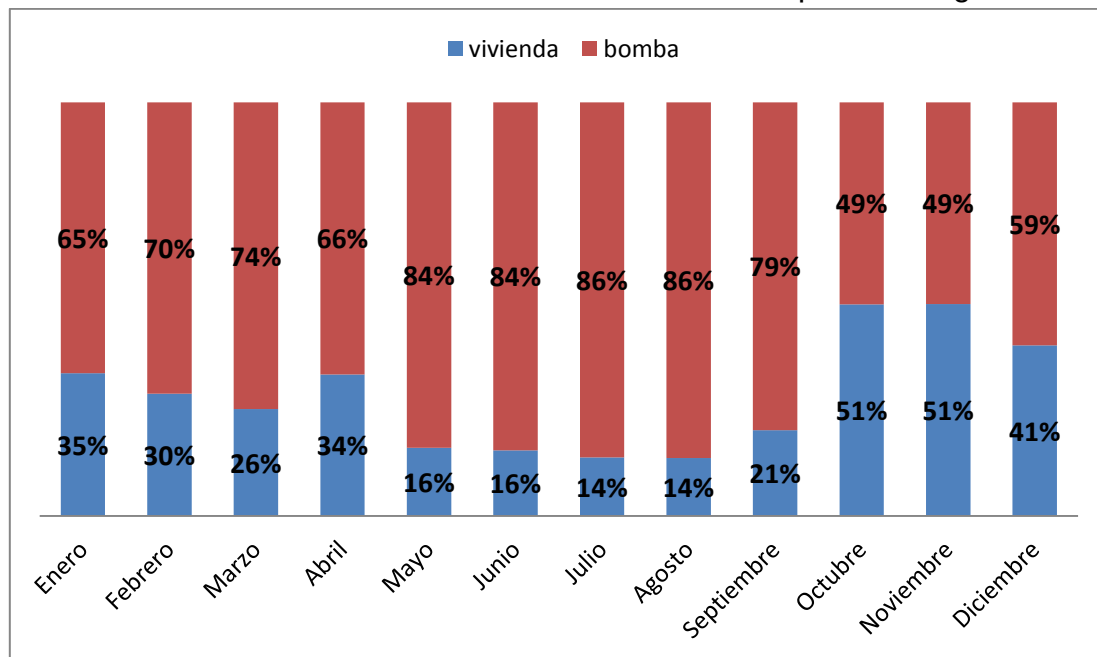


Ilustración 3.14. Porcentaje de los consumos anuales de la vivienda y la bomba de agua con respecto al consumo total.

Tras la caracterización del consumo se ha procedido a la realización del balance energético para determinar los índices de autoconsumo y autosuficiencia. De nuevo se ha realizado para un rango de potencias que va desde 1 kW_p hasta 25 kW_p, con incrementos de 1 kW_p.

P(kW)	Energía Consumida (kWh)	E generada SF (kWh)	E consumida,sf (kWh)	Ec,red (kWh)	Excedente (kWh)	Autoconsumo	Autosuficiencia
1	24.200	1.679	1.629	22.571	50	97%	7%
2	24.200	3.358	3.151	21.048	207	94%	13%
3	24.200	5.037	4.580	19.619	457	91%	19%
4	24.200	6.716	5.935	18.265	781	88%	25%
5	24.200	8.395	7.171	17.028	1.224	85%	30%
6	24.200	10.075	8.352	15.848	1.722	83%	35%
7	24.200	11.754	9.514	14.685	2.239	81%	39%
8	24.200	13.433	10.671	13.529	2.761	79%	44%
9	24.200	15.112	11.824	12.375	3.287	78%	49%
10	24.200	16.791	12.975	11.224	3.816	77%	54%
11	24.200	18.470	14.125	10.074	4.345	76%	58%
12	24.200	20.149	15.253	8.947	4.897	76%	63%
13	24.200	21.828	16.264	7.935	5.564	75%	67%
14	24.200	23.507	17.052	7.148	6.456	73%	70%
14,25	24.200	23.927	17.217	6.983	6.710	72%	71%
15	24.200	25.186	17.654	6.546	7.533	70%	73%
16	24.200	26.866	18.115	6.085	8.751	67%	75%
17	24.200	28.545	18.480	5.720	10.065	65%	76%
18	24.200	30.224	18.765	5.435	11.459	62%	78%
19	24.200	31.903	18.992	5.208	12.911	60%	78%
20	24.200	33.582	19.184	5.016	14.398	57%	79%
21	24.200	35.261	19.348	4.852	15.913	55%	80%
22	24.200	36.940	19.483	4.717	17.458	53%	81%
23	24.200	38.619	19.596	4.604	19.023	51%	81%
24	24.200	40.298	19.691	4.509	20.608	49%	81%
25	24.200	41.977	19.773	4.427	22.204	47%	82%

Tabla 3.8. Balance energético anual en función de la potencia.

En la siguiente ilustración se han representado las curvas de autoconsumo y autosuficiencia.

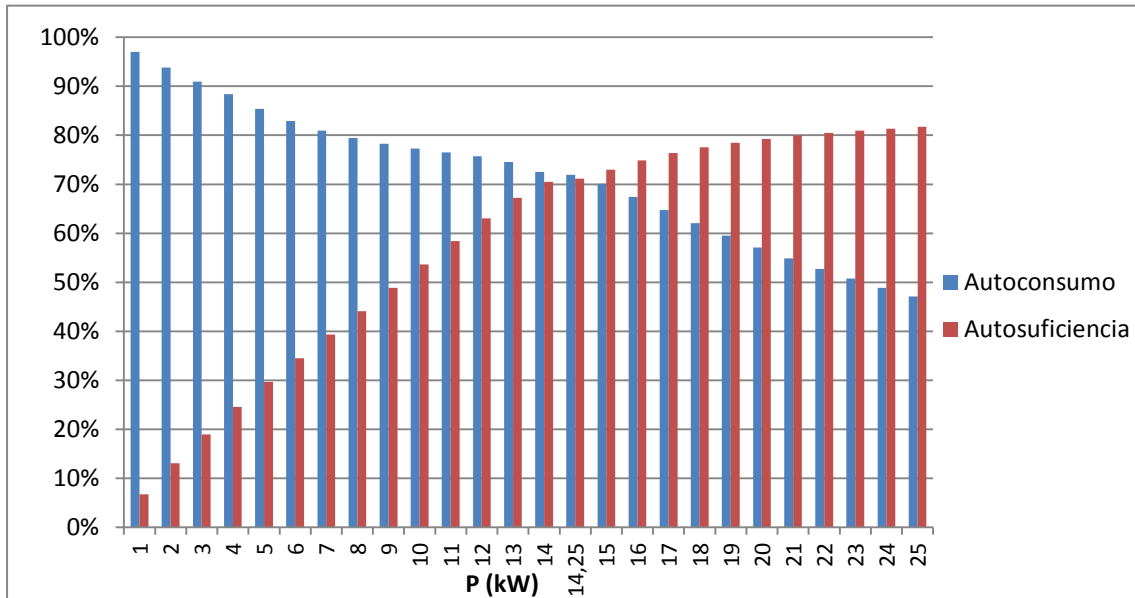


Ilustración 3.15. Representación de la evolución del autoconsumo y autosuficiencia en función de la potencia.

Como se puede observar, ahora para una potencia del SFV de 14,25 kW el 72% de la energía producida por el SFV, será aprovechada para autoconsumo. La autosuficiencia es del 71%. El porcentaje de energía excedente vertida a la red es un 28% de la energía generada por el SFV y la energía tomada de la red es un 29% del consumo total.

3.3.5. Análisis económico-financiero del sistema incluyendo acumulación de agua

A continuación se realizará un análisis económico-financiero del SFV incluyendo el sistema de acumulación de agua.

En el análisis se incluyen los beneficios anuales que genera el cultivo, pues la implementación de la balsa, además de tener como objetivo aumentar los índices de autoconsumo y autosuficiencia, tiene como objetivo evitar la pérdida de rendimiento del cultivo en caso de carencia de agua debido a unas precipitaciones anuales insuficientes o al agotamiento o restricción del agua en los meses de verano.

En la Tabla 3.9 se muestran los datos generales del análisis. La inversión asciende a 62.011,7 €, incluyendo por un lado la inversión del SFV, 17.812,5 € y la inversión para la construcción de la balsa, 44.199,2 €.

DATOS GENERALES	
Potencia de la instalación (kWp)	14,25
Coste instalación (€/kWp)	1.250
Coste balsa (€)	44.199,2
Coste total de la inversión (€)	62.011,7
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	20
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	80,0
Producción eléctrica autoconsumida (kWh/año)	17.217
Producción eléctrica excedente (kWh/año)	6.710
Impuestos (%)	7
Vida útil del proyecto en años	25

Tabla 3.9. Datos generales del análisis económico y financiero del proyecto.

En la Tabla 3.10 se observan las características de la explotación. Según el técnico agrónomo de la finca, asegurando la ausencia de estrés hídrico en la planta, el beneficio medio que podría generar sería de 9 €/olivo año. Sin embargo se ha determinado que con un beneficio de 1,3 €/olivo año, la inversión del proyecto que incluye el SFV y el sistema de almacenamiento resulta más rentable que la inversión que incluye solamente el SFV, como se observa en los resultados obtenidos más adelante.

DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tarifa coste de la electricidad (€/kWh)	0,13
Tarifa venta de la electricidad (€/kWh)	0,05
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,7
Tasa de variación interanual de pérdida de potencia de la instalación (%)	0,5
Gastos de operación y mantenimiento del SF (% de la inversión inicial del SF)	1,7
Tasa de variación interanual de los gastos/costes del SF (%)	1,8
Gastos Operación y mantenimiento del SF (€)	303
Gastos de operación y mantenimiento de la balsa (% de la inversión inicial de la balsa)	1,5
Tasa de variación interanual de los gastos/costes de la balsa (%)	1,2
Gastos operación y mantenimiento de la balsa (€)	663
Número olivos	4500
Beneficio por olivo (€)	1,3

Tabla 3.10. Datos de explotación.

La financiación, con un horizonte temporal de 15 años, es mixta (20% recursos propios, 80% recursos ajenos). En la siguiente tabla se especifican las características de la financiación:

FINANCIACIÓN	
Préstamo	
Importe inicial de la deuda (€)	49.609,3
Amortización en años	15
Tasa de interés (%)	4,3
Cuota de amortización (€)	3.307,3
Capitales propios	
Importe inicial de la deuda (€)	12.402,3
Amortiz. al final de proyecto (años)	25
Dividendos sobre el CP (%)	7,6

Tabla 3.11. Financiación.

En el anexo IV se han calculado la dimensión financiera de la inversión y de la financiación, y de estas se obtiene los siguientes resultados:

TIR	10,9%
VAN	38.335 €
DPBT	11,7
IR	0,6

Tabla 3.12. Resultados del análisis económico.

Con un valor del VAN positivo y un valor de la TIR mayor que el coste del capital, el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

En la Ilustración 3.16 se representa la estimación del DPBT cuyo valor es de aproximadamente 11,7 años.

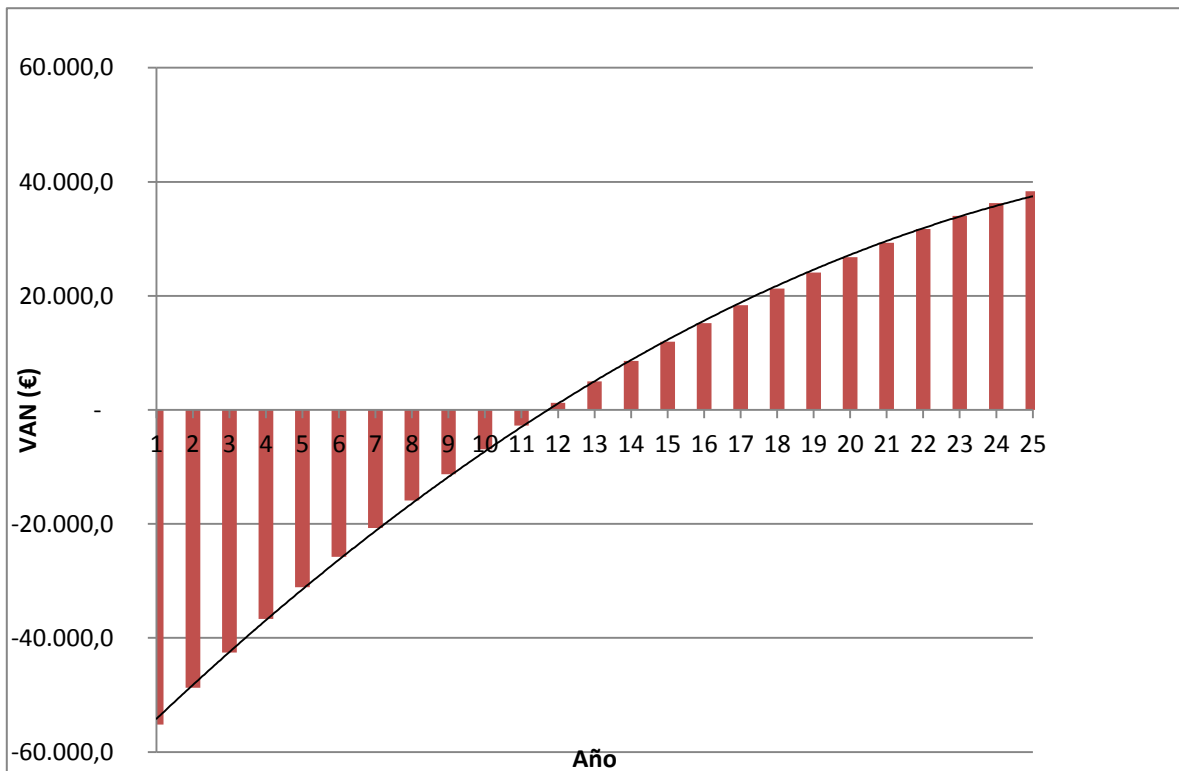


Ilustración 3.16. Criterio DPBT.

La tesorería neta de todos los periodos, calculada en el anexo IV, es positiva, excepto la del último periodo, pero como la tesorería acumulada de todos los periodos es positiva, el proyecto no tiene problemas de tesorería, por tanto el proyecto es factible financieramente.

De este análisis se puede deducir que la inversión para llevar a cabo la construcción del SFV y el sistema de acumulación de agua es rentable.

4. CONCLUSIONES

En la Ilustración 4.1 se muestra una comparación de los consumos con y sin acumulación de agua. Como se puede observar, disponiendo de la balsa se consigue que no haya tanta diferencia entre los consumos mensuales, lo que da lugar que para una misma potencia del SFV se dé un aumento considerable del autoconsumo y de la autosuficiencia como se puede observar en la Tabla 4.2. Además se consigue que la energía excedente y la energía consumida de la red se reduzcan casi a la mitad.

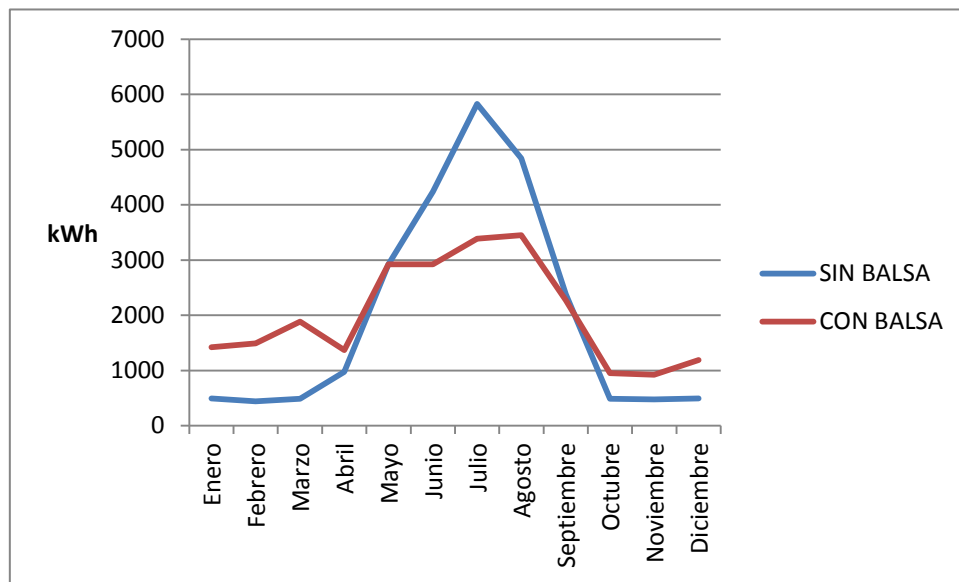


Ilustración 4.1. Comparación consumos con y sin balsa.

	SIN Balsa	CON Balsa
Consumo (kWh/año)	23.924	24.200
Egenerada,sf (kWh/año)	23.927	23.927
Econsumida,sf (kWh/año)	12.759	17.217
Econsumida,red (kWh/año)	11.166	6.983
Excedente (kWh/año)	11.168	6.710

Tabla 4.1. Balance energético anual con y sin balsa.

Para una misma potencia y disponiendo del sistema de almacenamiento de agua, se aumenta en un 19% el autoconsumo y en un 18% la autosuficiencia. La energía excedente y la consumida de la red se reducen en un 19%.

	SIN Balsa	CON Balsa
Autoconsumo	53%	72%
Autosuficiencia	53%	71%
Energía excedente	47%	28%
Energía consumida de la red	47%	28%

Tabla 4.2. Autoconsumo y autosuficiencia con y sin balsa.

Desde el punto de vista económico-financiero se ha determinado que para un beneficio superior o igual a 1,3 €/olivo año, la inversión del SFV y el sistema de acumulación resulta más rentable. Si el beneficio anual por olivo es inferior a 1,3 €, la inversión no resulta rentable con respecto a la inversión del SFV.

	SIN Balsa	CON Balsa
TIR	10,3%	10,9%
VAN (€)	10.296 €	38.335 €
DPBT (años)	12,7	11,7

Tabla 4.3. Comparación análisis económicos y financieros.

Por tanto se llevará a cabo el diseño del SFV con acumulación de agua.

Contar con un SFV conlleva un ahorro que es debido a la energía que no se consume de la red sino que se consume de la energía generada por el SFV. En la siguiente tabla se muestra dicho ahorro que supone disponer del SFV. Se incluye también, el gasto debido al consumo de energía de la red y el beneficio que conlleva la venta del excedente por 0,05 €/kWh.

AHORRO	2.254,60 €
GASTO	1.099,10 €
BENEFICIO	11,04 €

Tabla 4.4. Ahorro, gasto y beneficio.

El gasto de energía anual si no se dispone del SFV sería aproximadamente 3.353 €. Este gasto se puede reducir hasta un 67,2%, es decir hasta 1.099 €, disponiendo de un SFV.

5. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS

5.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico (GFV) se situará en un terreno horizontal. Este estará formado por 57 módulos, 3 ramas en paralelo, en donde cada una agrupará 19 módulos en serie de 250 W_p.

Los módulos que conforman el GFV se dispondrán con una orientación $\alpha = 0^\circ$ y una inclinación $\beta = 34^\circ$, consiguiendo así optimizar al máximo la generación de energía eléctrica.

Las principales características del GFV diseñado se muestran en la siguiente tabla:

P_{GFV,M,STC}	14,25 kW
V_{GFV,OC,STC}	818,9 V
I_{GFV,SC,STC}	23,2 A
V_{GFV,M,STC}	663,1 V
I_{GFV,M,STC}	21,5 A

Tabla 5.1. Características del GFV.

5.2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos que se han elegido son el modelo Sanyo HIT-H250E01, fabricados por SANYO. El módulo tiene una eficiencia del 18%, pesa 16,5 Kg y tiene un área superficial de 1,38 m². Gracias a la forma de panel de abeja “Honey Design” permite optimizar el espacio a la vez que se aprovecha al máximo el silicio, además poseen un diseño de cristal que reduce la pérdida óptica y permite una mayor penetración de la luz del sol.

Las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos se muestran en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN STC	
Potencia nominal [W]	250
Tensión en circuito abierto [V]	43,1
Corriente de cortocircuito [A]	7,74
Tensión del punto de máxima potencia [V]	34,9
Corriente del punto de máxima potencia [A]	7,18
Límite de corriente inversa [A]	15
Eficiencia [%]	18
Tolerancia de potencia [%]	-2
Tensión máxima del sistema [V]	1000

Tabla 5.2. Características eléctricas en STC.

Las características de operación y mecánicas de los módulos fotovoltaicos son:

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN	
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC) [°C]	46
Coeficiente de temperatura de P_{max} [%/°C]	-0,3
Coeficiente de temperatura de V_{OC} [V/°C]	-0,108
Coeficiente de temperatura de I_{SC} [mA/°C]	2,32

Tabla 5.3. Características de operación.

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Célula solar	Silicio monocristalino – 216 cm ²
Número de células	60 células
Dimensiones (l / a / a)	1610 mm / 861 mm / 35 mm
Peso	16.5 kg
Vidrio	Vidrio templado recubierto de AR
Marco	Aluminio anodizado negro
Máxima carga admisible	11.9 Kg/m ²
Cables y conector	Cable cada uno 1150 mm (+/-), conector MC3

Tabla 5.4. Características mecánicas.

5.3. Inversor

El inversor escogido para el diseño de la instalación fotovoltaica es de la marca SMA, modelo SUNNY TRIPOWER 15000TL. Este modelo cuenta con una alta flexibilidad gracias a su concepto multistring.

En la siguiente tabla se presentan las características del inversor:

VALORES DE ENTRADA (DC)	
Potencia máxima [W]	15330
Rango de tensión MPP [V]	240 - 800
Máxima tensión [V]	1000
Máxima corriente, entradas: A / B [A]	33 / 33
VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia nominal [W]	15000
Tensión, frec. Nominal [V / Hz]	230 / 50
Coseno de Phi	1
DATOS GENERALES	
Eficiencia máxima [%]	98,4
Dimensiones (ancho / alto / fondo) [mm]	661 / 682 / 264
Peso [kg]	61
Rango de temperatura de servicio (°C)	-25 a +60
Autoconsumo nocturno [W]	1

Tabla 5.5. Características del inversor

Además, este inversor cuenta con las siguientes protecciones eléctricas

- Protección en el punto de desconexión en el lado de entrada.
- Monitorización de toma a tierra y red.
- Protección contra polarización inversa de CC.
- Resistencia al cortocircuito de CA.

-Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal.

5.4. Cableado

El cableado DC está diseñado para condiciones de instalación severas y de una duración superior a 25 años, adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes a temperatura extremas (-40°C a 90°C) como a la intemperie y de alta seguridad, no propagan llama ni fuego y poseen baja emisión de humos y de gases corrosivos.

El cableado AC tiene aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina libre de halógenos de tensión de trabajo 0,6/1 kV.

El tramo que va desde las ramas de módulos hasta la caja de continua tiene una longitud de 20 m y una sección de cable de 4 mm^2 que admite hasta 52 A.

El tramo que va desde la caja de continua hasta el inversor tiene una longitud de 45 m y una sección de cable de 16 mm^2 que admite hasta 107 A.

El tramo de alterna con una longitud de 100 m tiene una sección de cable de 16 mm^2 que admite hasta 115 A.

5.5. Soporte

Se ha escogido la estructura CVA915 de la marca Teknosolar que tiene una capacidad de 19 módulos fotovoltaicos para ser instalada sobre cubiertas de hormigón o suelo mediante contrapesos o zapatas. Además dispone de una variedad de inclinaciones estándar y es modular, puede ampliarse en cualquier momento dependiendo de las necesidades.

El sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales. La tornillería es desmontable, con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión.

5.6. Puesta a tierra

El objetivo es limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Se dispondrá el SFV en esquema flotante, la red de corriente continua del GFV se encuentra aislada de tierra y existe una tierra de protección a la que se unirá las masas metálicas del sistema así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unirán todas las partes metálicas de los componentes del SFV con el objetivo de proteger a las personas frente a contactos indirectos y permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión.

La sección de los conductores vendrá dada según las especificaciones de la ITC-BT-18. Los conductores de protección tendrán las siguientes secciones:

-4 mm² para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc., del GFV.

-16 mm² en el tramo Caja de conexión de continua – Inversor.

-16 mm² en el descargador de sobretensiones de AC del Inversor.

El conductor de tierra que unirá la barra equipotencial con la puesta a tierra será de cobre protegido contra la corrosión de 16 mm² de sección con una longitud de 10 m, hasta enlazar con una pica de 2 m de longitud, que se dispondrá hincada en el terreno.

El electrodo de puesta a tierra de la instalación será independiente del electrodo del neutro de la empresa distribuidora.

5.7. Protecciones

5.7.1. Fusibles

Para garantizar la protección del cableado frente a sobreintensidades se usa fusibles colocados dentro de la caja de continua. Se han elegido fusibles de la marca ABB, el modelo E 9F15 PV con una intensidad nominal de 15 A y con una tensión asignada de 1000 V en cada rama de módulos en serie.

5.7.2. Portafusibles

Para la instalación adecuada de los fusibles elegidos, estos serán instalados en portafusibles de la marca ABB, el modelo E 91/32 PV que poseen una corriente nominal de 30 A.

5.7.3. Protección frente a sobretensiones de corriente continua

Para proteger al GFV de sobretensiones tanto externas, como los rayos, como internas, se usa descargadores de tensión. Se ha elegido un descargador de clase II de la marca ABB, el modelo OVR PV 40-1000 P TS BW, con una tensión nominal de 1100 V y una corriente de descarga nominal de 20 kA.

5.7.4. Interruptor principal de continua

El interruptor principal de continua debe ser capaz de soportar la tensión del GFV en las condiciones de operación más desfavorables, es decir, para una temperatura de célula igual a -10°C. El interruptor seleccionado es de la marca ABB, el modelo S804PV-S32, con una intensidad nominal de 32 A capaz de soportar 1200 V.

5.7.5. Protección frente a sobrecargas de corriente alterna

Para proteger los conductores que van desde el inversor hasta el cuadro general de alimentación se usa un interruptor magnetotérmico colocado a la salida del inversor. El interruptor magnetotérmico seleccionado es de la marca ABB, el modelo S204-C63, con una intensidad nominal de 63 A.

5.7.6. Protección frente a sobretensiones de corriente alterna

Se instalará un descargador de sobretensiones tipo C para proteger frente a las sobretensiones procedentes de la red eléctrica.

Se ha seleccionado un descargador de clase II de la marca ABB, modelo OVR T2 3N 40-275 P, cuyas características principales son: tensión nominal de 230 V y corriente de descarga 20 kA.

5.7.7. Interruptor diferencial

Se dispondrá de un interruptor diferencial para la protección de las personas del contacto directo o indirecto provocado por el contacto con partes activas a la instalación.

Se ha seleccionado un interruptor automático diferencial de la marca ABB, el modelo F204 B-25/0,03, con una sensibilidad de 30 mA.

5.7.8. Interruptor general de interconexión

Se debe asegurar que el GFV no provoque en la red averías, disminuciones de la condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las permitidas por la normativa. Para ello es necesario disponer de las siguientes protecciones con las que cuenta el inversor de la instalación:

- Relé de protección de máxima y mínima frecuencia, ajustado para operar en frecuencias de 50,5 y 48 Hz respectivamente.

- Relé de máxima y mínima tensión, ajustado para operar en tensiones de 1,15 y 0,85 U_n , respectivamente.

- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de actuación de los anteriores relés de protección.

6. PRESUPUESTO DEL PROYECTO

CAPÍTULO	IMPORTE
CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO	9.588,00
CAPÍTULO 2. INVERSOR	1.558,20
CAPÍTULO 3. CABLEADO	376,00
CAPÍTULO 4. PROTECCIONES	848,45
CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	30.696,00
Presupuesto de ejecución material	43.066,65
13 % de gastos generales	5.598,66
6% de beneficio industrial	2.584,00
Suma	51.249,31
21% IVA	10.762,36
Presupuesto de ejecución por contrata	62.011,7

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Apuntes de la asignatura Gestión y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos del Grado de Ingeniería Electrónica Industrial.
- [2] AEMET. *Valores climatológicos normales. Jaén*. Recuperado de <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos>
- [3] Cortés, P. (2017). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red para una vivienda en Almería* (tesis de maestría). Universidad Internacional de Andalucía.
- [4] European Commission, Joint Research Centre. *Photovoltaic Geographical Information System*. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [5] IDAE, 2011. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red. IDAE, Madrid.
- [6] Miguel Pastor y otros (1996). *Manejo del olivar con riego por goteo*. Sevilla, España: INFORMACIONES TÉCNICAS: Nº 41/96.
- [7] MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA. *Redes de seguimiento del Estado e información hidrológica*. Recuperado de <http://sig.mapama.es/redes-seguimiento/>
- [8] Pión, J. (2017). *Dimensionado y análisis de un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red para un colegio público en Colombia* (tesis de maestría). Universidad de Jaén, Jaén.
- [9] REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.
- [10] Rodríguez, F. (2017). *Proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a red orientado al autoconsumo del campamento minero Cerro Verde en Arequipa, Perú* (tesis de maestría). Universidad Internacional de Andalucía.

[11] Talavera, D.L., Ferrer-Rodríguez, J.P., Pérez-Higueras, P., Terrados, J. and Fernández, E.F. (2016): A worldwide assessment of levelised cost of electricity of HCPV systems. *Energy Conversion and Management*, vol 119, pp. 408-424.

DOCUMENTO N°: 2 ANEXOS

ANEXO I. Cálculo de la instalación

Índice

1. DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	50
2. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	52
2.1. Superficie mínima necesaria	52
2.2. Distancia mínima entre filas de módulos	52
2.3. Generador fotovoltaico	53
2.3.1. Cálculo número de módulos en serie.....	54
2.3.2. Cálculo número módulos en paralelo.....	55
3. DIMENSIONADO DEL CABLEADO.....	57
3.1. Tramo rama de módulos – Caja de continua.....	58
3.2. Tramo caja de continua – Inversor	60
3.3. Tramo alterna	61
4. PUESTA A TIERRA	63
4.1. Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos	64
4.2. Puesta a tierra entre caja de conexión DC e inversor	64
4.3. Puesta a tierra del descargador de sobretensiones de CA del Inversor.....	64
5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS	65
5.1. Protecciones de la red de corriente continua	65
5.1.1. Fusibles.....	65
5.1.2. Protecciones frente a sobretensiones.....	66
5.1.3. Interruptor general de continua.....	66
5.2. Protecciones de la red de corriente alterna.....	67
5.2.1. Protecciones frente a sobrecargas.....	67

5.2.2. Protecciones frente a sobretensiones.....	67
5.2.3. Interruptor diferencial.....	68
5.2.4. Protección de la interconexión.....	68
6. CUADRO ELÉCTRICO	70

1. DIMENSIONADO DEL INVERSOR

Para el dimensionado del inversor, es necesario conocer el factor de dimensionado (F_s), su valor dependerá de la latitud del lugar como se observa en la siguiente tabla:

ZONA	F_s
Europa Septentrional (lat. 55° - 70°)	0,65-0,8
Europa Central (lat. 45° - 55°)	0,75-0,9
Europa Meridional (lat. 35° - 45°)	0,85-1

Tabla 1.1. Valores de F_s para Europa en función de la latitud.

El SFCR está ubicado en una latitud de 38,12°. Por tanto, se encuentra dentro de la zona de Europa Meridional y el valor del factor de dimensionado recomendado se encuentra entre 0,85 y 1.

Para obtener la potencia del inversor se aplica la siguiente expresión.

$$P_{INV,DC} = F_s \cdot P_{GFV,STC}$$

(Fórmula 1.1)

Donde:

- $P_{INV,DC}$: potencia nominal de entrada del inversor.
- F_s : factor de dimensionado.
- $P_{GFV,STC}$: potencia nominal del GFV en condiciones estándar de medida.

Para un factor de dimensionado igual a la unidad, se obtiene:

$$P_{INV,DC} = 1 \cdot 14,25 \text{ kW}_p = 14,25 \text{ kW}_p$$

El inversor comercial más próximo a las condiciones de diseño es el SUNNY TRIPOWER 15000TL del fabricante SMA con una potencia nominal de entrada de 15,33 kW. Aunque la potencia del inversor supere a la del GFV, se considerará apto debido a su gran rendimiento incluso a bajas potencias. Además este inversor

cuenta con dos entradas y ha sido elegido con vista para en un futuro poder realizar una ampliación de la potencia del SFV.

2. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

2.1. Superficie mínima necesaria

El área de superficie necesaria para la ubicación del GFV debe evitar el autosombreado, que puede llegar a ser un problema complejo.

Para el cálculo de esta superficie, se tendrá en cuenta la consideración aproximada de la superficie horizontal requerida por 1 kW_p, teniendo en cuenta la tecnología del módulo fotovoltaico y la latitud.

TECNOLOGÍA	SUPERFICIE (m ²)
Silicio monocristalino y policristalino	6 – 7
Teluro de Cadmio	6,5
Diseleniuro de incio cúprico	7
Silicio amorfo	11 – 16

Tabla 2.1. Superficie aproximada para instalación de 1 kWp en función de la tecnología del módulo fotovoltaico.

LATITUD	LF
0° - 35°	1,6
35° - 45°	2
45° - 55°	3

Tabla 2.2. Factor de superficie en función de la latitud.

Por tanto, la superficie necesaria mínima disponiendo de módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino y teniendo en cuenta la latitud, es de 14 m²/kW. La superficie total para la instalación es:

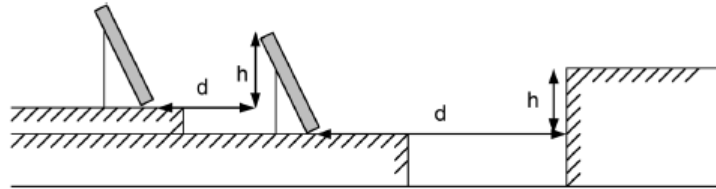
$$S = 14,25 \text{ Kw} \cdot 14 \text{ m}^2 = 199,5 \text{ m}^2$$

2.2. Distancia mínima entre filas de módulos

Atendiendo a las especificaciones del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, se debe garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno en una distancia d, distancia medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras. El valor de la distancia d se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

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

(Fórmula 2.1)

**Ilustración 2.1 Separación entre filas de módulos y entre filas de módulos y obstáculos.**

La latitud de la ubicación de la instalación fotovoltaica es $38,12^\circ$. A partir de este valor se obtiene el coeficiente adimensional k :

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 38,12^\circ)} = 2,3696$$

La altura del módulo es 1.610 mm y este será colocado con una inclinación óptima de 34° . A partir de estos datos y mediante cálculo trigonométrico, se obtiene el valor de h . Por tanto la distancia mínima entre filas de módulos es:

$$d = h \cdot k = \sin(34^\circ) \cdot 1.610 \text{ mm} \cdot 2,3696 = 2.0133 \text{ mm}$$

De modo que, debe existir una distancia mínima entre filas de módulos de 2,1 m.

2.3. Generador fotovoltaico

En primer lugar, se calcula el número total de módulos necesarios. El GFV que se desea instalar dispone de una potencia de 14,25 kW. Se dispone de módulos fotovoltaicos Sanyo HIT-H250E01 con una potencia nominal de 250 W. Por consiguiente, el número de módulos fotovoltaicos necesario es:

$$N = \frac{P_{\text{GFV},M,\text{STC}}}{P_{\text{MOD},M,\text{STC}}} = \frac{14.250 \text{ W}}{250 \text{ W}} = 57$$

2.3.1. Cálculo número de módulos en serie

Para el cálculo del número de módulos necesarios en serie, se tendrá en cuenta la tensión de entrada máxima ($V_{INV,max,DC}$) y el rango de tensión del punto de máxima potencia (PMP) del inversor ($V_{INV,min,PMP}$, $V_{INV,max,PMP}$).

Según la tensión de entrada máxima, el número de módulos en serie debe ser:

$$N_{ms} \leq \frac{V_{INV,max,DC}}{V_{OC,GFV,T_c=-10^{\circ}C}}$$

(Fórmula 2.2)

Según el rango de tensión PMP del inversor:

$$N_{ms} \geq \frac{V_{INV,min,PMP}}{V_{M,GFV,T_c=70^{\circ}C}}$$

(Fórmula 2.3)

$$N_{ms} \leq \frac{V_{INV,max,PMP}}{V_{M,GFV,T_c=-10^{\circ}C}}$$

(Fórmula 2.4)

La hoja de características del módulo fotovoltaico facilita el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto a partir del cual se calcula el valor de tensión del GFV para una temperatura de célula de -10 y 70 °C:

$$\begin{aligned} V_{MOD,OC,T_c=-10^{\circ}C} &= V_{MOD,OC,STC} \cdot \left(1 + \left(\frac{\beta_{V_{OC}}}{100} \right) \cdot (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) \\ &= 43,1 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{-0,25 \text{ V/}^{\circ}C}{100} \cdot (-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) = 46,9 \text{ V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_{\text{MOD},M,T_C=70^{\circ}\text{C}} &= V_{\text{MOD},M,\text{STC}} \cdot \left(1 + \left(\frac{\beta_{V_{\text{OC}}}}{100} \right) \cdot (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \right) \\
 &= 34,9 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{-0,25 \text{ V}/^{\circ}\text{C}}{100} \cdot (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \right) = 31 \text{ V}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_{\text{MOD},M,T_C=-10^{\circ}\text{C}} &= V_{\text{MOD},M,\text{STC}} \cdot \left(1 + \left(\frac{\beta_{V_{\text{OC}}}}{100} \right) \cdot (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \right) \\
 &= 34,9 \text{ V} \cdot \left(1 + \frac{-0,25 \text{ V}/^{\circ}\text{C}}{100} \cdot (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \right) = 38 \text{ V}
 \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores calculados en las ecuaciones anteriores:

$$N_{\text{ms}} \leq \frac{1.000 \text{ V}}{46,9 \text{ V}} = 21,3$$

$$N_{\text{ms}} \leq \frac{800 \text{ V}}{38 \text{ V}} = 21,1$$

$$N_{\text{ms}} \geq \frac{240 \text{ V}}{31 \text{ V}} = 7,7$$

Por tanto, el número de módulos en serie debe estar entre 7 y 21:

$$7 \leq N_{\text{ms}} \leq 21$$

El número de módulos en serie escogido para la instalación es 19.

2.3.2. Cálculo número módulos en paralelo

Anteriormente fue calculado el número de módulos totales, 54, y el número de módulos en serie, 19. Por tanto el número de módulos en paralelo es:

$$N_{\text{mp}} = \frac{N}{N_{\text{ms}}} = \frac{54}{19} = 3$$

Para su comprobación:

$$I_{SC,GEN} \cong [I_{SC,módulo,CEM} \cdot N_{mp}] \leq I_{INV,max,DC}$$

$$I_{SC,GEN} = 7,74 \text{ A} \cdot 3 = 23,22 \text{ A} \leq 33 \text{ A}$$

El inversor no verá sobrepasada la intensidad máxima en corriente continua que admite su entrada. Por tanto el número de módulos en paralelo será 3.

De tal modo que, la configuración final del SFV se constituye por 3 ramas en paralelo formadas por 19 módulos en serie.

En la siguiente tabla se observan los puntos de trabajo característicos del generador para unas temperaturas de operación de 25, 70 y -10 °C.

Tc °C	Voc (V)	Isc (V)	Vm (V)	Im (A)	Pm (kW)
25	818,90	23,22	663,10	21,54	14,25
70	726,56	23,53	588,33	21,83	12,33
-10	890,72	22,98	721,26	21,31	15,75

Tabla 2.3. Puntos de trabajo característicos del SFV.

3. DIMENSIONADO DEL CABLEADO

La instalación fotovoltaica se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión. Dichos tramos de cableado poseerán diferentes secciones de conductores.

El GFV está compuesto por 57 módulos fotovoltaicos, distribuidos en 3 ramas paralelos cada una con 19 módulos en serie.

Se establecerán dos tramos, uno para corriente continua y otro para corriente alterna.

Para el dimensionado del cableado, se tendrá en cuenta dos criterios, el criterio de la máxima intensidad admisible por el cable en régimen permanente, y el criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable, imponiéndose por tanto el más restrictivo de ellos.

-Criterio de la máxima intensidad admisible por el cable en régimen permanente: de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida (CEM) del módulo. Se le aplica el mismo criterio tanto para el cable principal en continua respecto de la intensidad de cortocircuito en CEM de todo el GFV y al cable de alterna respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.

-Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable: de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores del cable deben asegurar que la caída de tensión en CEM en el tramo DC no supere el 1.5 %. Para la parte AC, según lo establecido en la ITC-BT 40, "Instalaciones generadoras de baja tensión", la caída de tensión no debe exceder el 1.5 % de la tensión de salida nominal del inversor.

El cableado DC será diseñado para condiciones de instalación severas y de una duración superior a 25 años, adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes a temperatura extremas (-40°C a 90°C) como a la intemperie y de alta

seguridad, no propagan llama ni fuego y poseen baja emisión de humos y de gases corrosivos.

El cableado AC escogido será cable trifásico enterrado con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina libre de halógenos de tensión de trabajo 0,6/1 kV según la norma UNE 21.030, con cuatro conductores, uno para cada fase más el neutro.

En la siguiente tabla se encuentran las distancias y el tipo de cable seleccionado de los distintos tramos que conforman la instalación fotovoltaica en cuanto a cableado:

TRAMO	LONGITUD	TIPO DE CABLE
Rama - Caja DC	20 m	ZZ - F (AS) 1,8 kV DC
Caja DC – Inversor	45 m	XZ1FA3Z – K (AS) 1,8 Kv DC
Tramo de alterna	100 m	RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV AC

Tabla 3.1. Longitud de los tramos del cableado DC y AC.

3.1. Tramo rama de módulos – Caja de continua

Este tramo comienza en las ramas de los módulos hasta la caja de conexión DC e irán enterrados. La longitud incluye la distancia de cada rama, la distancia del cable que agrupa a los 19 módulos en serie y la distancia necesaria para llegar a la caja de conexión DC. Se utilizará cable ZZ-F (AS) 1,8 kV DC.

El cableado que incluyen los módulos tiene una sección de 4 mm^2 , por lo tanto en este tramo se utilizará un cable de sección de 4 mm^2 , que admite hasta 44 A.

A continuación se va a comprobar que esta sección cumple los dos criterios especificados anteriormente.

-Criterio máxima intensidad admisible por el cable en régimen permanente:

El cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{\text{Rama}} = 1,25 \cdot I_{\text{MOD,SC,CEM}} = 1,25 \cdot 7,74 \text{ A} = 9,68 \text{ A} < 44 \text{ A}$$

Donde:

- $I_{\text{MOD,SC,CEM}}$: intensidad de cortocircuito en CEM (A).

Se comprueba que la intensidad de la rama no supera la intensidad máxima admisible del cable.

- Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable:

La sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte continua no supere el 1,5%:

$$\Delta V_{\text{rama}} = \frac{2 \cdot L_{\text{rama}} \cdot I_{\text{MOD,M,CEM}}}{S_{\text{m,rama}} \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{MOD,M,CEM}} \cdot \sigma}$$

Donde:

- $S_{\text{m,rama}}$: sección del conductor (mm^2).
- L_{rama} : longitud de la rama (m).
- $I_{\text{MOD,M,CEM}}$: intensidad nominal del módulo en CEM (A).
- ΔV_{rama} : máxima caída permisible (%).
- N_{ms} : número de módulos en serie.
- $V_{\text{MOD,M,CEM}}$: tensión del módulo en CEM (V).
- σ : conductividad del cobre ($\text{m}\Omega^{-1}\text{mm}^{-2}$).

$$\Delta V_{\text{rama}} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 7,18}{4 \cdot 19 \cdot 34,9 \cdot 56}$$

$$\Delta V_{\text{rama}} = 0,2 \%$$

Como se puede observar no se supera la máxima caída permisible de tensión en el cable.

3.2. Tramo caja de continua – Inversor

En este tramo se utilizará cable XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC.

-Criterio máxima intensidad admisible por el cable en régimen permanente:

En este caso, el cable del tramo debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del GFV:

$$I_{\text{Princ}} = 1,25 \cdot N_{\text{mp}} \cdot I_{\text{MOD,SC,CEM}} = 1,25 \cdot 3 \cdot 7,74 \text{ A} = 29,03 \text{ A}$$

Donde:

- N_{mp} : número de módulos en paralelo
- $I_{\text{MOD,SC,CEM}}$: intensidad nominal del módulo en CEM (A)

Atendiendo a la tabla C.1.1 de la especificación EA 0038, hay que utilizar un cable de sección de $2,5 \text{ mm}^2$ que admite hasta 33 A.

- Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable.

La sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte continua no supere el 1,5%. En este tramo se considerará que cae un 0,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del GFV:

$$S_{\text{m,princ}} = \frac{2 \cdot L_{\text{princ}} \cdot N_{\text{mp}} \cdot I_{\text{MOD,M,CEM}}}{\Delta V_{\text{rama}} \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{MOD,M,CEM}} \cdot \sigma}$$

Donde:

- $S_{\text{m,princ}}$: sección del conductor (mm^2)
- L_{princ} : longitud de la rama (m)
- N_{mp} : número de módulos en paralelo
- $I_{\text{MOD,M,CEM}}$: intensidad en el punto de máxima potencia en CEM (A)
- ΔV_{rama} : máxima caída permisible (%)
- N_{ms} : número de módulos en serie
- $V_{\text{MOD,M,CEM}}$: tensión en el punto de máxima potencia en CEM (V)

- σ : conductividad del cobre ($\text{m}\Omega^{-1}\text{mm}^2$)

$$S_{m,\text{princ}} = \frac{2 \cdot 45 \cdot 3 \cdot 7,18}{0,005 \cdot 19 \cdot 34,9 \cdot 56}$$

$$S_{m,\text{princ}} = 10,44 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, el segundo determina la sección del cable, una sección de 16 mm^2 que es la sección inmediatamente superior a $10,44 \text{ mm}^2$, que admite hasta 107 A.

3.3. Tramo alterna

Para el cableado en corriente alterna se utilizará cables trifásicos con aislamiento de polietileno reticulado (tipo de aislamiento XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos, de tensión de trabajo 0,6/1 kV según la norma UNE 21.030. El cable que se empleará es RZ1 – K(AS) 0,6/1 kV.

-Criterio máxima intensidad admisible por el cable:

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal del inversor, siendo:

$$I_{AC} = 1,25 \cdot I_{INV,AC}$$

Donde:

- $I_{INV,AC}$: intensidad del inversor en AC

$$I_{AC} = 1,25 \cdot 21,7 \text{ A} = 27,1 \text{ A}$$

Atendiendo a la tabla 5 de la ITC-BT-07, y teniendo en cuenta que se instala enterrado, hay que utilizar un cable de sección de 6 mm^2 que admite hasta 66 A.

-Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable:

El inversor es trifásico con un $\cos\phi$ igual a la unidad. De acuerdo a lo establecido en la ITC-BT 40, "Instalaciones generadoras de baja tensión", por la cual

la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de Distribución Pública, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

Donde:

- $S_{m,AC}$: sección del conductor (mm)
- L_{AC} : longitud del tramo de AC (m)
- $I_{INV,AC}$: intensidad nominal del inversor en AC (A)
- ΔV_{AC} : pérdida máxima de la tensión
- $V_{INV,AC}$: tensión del inversor en AC (V)

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 21,7 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56}$$

$$S_{m,AC} = 11,2 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, el segundo determina la sección del cable, una sección de 16 mm² que admite hasta 115 A.

4. PUESTA A TIERRA

Según la ITC-BT-18, no debe superarse en la parte de corriente alterna 50 V de tensión de contacto y la resistencia de puesta a tierra debe ser menor que 37 Ω .

Teniendo en cuenta que la resistividad del terreno es de 200 $\Omega \cdot m$ ya que se trata de un terreno de pizarra, tendremos que la resistencia de puesta a tierra obtenida con una pica será:

$$R_{\text{pica}} = \frac{\rho}{L} = \frac{200}{2} = 100 \Omega$$

Donde:

- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).
- L : longitud de la pica.

La resistencia de tierra del cable es:

$$R_{\text{cable}} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 200}{10} = 40 \Omega$$

La resistencia total de puesta a tierra es:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{100} + \frac{1}{40} = \frac{1}{28,57}$$

$$R_T = 28,57 \Omega$$

Según la ITC-BT-24 se debe cumplir que:

$$R_T \cdot I_a \leq U$$

Con una sensibilidad de los diferenciales de 30 mA:

$$28,57 \cdot 0,03 = 8,6 \text{ V} \leq 50 \text{ V}$$

Donde:

- I_a : corriente que garantiza el funcionamiento automático del dispositivo de protección.
- U : tensión de contacto límite convencional.

4.1. Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos

La sección del cable del tramo que va desde los módulos fotovoltaicos hasta la caja de conexión DC es de 4 mm^2 , por tanto según la ITC-BT-18, la sección de los cables de protección deben ser de 4 mm^2 .

4.2. Puesta a tierra entre caja de conexión DC e inversor

La sección del cable del tramo que va desde la caja de conexión DC hasta el inversor es de 16 mm^2 , por lo tanto según la ITC-BT-18, la sección de los cables de protección deben ser de 16 mm^2 .

4.3. Puesta a tierra del descargador de sobretensiones de CA del Inversor

La sección del cable del tramo es de 16 mm^2 , por lo tanto según la ITC-BT-18, la sección de los cables de protección deben ser de 16 mm^2 .

5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Se diseñará el conjunto de equipos de detección y eliminación de faltas eléctricas que protejan la instalación fotovoltaica con la finalidad de garantizar la seguridad de los equipos y de las personas.

El SFV debe ser protegido frente a sobretensiones y sobreintensidades. Tanto en la red de continua como en la de alterna se dispondrán los correspondientes dispositivos para proteger frente a sobretensiones.

5.1. Protecciones de la red de corriente continua

5.1.1. Fusibles

Se instalarán fusibles para garantizar la protección de los cables frente a sobreintensidades que pueden llegar a circular en sentido opuesto por una rama debido a un mal funcionamiento del sistema. Se ubican dentro de la caja de continua, en serie con cada rama de módulos. La intensidad nominal del fusible debe ser 1,5 veces igual o superior a la corriente de cortocircuito del módulo en CEM.

$$1,5 \cdot I_{\text{MOD,SC,CEM}} \leq I_{\text{fusible}} \leq 2 \cdot I_{\text{MOD,SC,CEM}}$$

$$1,5 \cdot 7,74 \text{ A} \leq I_{\text{fusible}} \leq 2 \cdot 7,74 \text{ A}$$

$$11,6 \text{ A} \leq I_{\text{fusible}} \leq 15,5 \text{ A}$$

Además los fusibles empleados deben estar diseñados para intensidad continua y deben ser capaces de soportar 1,1 veces la tensión de circuito abierto del GFV en CEM.

$$1,1 \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{MOD,OC,CEM}} = 1,1 \cdot 19 \cdot 43,1 \text{ V} = 900,8 \text{ V}$$

Por tanto se usarán fusibles de la marca ABB, el modelo E 9F15 PV con una intensidad nominal de 15 A y con una tensión asignada de 1000 V en cada rama de módulos en serie.

5.1.2. Protecciones frente a sobretensiones

Se instalarán descargadores de tensión tipo C (o clase II) conectados entre el positivo y el negativo y un punto que se conecte a tierra, ubicados dentro de la caja de continua.

Los parámetros que hay que tener en cuenta para la elección del dispositivo son una tensión nominal superior a la máxima de generación y que la corriente de descarga no sea menor de 10 kA.

A continuación se calcula la tensión nominal del descargador:

$$U_C = 1,1 \cdot V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,T_C=-10^{\circ}C}$$

$$U_C = 1,1 \cdot 19 \cdot 46,88 \text{ V}$$

$$U_C = 979,8 \text{ V}$$

Se ha seleccionado un descargador de Clase II de la marca ABB, modelo OVR PV 40-1000 P TS BW, con una tensión nominal de 1100 V y una corriente de descarga nominal de 20 kA.

5.1.3. Interruptor general de continua

Es obligatoria la instalación de un interruptor general entre el GFV y el inversor de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712. Debe soportar 1,1 la tensión del generador para una temperatura de célula igual a -10°C.

$$V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,T_C=-10^{\circ}C}$$

$$V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = 1,1 \cdot 19 \cdot 46,88 \text{ V}$$

$$V_{GFV,OC,T_C=-10^{\circ}C} = 979,8 \text{ V}$$

Y también debe soportar 1,25 la intensidad de cortocircuito en CEM del GFV:

$$1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,CEM} = 1,25 \cdot 3 \cdot 7,74 \text{ A} = 29,03 \text{ A}$$

Por tanto, el interruptor seleccionado es un interruptor tetrapolar de la marca ABB, el modelo S804PV-S32 que cumple con los requisitos, con una intensidad nominal de 32 A capaz de soportar 1200 V.

5.2. Protecciones de la red de corriente alterna

5.2.1. Protecciones frente a sobrecargas

Mediante el uso de un interruptor automático magnetotérmico colocado a la salida del inversor, se protegerán frente a sobrecargas los conductores desde el inversor hasta el cuadro general de alimentación. El interruptor automático magnetotérmico tiene que poseer una intensidad nominal:

$$1,25 \cdot I_{INV,AC} < I_n < I_z$$

Donde:

- I_z : intensidad máxima que es capaz de soportar el cable.

Por tanto:

$$1,25 \cdot 21,7 \text{ A} < I_n < 115 \text{ A} \rightarrow 27,125 \text{ A} < I_n < 115 \text{ A}$$

Atendiendo a las especificaciones, el interruptor magnetotérmico escogido es de la marca ABB, el modelo S204-C63 con intensidad nominal de 63 A.

5.2.2. Protecciones frente a sobretensiones

Se instalará un descargador de sobretensiones tipo C a la salida del inversor para proteger frente a las sobretensiones procedentes de la red eléctrica.

Los parámetros que hay que tener en cuenta para la elección de este dispositivo son una tensión nominal superior a la máxima del inversor y que la corriente de descarga no sea menor de 10 kA.

Se ha seleccionado un descargador de clase II de la marca ABB, modelo OVR T2 3N 40-275 P, cuyas características principales son: tensión nominal de 230 V y corriente de descarga 20 kA.

5.2.3. Interruptor diferencial

Se dispondrá de un interruptor diferencial para la protección de las personas del contacto directo o indirecto provocado por el contacto con partes activas a la instalación.

Con una sensibilidad de 30 mA se instalará a la salida del interruptor automático magnetotérmico. Se ha seleccionado un interruptor automático diferencial de la marca ABB, el modelo F204 B-25/0,03.

5.2.4. Protección de la interconexión

El funcionamiento del GFV no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa.

En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, debido a trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, la instalación fotovoltaica no deberá mantener tensión en la línea de distribución.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no se puede intercalar ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.

A continuación se especifican las condiciones de la interconexión:

La conexión será trifásica, pues el GFV supera los 5 kW de potencia.

La variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 2,5% de la tensión nominal de la red.

El factor de potencia de la energía suministrada debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal.

Las protecciones con las que debe contar la interconexión son:

- Elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Interruptor automático diferencial para la protección de las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1 del artículo 14 del RD 1699/2011, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

6. CUADRO ELÉCTRICO

Se dispondrá de un cuadro eléctrico en la parte de corriente continua, donde se ubicarán los dispositivos de protección contra sobretensiones, sobrecargas y sobreintensidades de la parte de corriente continua.

Se utilizará una caja de conexión de la marca ABB, fabricada en material policarbonato, con un grado de protección IP 65, autoextingible y resistente al calor y al fuego hasta los 960°C de temperatura. Presenta una alta resistencia a los rayos ultravioleta.

El modelo elegido es el M128120020.

ANEXO II. Cálculo de la energía generada por la instalación fotovoltaica y balance energético

Índice

1. RADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA AMBIENTE.....	73
2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	79
3. BALANCE ENERGÉTICO.....	81

1. RADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA AMBIENTE

Los datos de radiación solar y temperatura ambiente en el emplazamiento del SFV han sido obtenidos a partir del software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

En las siguientes tablas se muestran los valores de irradiancia global diaria media para un plano inclinado (34°) y la temperatura ambiente diaria media de los distintos meses del año para la ubicación del SFV.

HORA	G (W/m ²)	T _a (°C)
1:00:00	0	5,2
2:00:00	0	4,9
3:00:00	0	4,6
4:00:00	0	4,3
5:00:00	0	4
6:00:00	0	3,8
7:00:00	140	3,6
8:00:00	335	3,5
9:00:00	464	4,2
10:00:00	549	5
11:00:00	586	5,8
12:00:00	573	7,3
13:00:00	513	8,8
14:00:00	405	10,4
15:00:00	255	10,8
16:00:00	55	11,1
17:00:00	0	11,5
18:00:00	0	10,4
19:00:00	0	9,3
20:00:00	0	8,2
21:00:00	0	7,5
22:00:00	0	6,7
23:00:00	0	5,9
0:00:00	0	5,5

Tabla 1.1. Irradiancia y temperatura ambiente diaria media de enero.

HORA	G (W/m ²)	T _a (°C)
1:00:00	0	6,2
2:00:00	0	5,8
3:00:00	0	5,4
4:00:00	0	5
5:00:00	0	4,6
6:00:00	0	4,4
7:00:00	193	4,2
8:00:00	389	4
9:00:00	548	5
10:00:00	659	6
11:00:00	716	7,1
12:00:00	716	8,4
13:00:00	659	9,8
14:00:00	548	11,2
15:00:00	389	11,6
16:00:00	193	12
17:00:00	16	12,4
18:00:00	0	11,4
19:00:00	0	10,4
20:00:00	0	9,5
21:00:00	0	8,6
22:00:00	0	7,7
23:00:00	0	6,8
0:00:00	0	6,5

Tabla 1.2. Irradiancia y temperatura ambiente diaria media de febrero.

HORA	G (W/m ²)	T _a (°C)
1:00:00	0	8,4
2:00:00	0	7,8
3:00:00	0	7,3
4:00:00	0	6,8
5:00:00	0	6,4
6:00:00	79	6
7:00:00	280	5,7
8:00:00	467	5,4
9:00:00	619	7
10:00:00	723	8,7
11:00:00	776	10,3
12:00:00	776	11,7
13:00:00	723	13,1
14:00:00	619	14,4
15:00:00	467	14,9
16:00:00	280	15,4
17:00:00	86	15,8
18:00:00	0	14,8
19:00:00	0	13,9
20:00:00	0	12,9
21:00:00	0	11,7
22:00:00	0	10,6
23:00:00	0	9,5
0:00:00	0	9

**Tabla 1.3. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de marzo.**

HORA	G (W/m ²)	T _a (°C)
1:00:00	0	11,7
2:00:00	0	11,2
3:00:00	0	10,6
4:00:00	0	10
5:00:00	10	9,5
6:00:00	121	9,2
7:00:00	299	8,9
8:00:00	473	8,7
9:00:00	615	10,6
10:00:00	713	12,4
11:00:00	763	14,3
12:00:00	763	15,5
13:00:00	713	16,6
14:00:00	615	17,8
15:00:00	473	18,1
16:00:00	299	18,5
17:00:00	121	18,9
18:00:00	16	18,2
19:00:00	0	17,5
20:00:00	0	16,7
21:00:00	0	15,4
22:00:00	0	14
23:00:00	0	12,7
0:00:00	0	12,2

**Tabla 1.4. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de abril.**

HORA	G (W/m2)	Ta (°C)
1:00:00	0	15,5
2:00:00	0	14,7
3:00:00	0	14,1
4:00:00	0	13,5
5:00:00	37	12,8
6:00:00	146	12,8
7:00:00	329	12,8
8:00:00	508	12,7
9:00:00	657	14,7
10:00:00	762	16,6
11:00:00	815	18,5
12:00:00	815	19,7
13:00:00	762	21
14:00:00	657	22,2
15:00:00	508	22,6
16:00:00	329	23
17:00:00	146	23,4
18:00:00	37	22,8
19:00:00	0	22,1
20:00:00	0	21,4
21:00:00	0	19,9
22:00:00	0	18,3
23:00:00	0	16,7
0:00:00	0	16,1

**Tabla 1.5. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de mayo.**

HORA	G (W/m2)	Ta (°C)
1:00:00	0	20,7
2:00:00	0	19,7
3:00:00	0	19
4:00:00	0	18,2
5:00:00	46	17,4
6:00:00	151	17,4
7:00:00	351	17,4
8:00:00	551	17,5
9:00:00	720	19,5
10:00:00	841	21,5
11:00:00	903	23,6
12:00:00	903	24,9
13:00:00	841	26,2
14:00:00	720	27,5
15:00:00	551	28
16:00:00	351	28,5
17:00:00	151	29,1
18:00:00	38	28,5
19:00:00	0	27,9
20:00:00	0	27,3
21:00:00	0	25,6
22:00:00	0	23,9
23:00:00	0	22,2
0:00:00	0	21,4

**Tabla 1.6. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de junio.**

HORA	G (W/m2)	Ta (°C)
1:00:00	0	24,6
2:00:00	0	23,8
3:00:00	0	22,9
4:00:00	0	22
5:00:00	35	21,1
6:00:00	144	21
7:00:00	362	20,8
8:00:00	584	20,6
9:00:00	774	22,8
10:00:00	910	25
11:00:00	981	27,1
12:00:00	981	28,7
13:00:00	910	30,2
14:00:00	774	31,7
15:00:00	584	32,3
16:00:00	362	33
17:00:00	144	33,6
18:00:00	30	33
19:00:00	0	32,5
20:00:00	0	31,9
21:00:00	0	30
22:00:00	0	28,2
23:00:00	0	26,3
0:00:00	0	25,5

**Tabla 1.7. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de julio.**

HORA	G (W/m2)	Ta (°C)
1:00:00	0	24,4
2:00:00	0	23,8
3:00:00	0	23
4:00:00	0	22,2
5:00:00	15	21,3
6:00:00	126	21
7:00:00	344	20,6
8:00:00	573	20,3
9:00:00	771	22,5
10:00:00	913	24,7
11:00:00	987	26,9
12:00:00	987	28,4
13:00:00	913	29,9
14:00:00	771	31,5
15:00:00	573	32,1
16:00:00	344	32,7
17:00:00	126	33,3
18:00:00	19	32,6
19:00:00	0	31,8
20:00:00	0	31,1
21:00:00	0	29,3
22:00:00	0	27,5
23:00:00	0	25,7
0:00:00	0	25

**Tabla 1.8. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de agosto.**

HORA	G (W/m2)	Ta (°C)
1:00:00	0	19,7
2:00:00	0	19,4
3:00:00	0	18,8
4:00:00	0	18,2
5:00:00	0	17,6
6:00:00	87	17,3
7:00:00	286	16,9
8:00:00	499	16,6
9:00:00	681	18,4
10:00:00	811	20,2
11:00:00	878	22
12:00:00	878	23,4
13:00:00	811	24,7
14:00:00	681	26,1
15:00:00	499	26,6
16:00:00	286	27,1
17:00:00	88	27,6
18:00:00	3	26,5
19:00:00	0	25,5
20:00:00	0	24,4
21:00:00	0	23,2
22:00:00	0	21,9
23:00:00	0	20,7
0:00:00	0	20,2

**Tabla 1.9. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de septiembre.**

HORA	G (W/m2)	Ta (°C)
1:00:00	0	15,1
2:00:00	0	15
3:00:00	0	14,5
4:00:00	0	14
5:00:00	0	13,4
6:00:00	24	13,1
7:00:00	233	12,8
8:00:00	438	12,5
9:00:00	607	14,2
10:00:00	726	15,9
11:00:00	787	17,5
12:00:00	787	18,8
13:00:00	726	20,2
14:00:00	607	21,5
15:00:00	438	21,8
16:00:00	233	22,2
17:00:00	36	22,5
18:00:00	0	21,2
19:00:00	0	19,8
20:00:00	0	18,5
21:00:00	0	17,6
22:00:00	0	16,7
23:00:00	0	15,8
0:00:00	0	15,5

**Tabla 1.10. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de octubre.**

HORA	G (W/m ²)	Ta (°C)
1:00:00	0	9,1
2:00:00	0	9
3:00:00	0	8,5
4:00:00	0	8,1
5:00:00	0	7,7
6:00:00	0	7,5
7:00:00	126	7,4
8:00:00	336	7,2
9:00:00	490	8,3
10:00:00	596	9,5
11:00:00	651	10,7
12:00:00	651	12
13:00:00	596	13,4
14:00:00	490	14,7
15:00:00	336	15
16:00:00	141	15,3
17:00:00	0	15,5
18:00:00	0	14,3
19:00:00	0	13,1
20:00:00	0	11,8
21:00:00	0	11,1
22:00:00	0	10,3
23:00:00	0	9,6
0:00:00	0	9,3

Tabla 1.11. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de noviembre.

HORA	G (W/m ²)	Ta (°C)
1:00:00	0	6,1
2:00:00	0	5,8
3:00:00	0	5,5
4:00:00	0	5,2
5:00:00	0	4,9
6:00:00	0	4,8
7:00:00	73	4,6
8:00:00	287	4,5
9:00:00	432	5,3
10:00:00	532	6,2
11:00:00	582	7
12:00:00	582	8,5
13:00:00	532	10
14:00:00	432	11,4
15:00:00	287	11,8
16:00:00	89	12,2
17:00:00	0	12,6
18:00:00	0	11,4
19:00:00	0	10,3
20:00:00	0	9,1
21:00:00	0	8,3
22:00:00	0	7,5
23:00:00	0	6,6
0:00:00	0	6,4

Tabla 1.12. Irradiancia y temperatura ambiente
diaria media de diciembre.

2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El cálculo de la energía generada por el SFV, se realiza por medio de la aplicación de modelos matemáticos. Para estimar la potencia DC se utiliza el modelo de Osterwald:

$$P_{DC} = P_{CEM}^* \frac{G}{G_{CEM}} [1 + \gamma(T_c - T_{CEM})]$$

(Fórmula 2.1)

Donde:

- P_{CEM}^* : potencia del GFV en condiciones estándar de medida.
- G : irradiancia (W/m^2).
- G_{CEM} : irradiancia en condiciones estándar de medida, $1000 W/m^2$.
- γ : coeficiente de pérdida de potencia por temperatura.
- T_c : temperatura de célula ($^{\circ}C$).
- T_{CEM} : temperatura de célula en condiciones estándar de medida ($25^{\circ}C$).

Desde la Tabla 1.1 hasta la Tabla 1.12 se encuentran los valores de G y T_a para un día típico de cada mes del año. Los valores de T_c se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20^{\circ}C}{800 (W/m^2)} \cdot G$$

(Fórmula 2.2)

Donde:

- T_a : temperatura ambiente.
- $TONC$: temperatura de operación nominal de la célula, se toma un valor común, $47^{\circ}C$.

Haciendo uso de las dos ecuaciones anteriores, se obtiene la potencia DC en función de la temperatura de célula y de la irradiancia.

La estimación de la energía DC se obtiene de la integral de la potencia obtenida con el modelo de Osterwald con respecto al tiempo:

$$E_{DC} = \int_a^b P(t) dt \approx \sum_{j=1}^N P_j \cdot \Delta t$$

(Fórmula 2.3)

Donde:

- $P(t)$: potencia DC obtenida por el método de Osterwald.
- P_j : valores de potencia tomada en intervalos de una hora.

Así mismo, se tendrán en cuenta unas pérdidas por dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos, perdidas en el cableado, pérdidas angulares, pérdidas por acumulación de polvo, errores en el seguimiento del punto de máxima potencia (PMP) entre otras, con un valor del 8% y unas pérdidas del 7% ocasionadas en el proceso de conversión de la energía DC en AC llevado a cabo por el inversor.

La estimación de la energía AC, se obtiene del producto de la energía DC por el rendimiento de conversión del inversor.

Se ha realizado un software en Excel para realizar los cálculos descritos en función de la potencia de la instalación FV.

3. BALANCE ENERGÉTICO.

El cálculo del balance energético se realizará haciendo uso de los siguientes modelos matemáticos:

Para determinar la cantidad de energía tomada del SFV:

$$E_{\text{cons,SFV}} = \begin{cases} E_{\text{sfv,ac}} & \text{si } C > E_{\text{sfv,ac}} \\ C & \text{si } C < E_{\text{sfv,ac}} \end{cases}$$

(Fórmula 3.1)

Para determinar la cantidad de energía tomada de la red:

$$E_{\text{tom,red}} = \begin{cases} C - E_{\text{sfv,ac}} & \text{si } C > E_{\text{sfv,ac}} \\ 0 & \text{si } C < E_{\text{sfv,ac}} \end{cases}$$

(Fórmula 3.2)

Para determinar la cantidad de energía inyectada a la red:

$$E_{\text{iny,red}} = \begin{cases} E_{\text{sfv,ac}} - C & \text{si } C < E_{\text{sfv,ac}} \\ 0 & \text{si } C > E_{\text{sfv,ac}} \end{cases}$$

(Fórmula 3.3)

Donde:

- $E_{\text{sfv,ac}}$: Energía generada por el SFV.
- C : consumo.

Se ha realizado el balance energético en una base de tiempo de 15 minutos, al igual que la base de tiempo de los datos de irradiancia y temperatura obtenidos del software PVGIS, y también en una base de tiempo de una hora.

En la siguiente tabla se muestra el balance energético y los índices de autoconsumo y autosuficiencia mensuales del SFV de 14,25 kW con acumulación de agua, realizado con una base de tiempo de 15 minutos:

MES	Econsumida (kWh)	Egenerada,sfv (kWh)	Ec,sfv (kWh)	Ec,red (kWh)	Excedente (kWh)	Autoconsumo	Autosuficiencia
ENERO	1.420,7	1.467,3	903,2	517,5	564,1	62%	64%
FEBRERO	1.492,1	1.689,9	1.196,8	295,3	493,1	71%	80%
MARZO	1.882,0	2.141,8	1.516,1	365,9	625,8	71%	81%
ABRIL	1.368,6	2.072,4	1.195,6	173,0	876,8	58%	87%
MAYO	2.923,6	2.260,3	2.071,1	852,5	189,2	92%	71%
JUNIO	2.941,8	2.310,4	2.121,3	820,5	189,1	92%	72%
JULIO	3.387,3	2.456,5	2.189,7	1.197,6	266,8	89%	65%
AGOSTO	3.447,6	2.419,3	2.163,5	1.284,2	255,8	89%	63%
SEPTIEMBRE	2.271,9	2.123,1	1.635,1	636,8	488,0	77%	72%
OCTUBRE	952,6	1.976,4	755,7	196,9	1.220,7	38%	79%
NOVIEMBRE	923,7	1.571,3	675,3	248,4	896,0	43%	73%
DICIEMBRE	1.187,9	1.438,3	793,7	394,2	644,6	55%	67%
TOTAL	24.199,8	23.927,1	17.217,1	6.982,7	6.710,0	72%	71%

Tabla 3.1. Balance energético mensual con base de tiempo de 15 minutos.

En la siguiente tabla se muestra el balance energético y los índices de autoconsumo mensuales con una base de tiempo de 1 hora:

MES	Econsumida (kWh)	Egenerada,sfv (kWh)	Ec,sfv (kWh)	Ec,red (kWh)	Excedente (kWh)	Autoconsumo	Autosuficiencia
ENERO	1.420,7	1.468,5	956,4	464,3	512,1	65%	67%
FEBRERO	1.492,1	1.691,0	1.248,1	244,0	442,9	74%	84%
MARZO	1.882,0	2.143,2	1.577,6	304,4	565,6	74%	84%
ABRIL	1.368,6	2.073,7	1.215,4	153,2	858,4	59%	89%
MAYO	2.923,6	2.262,0	2.095,9	827,7	166,1	93%	72%
JUNIO	2.941,8	2.312,4	2.157,1	784,7	155,3	93%	73%
JULIO	3.387,3	2.458,9	2.244,2	1.143,1	214,6	91%	66%
AGOSTO	3.447,6	2.421,5	2.222,8	1.224,8	198,7	92%	64%
SEPTIEMBRE	2.271,9	2.124,7	1.651,8	620,1	472,9	78%	73%
OCTUBRE	952,6	1.977,8	761,9	190,7	1.215,9	39%	80%
NOVIEMBRE	923,7	1.572,6	679,4	244,2	893,1	43%	74%
DICIEMBRE	1.187,9	1.439,5	807,8	380,1	631,7	56%	68%
TOTAL	24.199,8	23.945,8	17.618,4	6.581,3	6.327,4	74%	73%

Tabla 3.2. Balance energético mensual con base de tiempo de 1 hora.

Como se puede observar la diferencia entre ambos cálculos es considerable. En la siguiente tabla se analiza la diferencia relativa entre ambos cálculos:

MES	Econsumida (kWh)	Egenerada,sf v(kWh)	Ec,sfv (kWh)	Ec,red (kWh)	Excedente (kWh)	Autoconsumo	Autosuficiencia
ENERO	0,0%	-0,1%	-5,9%	10,3%	9,2%	-5,8%	-5,9%
FEBRERO	0,0%	-0,1%	-4,3%	17,4%	10,2%	-4,2%	-4,3%
MARZO	0,0%	-0,1%	-4,1%	16,8%	9,6%	-4,0%	-4,1%
ABRIL	0,0%	-0,1%	-1,7%	11,4%	2,1%	-1,6%	-1,7%
MAYO	0,0%	-0,1%	-1,2%	2,9%	12,2%	-1,1%	-1,2%
JUNIO	0,0%	-0,1%	-1,7%	4,4%	17,9%	-1,6%	-1,7%
JULIO	0,0%	-0,1%	-2,5%	4,6%	19,6%	-2,4%	-2,5%
AGOSTO	0,0%	-0,1%	-2,7%	4,6%	22,3%	-2,6%	-2,7%
SEPTIEMBRE	0,0%	-0,1%	-1,0%	2,6%	3,1%	-0,9%	-1,0%
OCTUBRE	0,0%	-0,1%	-0,8%	3,2%	0,4%	-0,8%	-0,8%
NOVIEMBRE	0,0%	-0,1%	-0,6%	1,7%	0,3%	-0,5%	-0,6%
DICIEMBRE	0,0%	-0,1%	-1,8%	3,6%	2,0%	-1,7%	-1,8%
TOTAL	0,0%	-0,1%	-2,3%	5,7%	5,7%	-2,3%	-2,3%

Tabla 3.3. Diferencia relativa.

La diferencia relativa para el cálculo de la energía consumida y para la energía generada por el SFV es prácticamente cero. Sin embargo para la energía consumida del SFV, de la red y para la energía excedente, se obtiene un diferencia relativa del 2,3%, 5,7% y 5,7% respectivamente. La causa que conlleva a esta diferencia en los cálculos se puede observar en las siguientes tablas.

En la Tabla 3.4 se puede observar el balance energético en intervalos de 15 minutos y en la tabla Tabla 3.5 el balance energético horario, para las 7 de un día típico del mes de enero. La energía que ha sido consumida de la generada por el SFV no coincide en ambos cálculos. Esto se debe a que en el intervalo 7:07-7:22 no se ha generado energía fotovoltaica. En los otros 3 intervalos se ha generado energía y además excede del consumo. Este excedente en los cálculos realizados cada hora abastecería al consumo realizado en el primer tramo, en el cual no se genera energía.

Hora	Egenerada,sfv (kWh)	Econsumida (kWh)	Econsumida,sfv (kWh)	Ec, red (kWh)	Excedente (kWh)
7:07	0	0,0475	0	0,0475	0
7:22	0,4423	0,0475	0,0475	0	0,3948
7:37	0,6173	0,0475	0,0475	0	0,5698
7:52	0,7577	0,0475	0,0475	0	0,7102
Total	1,82	0,19	0,14	0,05	1,67

Tabla 3.4. Balance energético cada 15 minutos entre las 7:07 y las 7:52.

Hora	Egenerada,sfv (kWh)	Econsumida (kWh)	Econsumida,sfv (kWh)	Ec, red (kWh)	Excedente (kWh)
7	1,83	0,19	0,19	0	1,64

Tabla 3.5. Balance energético para las 7.

Por lo tanto para el cálculo del balance energético se ha tomado un periodo de muestreo de 15 minutos porque tienen mayor exactitud.

En las siguientes gráficas se muestra el balance energético para un día típico de cada mes:

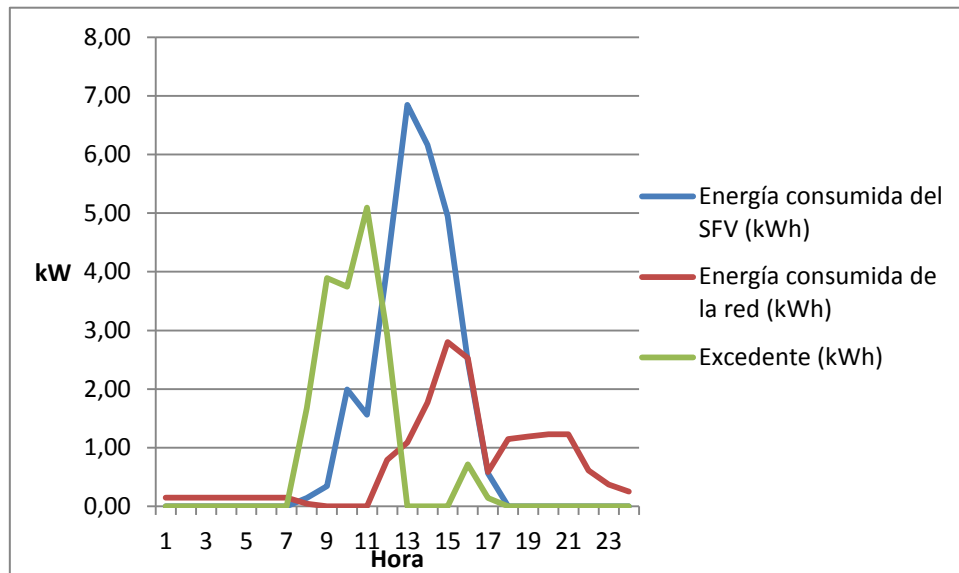


Ilustración 3.1. Balance energético de enero.

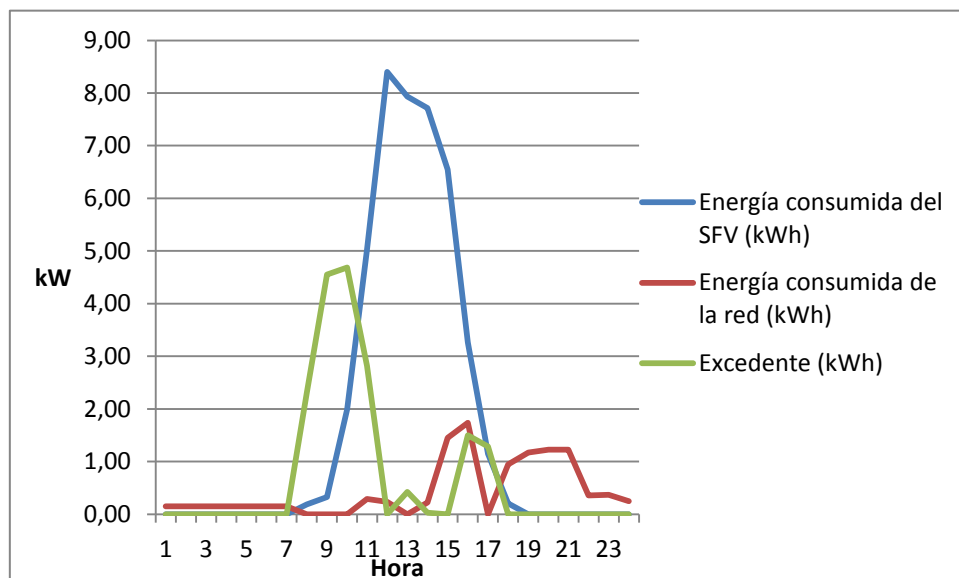


Ilustración 3.2. Balance energético de febrero.

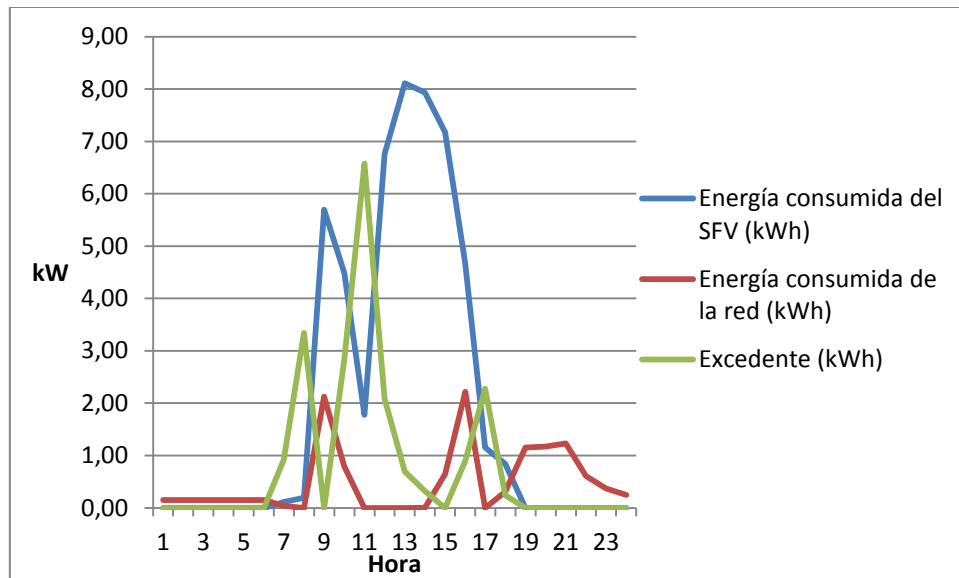


Ilustración 3.3. Balance energético de marzo.

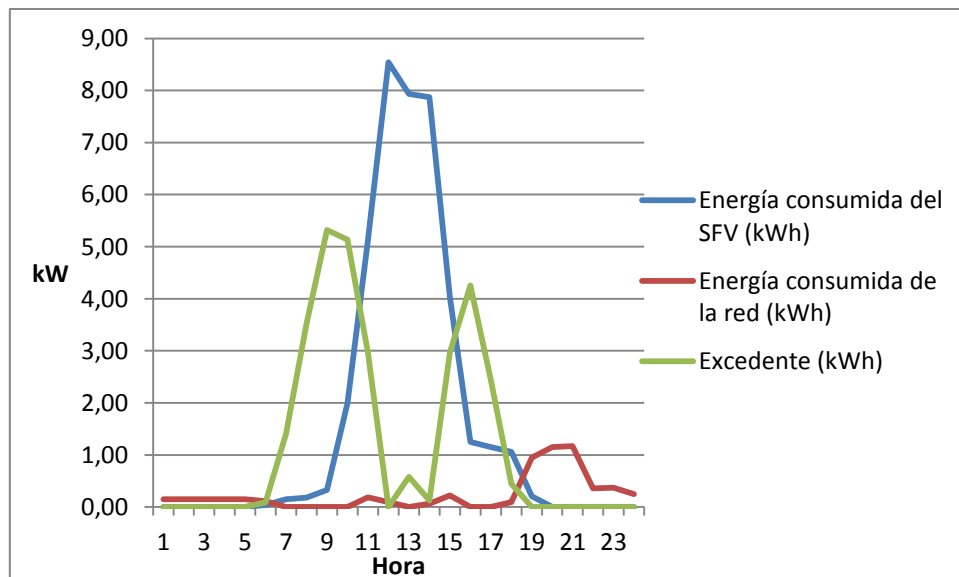


Ilustración 3.4. Balance energético de abril.

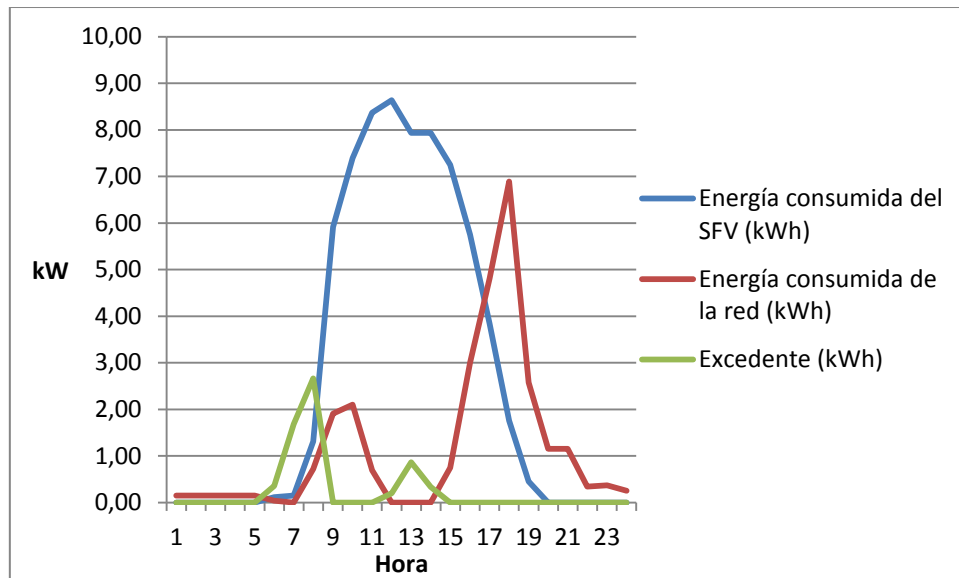


Ilustración 3.5. Balance energético de mayo.

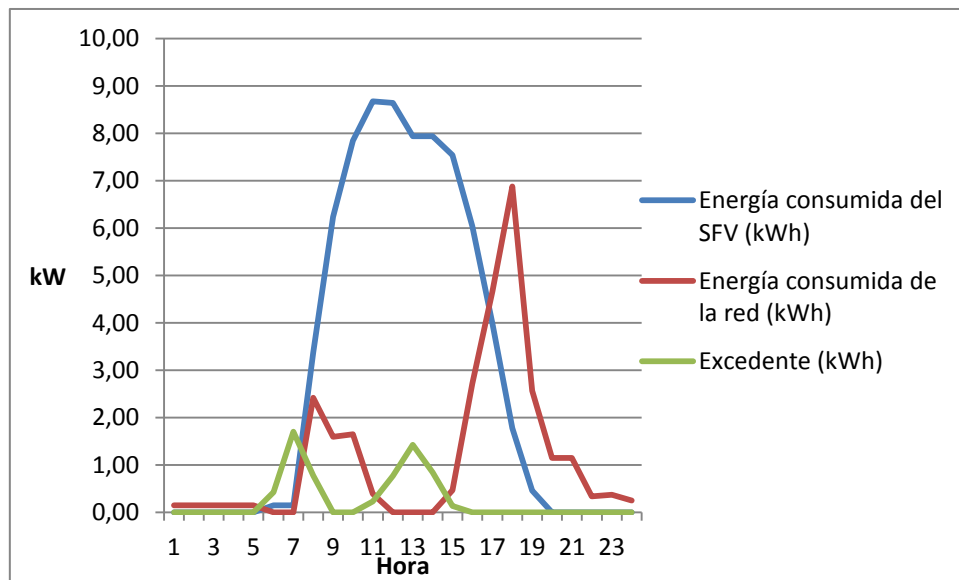


Ilustración 3.6. Balance energético de junio.

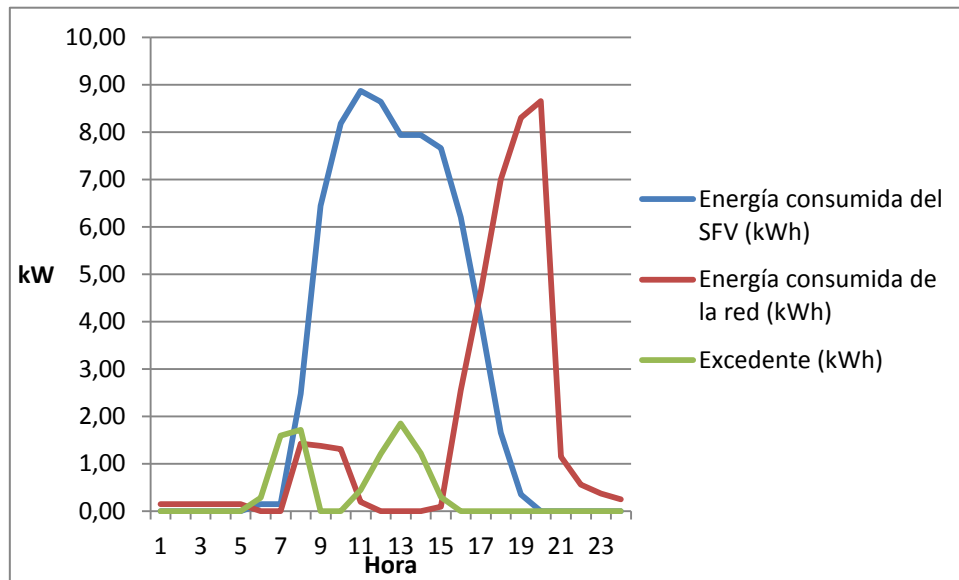


Ilustración 3.7. Balance energético de julio.

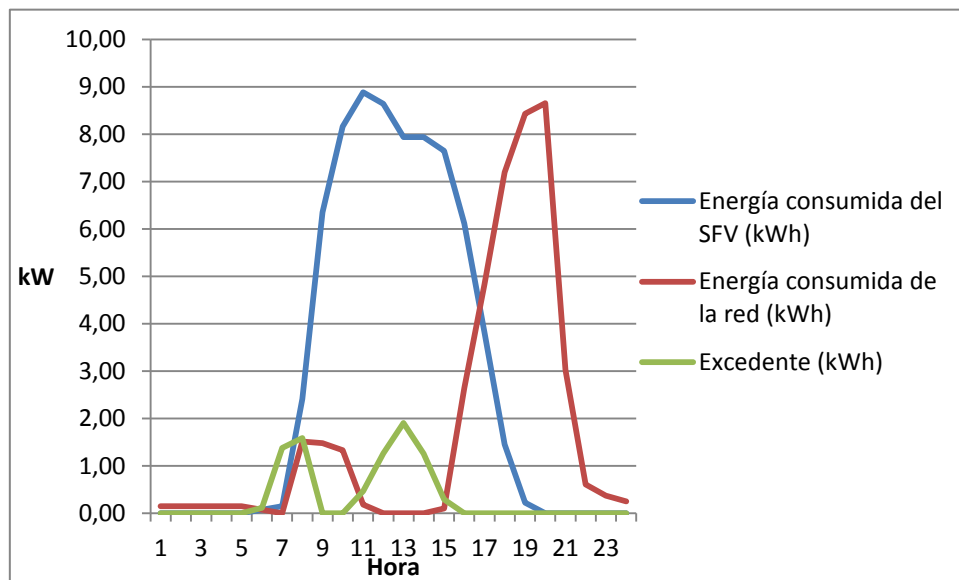


Ilustración 3.8. Balance energético de agosto.

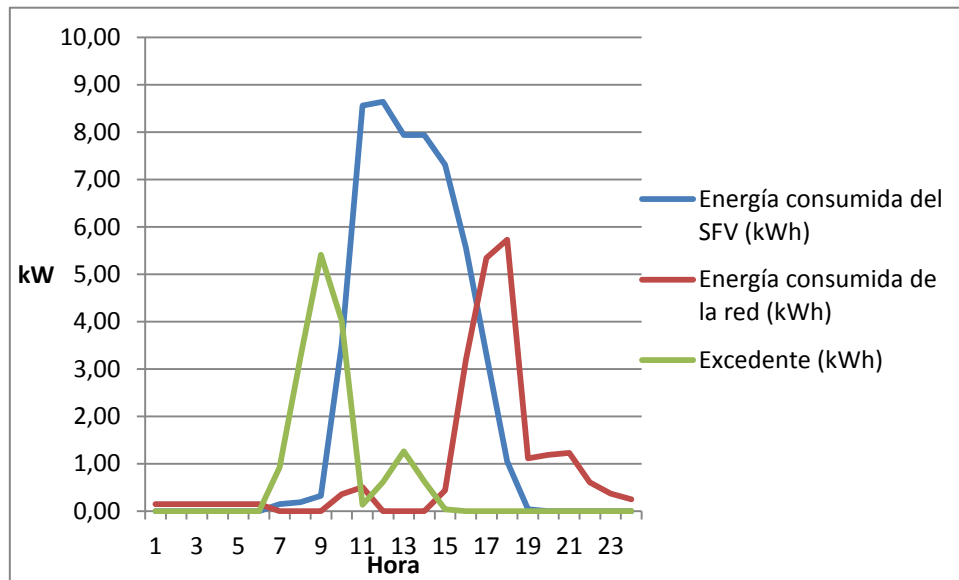


Ilustración 3.9. Balance energético de septiembre.

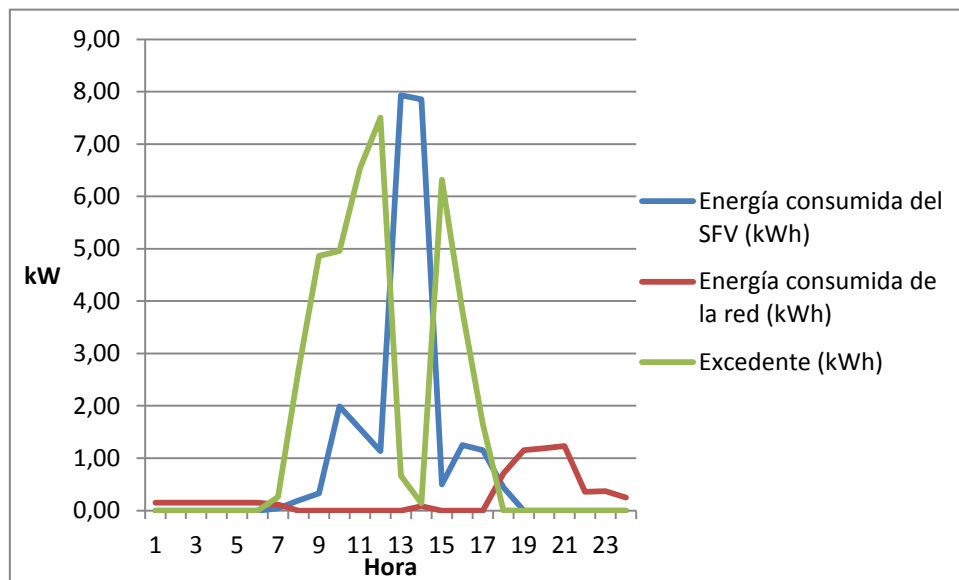


Ilustración 3.10. Balance energético de octubre.

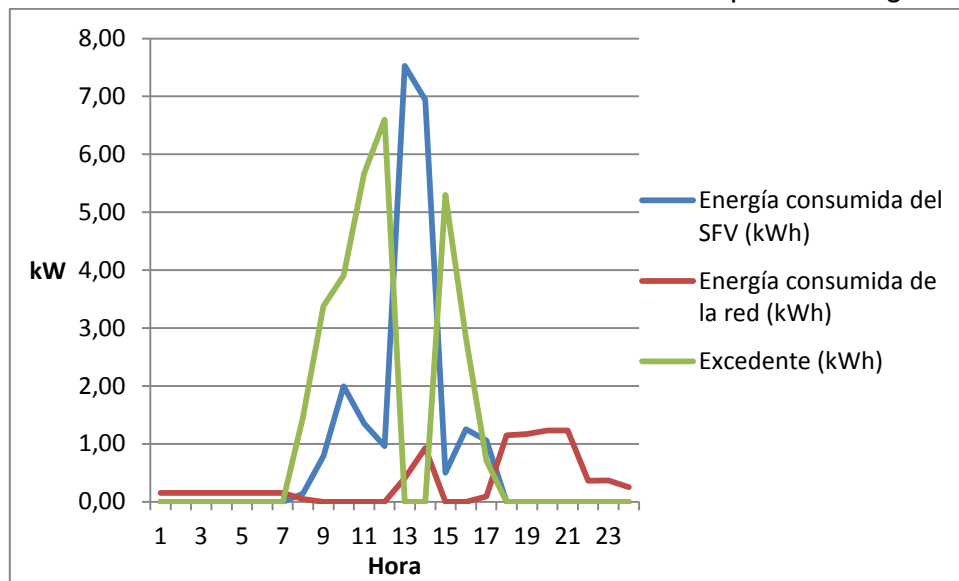


Ilustración 3.11. Balance energético de noviembre.

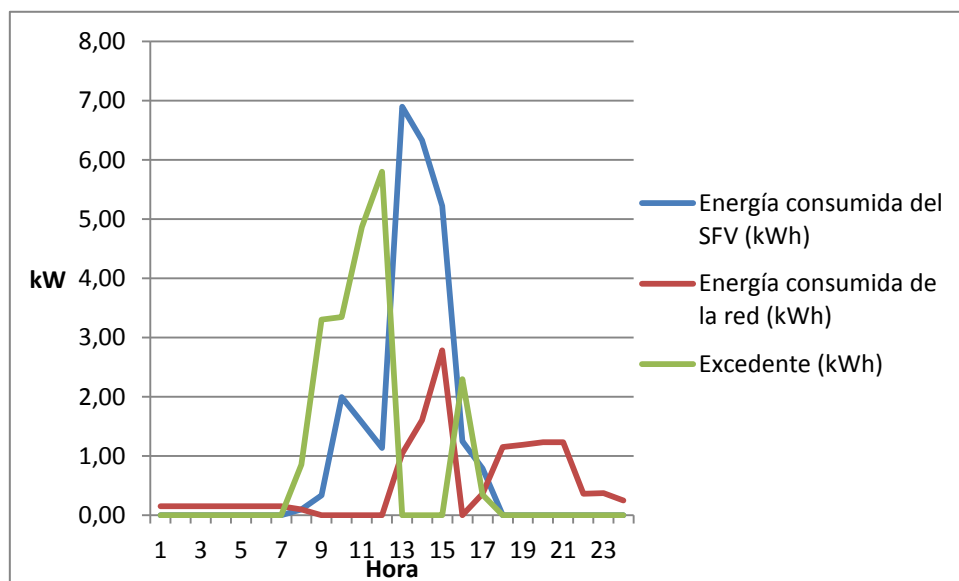


Ilustración 3.12. Balance energético de diciembre.

El mes con mayor autoconsumo es junio y con menor autoconsumo octubre. Agosto será el mes en el cual se demandará mayor cantidad de energía a la red, lo que da lugar a que este mes sea el mes con menor índice de autosuficiencia (63%). Abril será el mes en el cual se demandará menor cantidad de energía a la red, por lo tanto este mes con un índice de autosuficiencia del 88%, es el mes con mayor índice. El mes con mayor excedente de energía es octubre y junio es el mes con menor excedente de energía.

ANEXO III. Caracterización del consumo

Índice

1. CONSUMO DE LA VIVIENDA.....	93
2. CONSUMO DE LA BOMBA PARA ABASTECER EL RIEGO.....	108
3. CONSUMO DE LA BOMBA PARA LLENAR EL SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y ABASTECER EL RIEGO.....	111

1. CONSUMO DE LA VIVIENDA

La vivienda consta de dos habitaciones, cocina, salón y baño. La siguiente tabla muestra los aparatos electrónicos que se encuentran en ella:

APARATO ELÉCTRICO	POTENCIA (W)	UNIDADES
COCINA-SALÓN		
Frigorífico	150	1
Tostadora	900	1
Microondas	900	1
Lavavajillas	1200	1
Televisión	100	1
Lavadora	1500	1
Secadora	2300	1
Plancha	1000	1
Punto de luz	40	3
HABITACIÓN 1		
Televisión	100	1
Punto de luz	40	1
HABITACIÓN 2		
Televisión	100	1
Punto de luz	40	1
BAÑO		
Calentador de agua	1000	1
Punto de luz	40	1

Tabla 1.1. Elementos electrónicos de la vivienda.

Para la caracterización del consumo se ha tenido en cuenta:

- La hora a la que amanece y anochece dependiendo del mes para determinar el consumo de los puntos de luz.
- El ciclo de servicio semanal de la lavadora y la secadora es de dos días a la semana y de la plancha un día a la semana.
- Se ha realizado una gestión activa de la demanda, es decir se ha determinado estratégicamente el uso de la lavadora, secadora y plancha para que el consumo de estos electrodomésticos pueda ser abastecido por el SFV sin necesidad de tomar energía de la red.

El consumo anual es 5.725 kWh. El mes con mayor consumo corresponde a enero, con un consumo de 491 kWh y el mes con menor consumo corresponde a febrero, con un consumo de 442 kWh. En la siguiente gráfica se puede observar el consumo medio mensual de la vivienda.

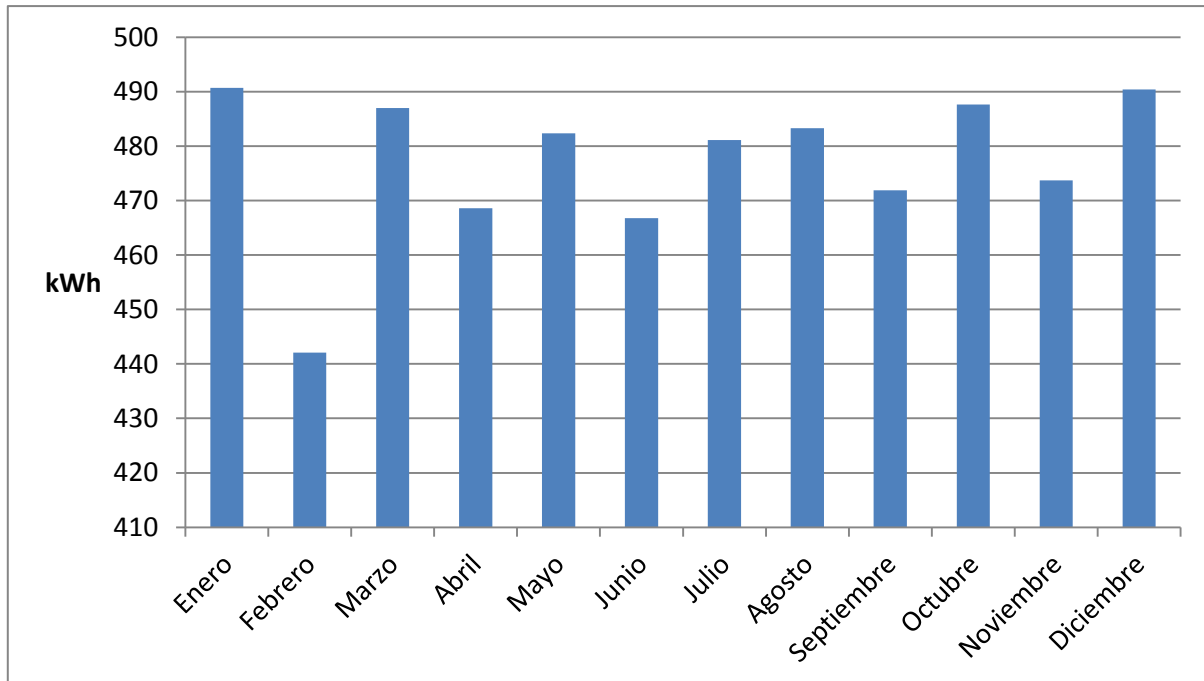


Ilustración 1.1. Consumo medio mensual de la vivienda.

A continuación se muestra el consumo diario típico para cada mes en tramos horarios de 15 minutos. El consumo de cada aparato electrónico se ha representado con un color característico. En la siguiente tabla se representa el color característico para cada uno de los aparatos electrónicos:

APARATO ELECTRÓNICO	POTENCIA (W)
Frigorífico	150
Tostadora	900
Microondas	900
Lavavajillas	1200
Televisor	100
Lavadora	1500
Secadora	2300
Bombillas	40
Plancha	1000
Calentador de agua	1000
Bomba del agua	7500

Tabla 1.2. Aparatos electrónicos.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)			TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)			TOTAL(Wh)
0:07	37,5			37,5	12:07	37,5		71,4	108,9
0:22	37,5			37,5	12:22	37,5		71,4	108,9
0:37	37,5			37,5	12:37	37,5		71,4	108,9
0:52	37,5			37,5	12:52	37,5		71,4	108,9
1:07	37,5			37,5	13:07	37,5		71,4	108,9
1:22	37,5			37,5	13:22	37,5		71,4	108,9
1:37	37,5			37,5	13:37	37,5		71,4	108,9
1:52	37,5			37,5	13:52	37,5		71,4	108,9
2:07	37,5			37,5	14:07	37,5	25		62,5
2:22	37,5			37,5	14:22	37,5	25		62,5
2:37	37,5			37,5	14:37	37,5	25		62,5
2:52	37,5			37,5	14:52	37,5	25		62,5
3:07	37,5			37,5	15:07	37,5	25	250	312,5
3:22	37,5			37,5	15:22	37,5	25	250	312,5
3:37	37,5			37,5	15:37	37,5	25	250	312,5
3:52	37,5			37,5	15:52	37,5	25	250	312,5
4:07	37,5			37,5	16:07	37,5		250	287,5
4:22	37,5			37,5	16:22	37,5		250	287,5
4:37	37,5			37,5	16:37	37,5		250	287,5
4:52	37,5			37,5	16:52	37,5		250	287,5
5:07	37,5			37,5	17:07	37,5		250	287,5
5:22	37,5			37,5	17:22	37,5		250	287,5
5:37	37,5			37,5	17:37	37,5		250	287,5
5:52	37,5			37,5	17:52	37,5		250	287,5
6:07	37,5			37,5	18:07	37,5		250	287,5
6:22	37,5			37,5	18:22	37,5		250	287,5
6:37	37,5			37,5	18:37	37,5	20	250	307,5
6:52	37,5			37,5	18:52	37,5	20	250	307,5
7:07	37,5		10	47,5	19:07	37,5	20	250	307,5
7:22	37,5		10	47,5	19:22	37,5	20	250	307,5
7:37	37,5		10	47,5	19:37	37,5	20	250	307,5
7:52	37,5		10	47,5	19:52	37,5	20	250	307,5
8:07	37,5	75	75	197,5	20:07	37,5	20	250	307,5
8:22	37,5	25		72,5	20:22	37,5	20	250	307,5
8:37	37,5			37,5	20:37	37,5	20	250	307,5
8:52	37,5			37,5	20:52	37,5	20	250	307,5
9:07	37,5	300	160,7	498,2	21:07	37,5	20	25	332,5
9:22	37,5	300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25	92,5
9:37	37,5	300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25	92,5
9:52	37,5	300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25	92,5
10:07	37,5	300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25	92,5
10:22	37,5	300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25	92,5
10:37	37,5		246,4	283,9	22:37	37,5	30	25	92,5
10:52	37,5		246,4	283,9	22:52	37,5	30	25	92,5
11:07	37,5		246,4	283,9	23:07	37,5	30		67,5
11:22	37,5		246,4	283,9	23:22	37,5	30		67,5
11:37	37,5		246,4	283,9	23:37	37,5	20		57,5
11:52	37,5		246,4	283,9	23:52	37,5	20		57,5

Tabla 1.3. Consumo de la vivienda en enero.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)			TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)			TOTAL(Wh)
0:07	37,5			37,5	12:07	37,5		71,4	108,9
0:22	37,5			37,5	12:22	37,5		71,4	108,9
0:37	37,5			37,5	12:37	37,5		71,4	108,9
0:52	37,5			37,5	12:52	37,5		71,4	108,9
1:07	37,5			37,5	13:07	37,5		71,4	108,9
1:22	37,5			37,5	13:22	37,5		71,4	108,9
1:37	37,5			37,5	13:37	37,5		71,4	108,9
1:52	37,5			37,5	13:52	37,5		71,4	108,9
2:07	37,5			37,5	14:07	37,5	25		62,5
2:22	37,5			37,5	14:22	37,5	25		62,5
2:37	37,5			37,5	14:37	37,5	25		62,5
2:52	37,5			37,5	14:52	37,5	25	250	312,5
3:07	37,5			37,5	15:07	37,5	25	250	312,5
3:22	37,5			37,5	15:22	37,5	25	250	312,5
3:37	37,5			37,5	15:37	37,5	25	250	312,5
3:52	37,5			37,5	15:52	37,5	25	250	312,5
4:07	37,5			37,5	16:07	37,5		250	287,5
4:22	37,5			37,5	16:22	37,5		250	287,5
4:37	37,5			37,5	16:37	37,5		250	287,5
4:52	37,5			37,5	16:52	37,5		250	287,5
5:07	37,5			37,5	17:07	37,5		250	287,5
5:22	37,5			37,5	17:22	37,5		250	287,5
5:37	37,5			37,5	17:37	37,5		250	287,5
5:52	37,5			37,5	17:52	37,5		250	287,5
6:07	37,5			37,5	18:07	37,5		250	287,5
6:22	37,5			37,5	18:22	37,5		250	287,5
6:37	37,5			37,5	18:37	37,5		250	287,5
6:52	37,5			37,5	18:52	37,5	20	250	307,5
7:07	37,5		10	47,5	19:07	37,5	20	250	307,5
7:22	37,5		10	47,5	19:22	37,5	20	250	307,5
7:37	37,5		10	47,5	19:37	37,5	20	250	307,5
7:52	37,5		10	47,5	19:52	37,5	20	250	307,5
8:07	37,5	75	75	187,5	20:07	37,5	20	250	307,5
8:22	37,5	25		62,5	20:22	37,5	20	250	307,5
8:37	37,5			37,5	20:37	37,5	20	250	307,5
8:52	37,5			37,5	20:52	37,5	20	250	307,5
9:07	37,5	300	160,7	498,2	21:07	37,5	20	25	82,5
9:22	37,5	300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25	92,5
9:37	37,5	300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25	92,5
9:52	37,5	300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25	92,5
10:07	37,5	300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25	92,5
10:22	37,5	300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25	92,5
10:37	37,5		246,4	283,9	22:37	37,5	30	25	92,5
10:52	37,5		246,4	283,9	22:52	37,5	30	25	92,5
11:07	37,5		246,4	283,9	23:07	37,5	30		67,5
11:22	37,5		246,4	283,9	23:22	37,5	30		67,5
11:37	37,5		246,4	283,9	23:37	37,5	20		57,5
11:52	37,5		246,4	283,9	23:52	37,5	20		57,5

Tabla 1.4. Consumo de la vivienda en febrero.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			246,4	283,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25		71,4	133,9
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25			62,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5		250		287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5		250		287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5		250		287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5		250		287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5		250		287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5		250		287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5		250		287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5		250		287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5		250		287,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5		250		287,5
7:22	37,5			10	47,5	19:22	37,5		250		287,5
7:37	37,5			10	47,5	19:37	37,5		250		287,5
7:52	37,5			10	47,5	19:52	37,5	20	250		307,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5	20	250		307,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5	20	250		307,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5	20	250		307,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5	20	250		307,5
9:07	37,5				37,5	21:07	37,5	20	25	250	332,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5		300	160,7	498,2	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.5. Consumo de la vivienda en marzo.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25	250		312,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5			10	47,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5			10	47,5	19:37	37,5			250	287,5
7:52	37,5				37,5	19:52	37,5			250	287,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5			250	287,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5			250	287,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5			250	287,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5	20		250	307,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5	20	25		82,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.6. Consumo de la vivienda en abril.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25	250		312,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5				37,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5				37,5	19:37	37,5			250	287,5
7:52	37,5				37,5	19:52	37,5			250	287,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5			250	287,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5			250	287,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5			250	287,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5			250	287,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5		25		62,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.7. Consumo de la vivienda en mayo.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25	250		312,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5				37,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5				37,5	19:37	37,5			250	287,5
7:52	37,5				37,5	19:52	37,5			250	287,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5			250	287,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5			250	287,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5			250	287,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5			250	287,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5		25		62,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.8. Consumo de la vivienda en junio.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25			62,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5				37,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5				37,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5				37,5	19:37	37,5			250	287,5
7:52	37,5				37,5	19:52	37,5			250	287,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5			250	287,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5			250	287,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5			250	287,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5			250	287,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5		25	250	312,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5		25		62,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.9. Consumo de la vivienda en julio.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25			62,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5		10		47,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5		10		47,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5				37,5	19:37	37,5			250	287,5
7:52	37,5				37,5	19:52	37,5			250	287,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5			250	287,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5			250	287,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5			250	287,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5			250	287,5
9:07	37,5	300	160,7		498,2	21:07	37,5	20	25	250	332,5
9:22	37,5	300	160,7		498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5	300	160,7		498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5	300	160,7		498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5	300	160,7		498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5	300	160,7		498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.10. Consumo de la vivienda en agosto.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25			62,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5			10	47,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5			10	47,5	19:37	37,5	20		250	307,5
7:52	37,5			10	47,5	19:52	37,5	20		250	307,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5	20		250	307,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5	20		250	307,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5	20		250	307,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5	20		250	307,5
9:07	37,5	300	160,7		498,2	21:07	37,5	20	25	250	332,5
9:22	37,5	300	160,7		498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5	300	160,7		498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5	300	160,7		498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5	300	160,7		498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5	300	160,7		498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.11. Consumo de la vivienda en septiembre.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25	250		312,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5			250	287,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5			250	287,5
7:22	37,5			10	47,5	19:22	37,5			250	287,5
7:37	37,5			10	47,5	19:37	37,5	20		250	307,5
7:52	37,5			10	47,5	19:52	37,5	20		250	307,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5	20		250	307,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5	20		250	307,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5	20		250	307,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5	20		250	307,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5	20	25		82,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.12. Consumo de la vivienda en octubre.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5				37,5
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25	250,0		312,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250,0		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250,0		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250,0		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250,0		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250,0		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250,0		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250,0		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250,0	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250,0	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250,0	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250,0	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250,0	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250,0	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250,0	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5			250,0	287,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5	20		250,0	307,5
7:07	37,5			10,0	47,5	19:07	37,5	20		250,0	307,5
7:22	37,5			10,0	47,5	19:22	37,5	20		250,0	307,5
7:37	37,5			10,0	47,5	19:37	37,5	20		250,0	307,5
7:52	37,5			10,0	47,5	19:52	37,5	20		250,0	307,5
8:07	37,5	75	75		187,5	20:07	37,5	20		250,0	307,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5	20		250,0	307,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5	20		250,0	307,5
8:52	37,5		300	160,7	498,2	20:52	37,5	20		250,0	307,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5	20	25,0		82,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25,0		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25,0		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25,0		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25,0		92,5
10:22	37,5			246,4	283,9	22:22	37,5	30	25,0		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25,0		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25,0		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			71,4	108,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.13. Consumo de la vivienda en noviembre.

HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)	HORA	CONSUMO VIVIENDA (Wh)				TOTAL(Wh)
0:07	37,5				37,5	12:07	37,5			71,4	108,9
0:22	37,5				37,5	12:22	37,5			71,4	108,9
0:37	37,5				37,5	12:37	37,5			71,4	108,9
0:52	37,5				37,5	12:52	37,5			71,4	108,9
1:07	37,5				37,5	13:07	37,5			71,4	108,9
1:22	37,5				37,5	13:22	37,5			71,4	108,9
1:37	37,5				37,5	13:37	37,5			71,4	108,9
1:52	37,5				37,5	13:52	37,5			71,4	108,9
2:07	37,5				37,5	14:07	37,5	25			62,5
2:22	37,5				37,5	14:22	37,5	25			62,5
2:37	37,5				37,5	14:37	37,5	25			62,5
2:52	37,5				37,5	14:52	37,5	25	250		312,5
3:07	37,5				37,5	15:07	37,5	25	250		312,5
3:22	37,5				37,5	15:22	37,5	25	250		312,5
3:37	37,5				37,5	15:37	37,5	25	250		312,5
3:52	37,5				37,5	15:52	37,5	25	250		312,5
4:07	37,5				37,5	16:07	37,5		250		287,5
4:22	37,5				37,5	16:22	37,5		250		287,5
4:37	37,5				37,5	16:37	37,5		250		287,5
4:52	37,5				37,5	16:52	37,5			250	287,5
5:07	37,5				37,5	17:07	37,5			250	287,5
5:22	37,5				37,5	17:22	37,5			250	287,5
5:37	37,5				37,5	17:37	37,5			250	287,5
5:52	37,5				37,5	17:52	37,5			250	287,5
6:07	37,5				37,5	18:07	37,5			250	287,5
6:22	37,5				37,5	18:22	37,5			250	287,5
6:37	37,5				37,5	18:37	37,5	20		250	307,5
6:52	37,5				37,5	18:52	37,5	20		250	307,5
7:07	37,5			10	47,5	19:07	37,5	20		250	307,5
7:22	37,5			10	47,5	19:22	37,5	20		250	307,5
7:37	37,5			10	47,5	19:37	37,5	20		250	307,5
7:52	37,5			10	47,5	19:52	37,5	20		250	307,5
8:07	37,5	75	75	10	197,5	20:07	37,5	20		250	307,5
8:22	37,5	25			62,5	20:22	37,5	20		250	307,5
8:37	37,5				37,5	20:37	37,5	20		250	307,5
8:52	37,5				37,5	20:52	37,5	20		250	307,5
9:07	37,5		300	160,7	498,2	21:07	37,5	20	25		82,5
9:22	37,5		300	160,7	498,2	21:22	37,5	30	25		92,5
9:37	37,5		300	160,7	498,2	21:37	37,5	30	25		92,5
9:52	37,5		300	160,7	498,2	21:52	37,5	30	25		92,5
10:07	37,5		300	160,7	498,2	22:07	37,5	30	25		92,5
10:22	37,5		300	160,7	498,2	22:22	37,5	30	25		92,5
10:37	37,5			246,4	283,9	22:37	37,5	30	25		92,5
10:52	37,5			246,4	283,9	22:52	37,5	30	25		92,5
11:07	37,5			246,4	283,9	23:07	37,5	30			67,5
11:22	37,5			246,4	283,9	23:22	37,5	30			67,5
11:37	37,5			246,4	283,9	23:37	37,5	20			57,5
11:52	37,5			246,4	283,9	23:52	37,5	20			57,5

Tabla 1.14. Consumo de la vivienda en diciembre.

2. CONSUMO DE LA BOMBA PARA ABASTECER EL RIEGO

La bomba tiene una potencia de 7,5 kW. En las siguientes ilustraciones se muestra el consumo típico diario de esta para abastecer el riego del cultivo en los meses desde abril hasta septiembre.

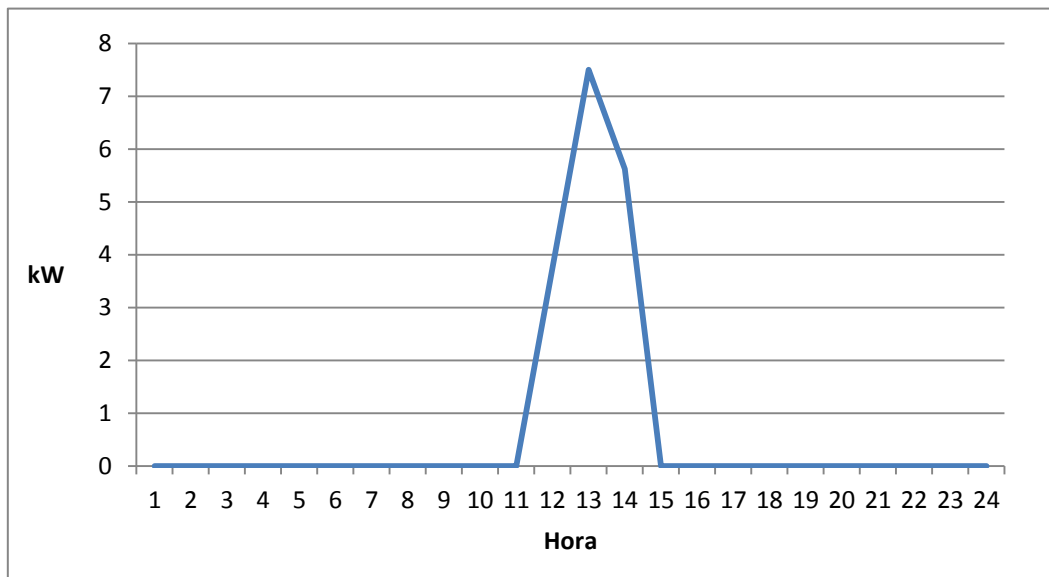


Ilustración 2.1. Consumo típico diario de la bomba de agua en abril.

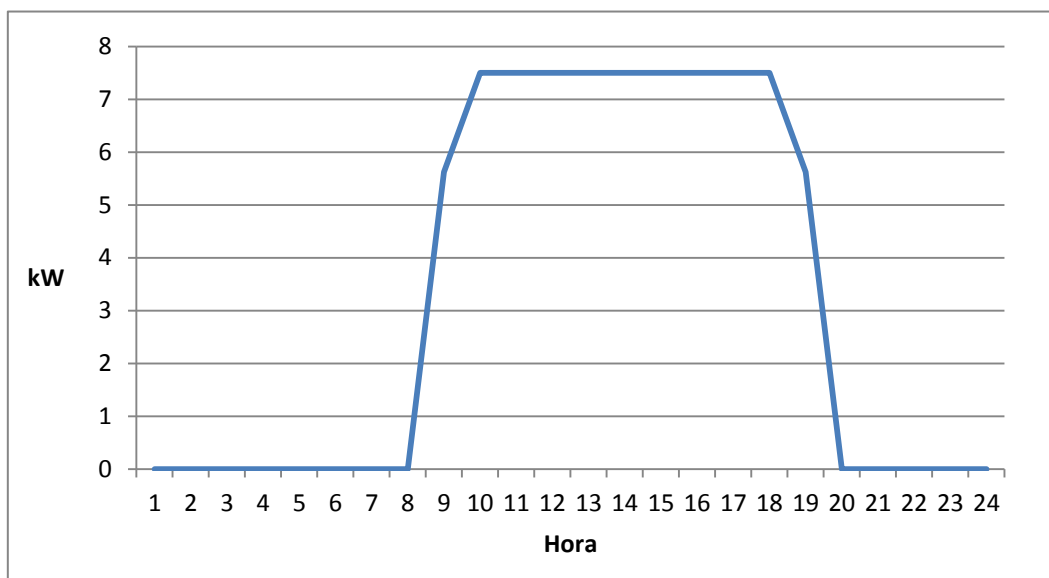


Ilustración 2.2. Consumo típico diario de la bomba de agua en mayo.

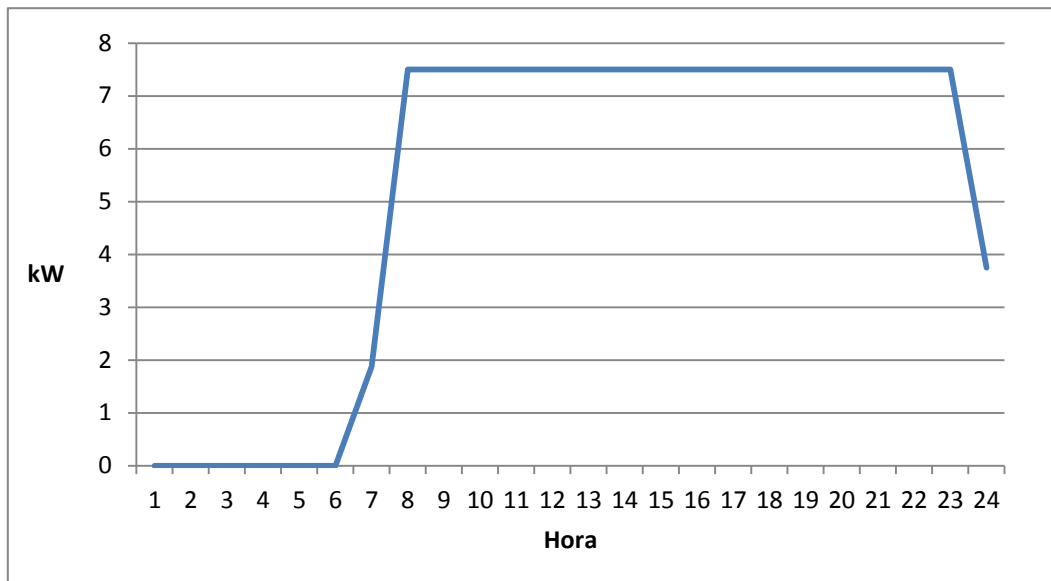


Ilustración 2.3. Consumo típico diario de la bomba de agua en junio.

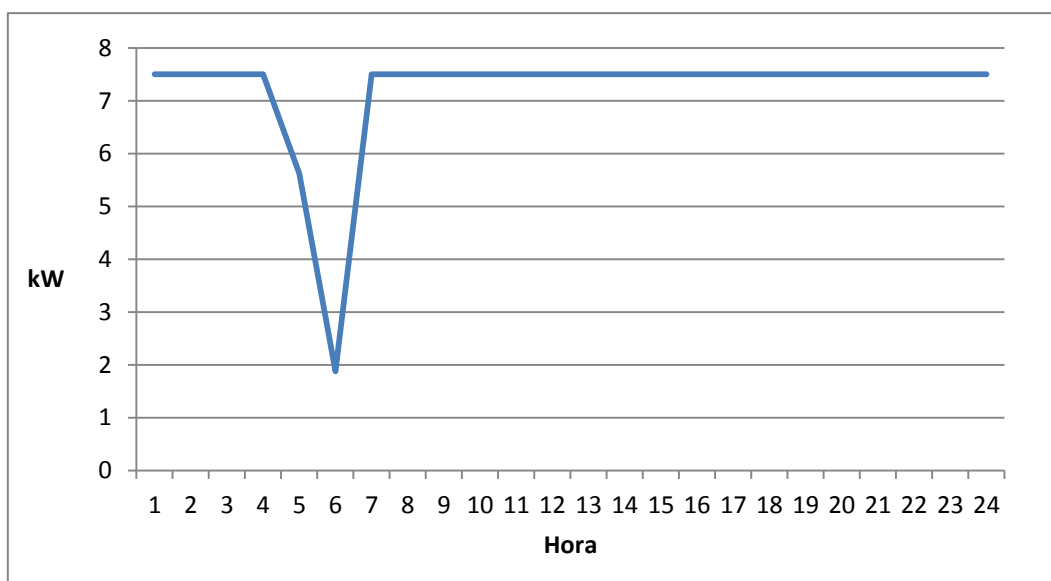


Ilustración 2.4. Consumo típico diario de la bomba de agua en julio.

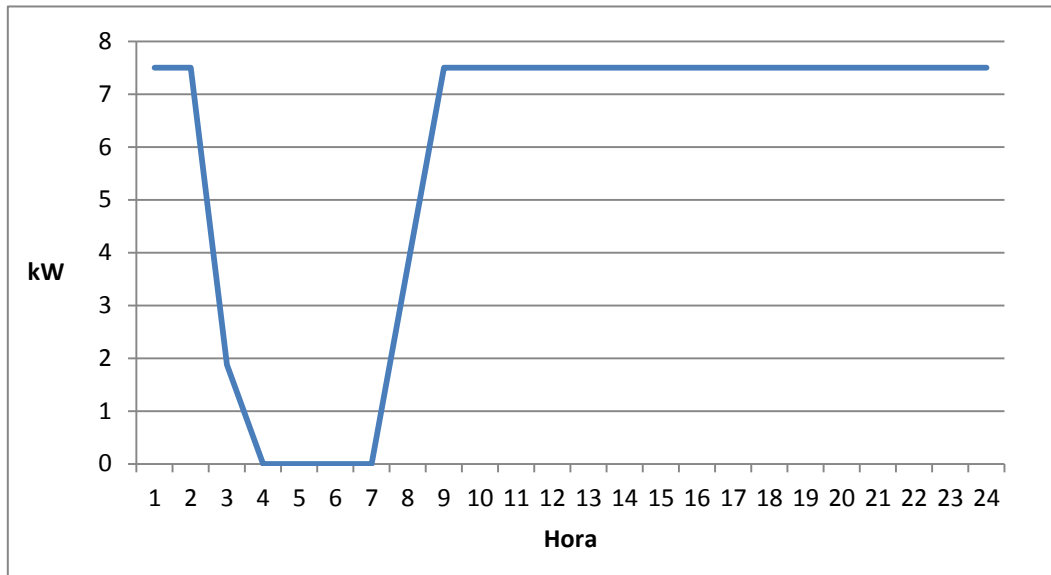


Ilustración 2.5. Consumo típico diario de la bomba de agua en agosto.

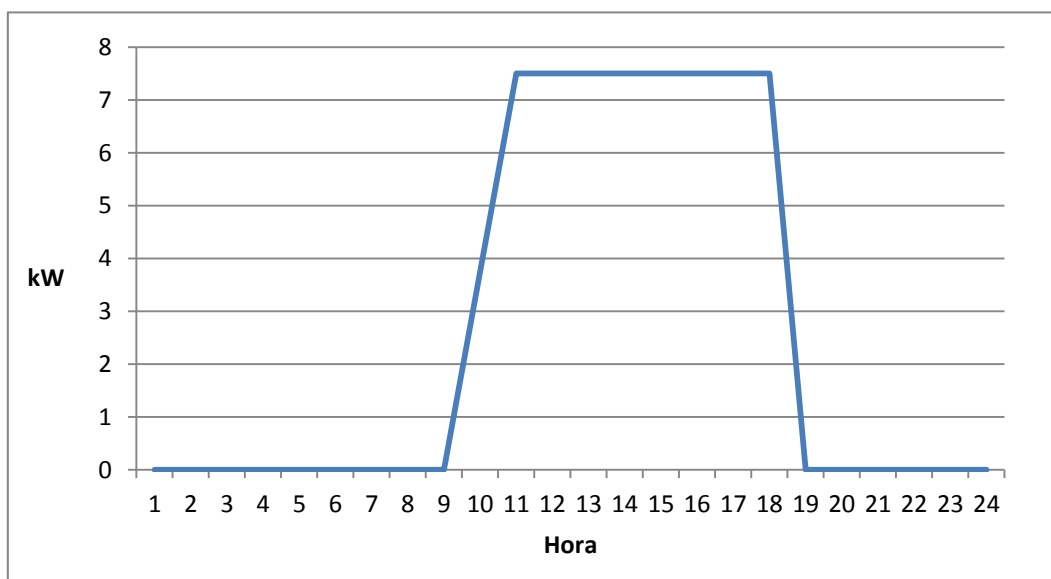


Ilustración 2.6. Consumo típico diario de la bomba de agua en septiembre.

3. CONSUMO DE LA BOMBA PARA LLENAR EL SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y ABASTECER EL RIEGO

En la siguiente ilustración se muestra el consumo típico diario de la bomba de agua para los meses de regadío (abril – septiembre):

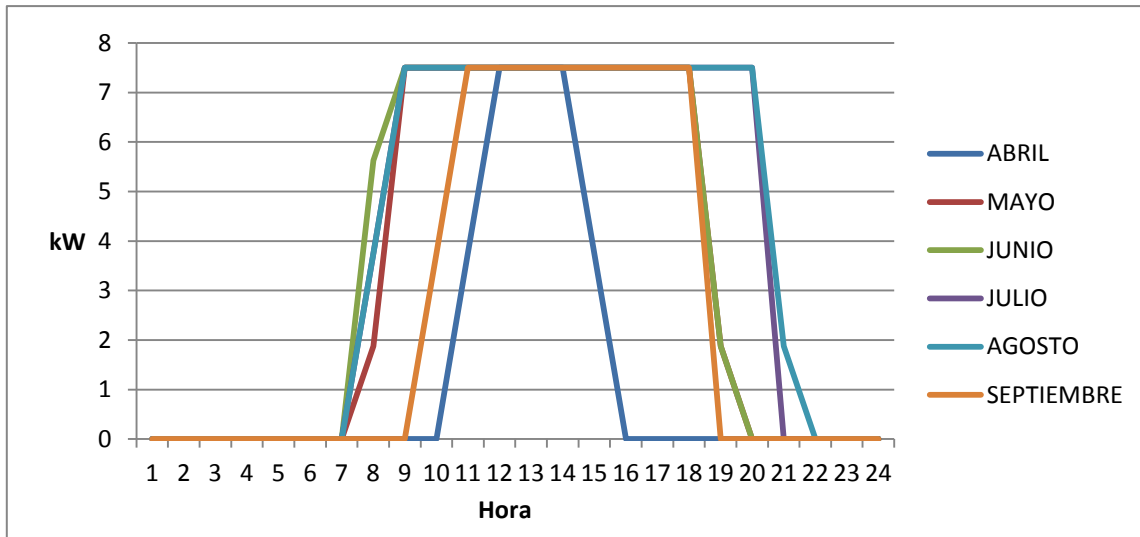


Ilustración 3.1. Consumo típico diario de la bomba de agua en los meses de regadío.

En la siguiente ilustración se muestra el consumo típico diario de la bomba de agua para los meses de no regadío (octubre – marzo):

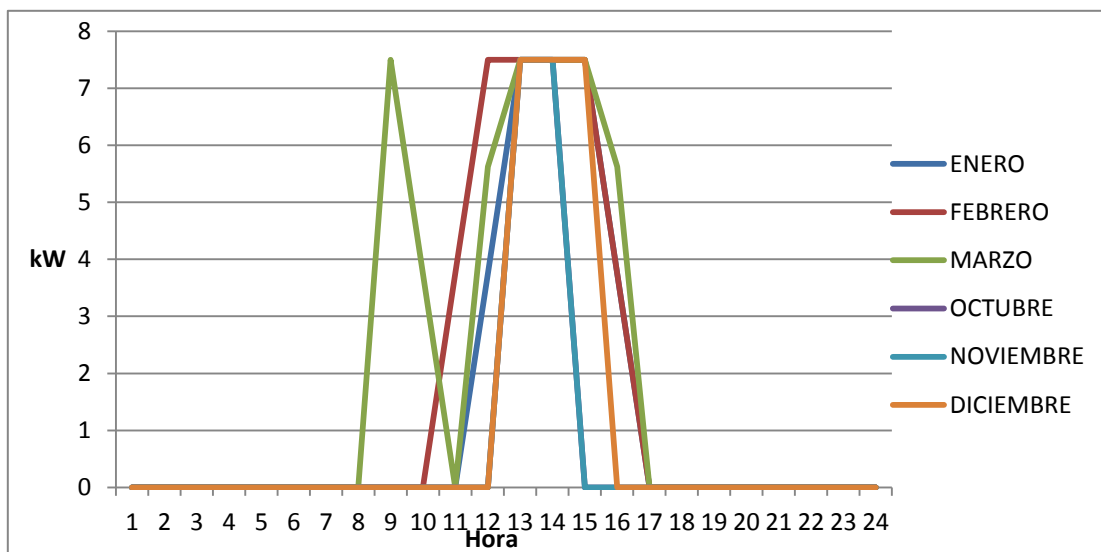


Ilustración 3.2. Consumo típico diario de la bomba de agua en los meses de no regadío.

ANEXO IV. Análisis económico y financiero

Índice

1. INDICADORES PARA EL ANÁLISIS.....	114
2. ANÁLISIS DEL SISTEMA FOTVOLTAICO CONECTADO A LA RED SIN BALSA.....	116
3. ANÁLISIS DEL SISTEMA FOTVOLTAICO CONECTADO A LA RED CON BALSA.....	125

1. INDICADORES PARA EL ANÁLISIS

A través del análisis económico y financiero se estudiará la factibilidad del proyecto. Para llevar a cabo el análisis de la rentabilidad económica, se hará uso de los siguientes indicadores:

- Valor Actual Neto (VAN): es la suma de los valores actuales de todos los flujos de entrada y salida relativos a la inversión. El VAN proporciona una medida de la rentabilidad total neta del proyecto, actualizado al momento inicial. Será conveniente realizar el proyecto si el VAN tiene un valor positivo y si su rentabilidad es mayor que el coste de capital.
- Tasa Interna de Retorno (TIR): es el tipo de interés anual al que hay que colocar la inversión inicial para que al cabo de un tiempo igual a la vida útil del sistema, la suma de dicha inversión más los intereses iguale a los flujos de caja generados durante el proyecto.
- Plazo de recuperación con descuento (DPBT): expresado en años, se refiere al periodo de tiempo que necesita la inversión para que el valor actualizado de los flujos de caja generados hasta ese momento iguale al valor del capital invertido. El valor del DPBT, no debe exceder la vida útil del servicio del SFV. Además, las inversiones serán mejores cuanto menor sea el valor de su plazo de recuperación con descuento.

$$DPBT \rightarrow \sum_{i=1}^{i=DPBT} \frac{Q_i}{(1+d)^i} = A$$

(Fórmula 1.1)

Donde:

- Q_i : flujos de caja.
 - d : tasa de descuento.
- Índice de rentabilidad (IR): se calcula dividiendo el VAN entre la inversión inicial. Si el valor del IR es mayor que cero, el proyecto podrá ser aceptado.

- Coste de capital: rentabilidad mínima exigida por el inversor.

Por tanto a partir de los índices explicados, se determinará si el proyecto es factible económicamente y financieramente. Para que el proyecto sea factible económicamente, el valor del VAN debe ser mayor que cero y la TIR mayor que el coste de capital de su pasivo. Para que el proyecto sea factible financieramente, en todo momento de su horizonte temporal debe presentar una tesorería acumulada positiva.

2. ANÁLISIS DEL SISTEMA FOTVOLTAICO CONECTADO A LA RED

A través del análisis económico y financiero se estudiará la factibilidad del proyecto.

En la siguiente tabla se muestran los datos generales del análisis:

DATOS GENERALES	
Potencia de la instalación (kWp)	14,25
Coste instalación (€/kWp)	1.250
Coste total de la inversión (€)	17.812,50
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	20
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	80
Producción eléctrica autoconsumida (kWh/año)	12.758,70
Producción eléctrica excedente (kWh/año)	11.168,40
Impuestos (%)	7
Vida útil del proyecto en años	25

Tabla 2.1. Datos generales.

Se ha considerado un 7% el impuesto de sociedades de acuerdo con la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo.

La vida útil del proyecto ha sido considerada 25 años, pues es el tiempo de amortización típico que se considera para cualquier inversión relacionada con la producción de energía.

Las características de la explotación son las siguientes:

DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tarifa coste de la electricidad (€/kWh)	0,13
Tarifa venta de la electricidad (€/kWh)	0,05
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,7
Tasa de variación interanual de pérdida de potencia de la instalación (%)	0,5
Gastos de operación y mantenimiento (% de la inversión inicial)	1,7
Tasa de variación interanual de los gastos/costes (%)	1,8
Gastos Operación y mantenimiento (€)	302,8

Tabla 2.2. Datos de explotación.

La potencia de la instalación supera los 10 kW, por lo tanto el coste de la electricidad es fijado por las comercializadoras del mercado libre.

Para concretar la tarifa de coste de la electricidad, se ha realizado un estudio del precio en el mercado libre y se ha determinado que el precio medio del coste de la electricidad en periodo valle es 0,0814 €/kWh y en periodo punta 0,1664 €/kWh.

En la siguiente tabla se puede observar la cantidad de energía consumida del SFV en cada periodo:

Energía consumida	
Valle (kWh)	8.548
Punta (kWh)	8.669
Total (kWh)	17.217

Tabla 2.3. Energía consumida del SFV en periodos valle y punta.

En la Tabla 2.4 se ha determinado el importe de la energía consumida en periodo valle y punta, se le ha aplicado el impuesto de la electricidad (5,11%) y añadido el coste del alquiler de los equipos de medida. El coste total se ha dividido por la energía total consumida obteniéndose así la tarifa de coste de la electricidad, 0,1312 €/kWh.

Coste término de energía	
Valle (€)	696,3
Punta(€)	1.443,3
Total (€)	2.139,6
Impuesto electricidad (€)	109,3
Alquiler equipos de medida (€)	9,7
Coste total (€)	2.258,6
Coste promedio kWh	0,13

Tabla 2.4. Coste término de energía.

La tarifa de venta de la electricidad se ha establecido según el precio medio de la electricidad en el pool. Además se considerará como premisa que la instalación será legalizada y que el excedente será pagado por la compañía durante la vida útil del proyecto.

El valor de la tasa de variación interanual ha sido tomado según lo especificado en el artículo “*A worldwide assessment of levelised cost of electricity of HCPV systems*” [11].

Los valores de la tasa de variación interanual de pérdida de potencia de la instalación, los gastos de operación y mantenimiento y la tasa de variación interanual de los gastos son los valores típicos que se han tomado en la asignatura de Gestión y mantenimiento de plantas fotovoltaicas.

La financiación, con un horizonte temporal de 15 años fijado por los capitales ajenos (periodo típico de duración de la financiación para proyectos de este tipo) es mixta (20% recursos propios, 80% recursos ajenos). En la Tabla 2.5 se especifican las características de la financiación:

FINANCIACIÓN	
Préstamo	
Importe inicial de la deuda (€)	14.250
Amortización en años	15
Tasa de interés (%)	4,3
Cuota de amortización (€)	950
Capitales propios	
Importe inicial de la deuda (€)	3.562,5
Amortiz. al final de proyecto (años)	25
Dividendos sobre el CP (%)	7,6

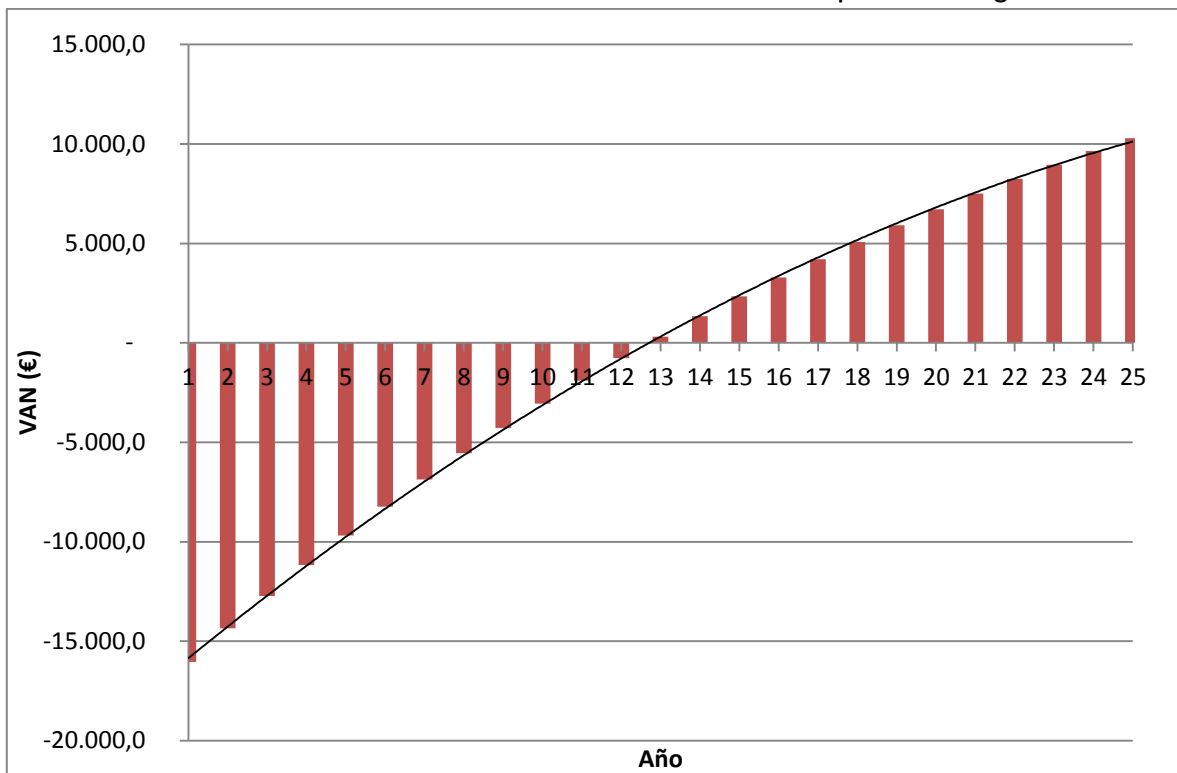
Tabla 2.5. Financiación.

Se han tomado los valores de la tasa de interés y de los dividendos sobre el capital propio según lo especificado en el artículo “*A worldwide assessment of levelised cost of electricity of HCPV systems*” [11].

La dimensión financiera de la inversión, en un horizonte temporal de 25 años, que corresponde a la vida útil el proyecto fotovoltaico se representa en la Tabla 2.6. La dimensión financiera de la financiación se representa en la Tabla 2.7.

Para poder realizar el cálculo del VAN, se necesita conocer el valor de la tasa de descuento o coste de capital o pasivo. Para la estimación del coste del pasivo, se aplica la ecuación de la TIR a la dimensión financiera de la financiación, obteniendo el resultado que se muestra en la Tabla 2.8. Con el valor del pasivo igual a 5,3% se calcula el valor del VAN, que es igual a 10.296 €. La TIR estimada es del 10,3%. Con un valor del VAN positivo y un valor de la TIR mayor que el coste del capital, el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

Para la estimación del DPBT, se utiliza la (Fórmula 1.1) y se representa gráficamente en la Ilustración 2.1. En el eje de abscisas se representa la vida útil del proyecto medida en años, y en el eje de ordenadas se representa el VAN, de tal manera que cuando el VAN=0 se obtendrá el periodo de tiempo DPBT, cuyo valor es de aproximadamente 12,7 años.

**Ilustración 2.1. Criterio DPBT.**

Para determinar la factibilidad financiera del proyecto se calcula la tesorería, restando las dimensiones financieras de la inversión con la dimensión financiera de la financiación, como se presenta en la Tabla 2.9.

La tesorería neta de todos los periodos es positiva, excepto la del último periodo, pero como la tesorería acumulada de todos los periodos es positiva, el proyecto no tiene problemas de tesorería, por tanto el proyecto es factible financieramente.

Cash-Flow de Explotación											
Periodo		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos explotación		2.232,2	2.258,8	2.285,7	2.312,9	2.340,5	2.368,4	2.396,6	2.425,1	2.454,0	2.483,3
VR de la inversión al final de su vida útil		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Gastos Explotación		302,8	308,3	313,8	319,5	325,2	331,1	337,0	343,1	349,3	355,6
Cash-Flow Explotación(antes de impuestos)		1.929,4	1.950,5	1.971,9	1.993,5	2.015,3	2.037,3	2.059,6	2.082,1	2.104,8	2.127,7
Cash-Flow Explotación(después de impuestos)		1.856,7	1.876,3	1.896,2	1.916,3	1.936,5	1.957,0	1.977,7	1.998,7	2.019,8	2.041,1
Dimensión Financiera de la inversión											
	-A (Inversión)	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10
	- 17.812,5	1.856,7	1.876,3	1.896,2	1.916,3	1.936,5	1.957,0	1.977,7	1.998,7	2.019,8	2.041,1

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.512,9	2.542,8	2.573,1	2.603,8	2.634,8	2.666,2	2.698,0	2.730,1	2.762,6	2.795,5	2.828,9	2.862,6	2.896,7	2.931,2	2.966,1
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
362,0	368,5	375,1	381,9	388,7	395,7	402,8	410,1	417,5	425,0	432,6	440,4	448,4	456,4	464,6
2.150,9	2.174,3	2.198,0	2.221,9	2.246,1	2.270,5	2.295,1	2.320,0	2.345,1	2.370,6	2.396,2	2.422,1	2.448,3	2.474,8	2.501,5
2.062,7	2.084,5	2.106,5	2.128,7	2.151,2	2.173,9	2.196,8	2.219,9	2.243,3	2.267,0	2.290,8	2.314,9	2.339,3	2.363,9	2.388,7

Q11	Q12	Q13	Q14	Q15	Q16	Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25
2.062,7	2.084,5	2.106,5	2.128,7	2.151,2	2.173,9	2.196,8	2.219,9	2.243,3	2.267,0	2.290,8	2.314,9	2.339,3	2.363,9	2.388,7

Tabla 2.6. Dimensión financiera de la inversión.

Préstamo										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Saldo Inicial (1/1)	14.250,0	13.300,0	12.350,0	11.400,0	10.450,0	9.500,0	8.550,0	7.600,0	6.650,0	5.700,0
Intereses	569,9	531,9	493,9	455,9	417,9	379,9	341,9	303,9	265,9	227,9
Amortización Financiera	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
Saldo Final (31/12)	13.300,0	12.350,0	11.400,0	10.450,0	9.500,0	8.550,0	7.600,0	6.650,0	5.700,0	4.750,0
Capital Propio										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Importe deuda	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5
Dividendos	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8
Amortización deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo deuda	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5
Dimensión financiera de la financiación (pasivo)										
- Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	-17.812,5	1.790,61	1.752,62	1.714,63	1.676,64	1.638,65	1.600,66	1.562,66	1.524,67	1.486,68

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.750,0	3.800,0	2.850,0	1.900,0	950,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
190,0	152,0	114,0	76,0	38,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.800,0	2.850,0	1.900,0	950,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5
270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.562,5
3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	3.562,5	-
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.410,70	1.372,71	1.334,72	1.296,73	1.258,74	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	3.833,25

Tabla 2.7. Dimensión financiera de la financiación.

Dimensión financiera de la financiación (pasivo)										
- Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-17.812,5	1.790,61	1.752,62	1.714,63	1.676,64	1.638,65	1.600,66	1.562,66	1.524,67	1.486,68	1.448,69
Coste del capital (pasivo)	5,30%									

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.410,70	1.372,71	1.334,72	1.296,73	1.258,74	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	270,75	3.833,25

Tabla 2.8. Coste medio ponderado de capitales.

Tesorería												
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Cash-flow explotació	1.856,7	1.876,3	1.896,2	1.916,3	1.936,5	1.957,0	1.977,7	1.998,7	2.019,8	2.041,1	2.062,7	2.084,5
intereses	569,9	531,9	493,9	455,9	417,9	379,9	341,9	303,9	265,9	227,9	190,0	152,0
dividendos	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8
amortiz financiera ca	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
amortiz financiera cp	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
subvención	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tesorería Neta	66,0	123,7	181,6	239,6	297,9	356,4	415,1	474,0	533,1	592,4	652,0	711,8
Tesorería Acumulada	66,0	189,8	371,3	611,0	908,9	1.265,2	1.680,3	2.154,3	2.687,4	3.279,8	3.931,8	4.643,6

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.106,5	2.128,7	2.151,2	2.173,9	2.196,8	2.219,9	2.243,3	2.267,0	2.290,8	2.314,9	2.339,3	2.363,9	2.388,7
114,0	76,0	38,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8	270,8
950,0	950,0	950,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.562,5
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
771,8	832,0	892,4	1.903,1	1.926,0	1.949,2	1.972,6	1.996,2	2.020,1	2.044,2	2.068,5	2.093,1	- 1.444,5
5.415,4	6.247,4	7.139,8	9.042,9	10.969,0	12.918,2	14.890,8	16.887,0	18.907,0	20.951,2	23.019,7	25.112,8	23.668,3

Tabla 2.9. Tesorería.

3. ANÁLISIS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED CON ACUMULACIÓN DE AGUA

A través del análisis económico y financiero se estudiará la factibilidad del proyecto incluyendo el sistema de acumulación de agua.

En el análisis se incluyen los beneficios anuales que genera el cultivo, pues la implementación de la balsa, además de tener como objetivo aumentar los índices de autoconsumo y autosuficiencia, tiene como objetivo evitar la pérdida de rendimiento del cultivo en caso de carencia de agua debido a unas precipitaciones anuales insuficientes o al agotamiento o restricción del agua en los meses de verano.

En la Tabla 3.1 se muestran los datos generales del análisis.

La inversión asciende a 62.011,7 €, incluyendo por un lado la inversión del SFV, 17.812,5 € y la inversión para la construcción de la balsa, 44.199,2 €.

DATOS GENERALES	
Potencia de la instalación (kWp)	14,25
Coste instalación (€/kWp)	1.250
Coste balsa (€)	44.199,2
Coste total de la inversión (€)	62.011,7
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	20
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	80,0
Producción eléctrica autoconsumida (kWh/año)	17.217
Producción eléctrica excedente (kWh/año)	6.710
Impuestos (%)	7
Vida útil del proyecto en años	25

Tabla 3.1. Datos generales.

DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tarifa coste de la electricidad (€/kWh)	0,13
Tarifa venta de la electricidad (€/kWh)	0,05
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,7
Tasa de variación interanual de pérdida de potencia de la instalación (%)	0,5
Gastos de operación y mantenimiento del SF (% de la inversión inicial del SF)	1,7
Tasa de variación interanual de los gastos/costes del SF (%)	1,8
Gastos Operación y mantenimiento del SF (€)	303
Gastos de operación y mantenimiento de la balsa (% de la inversión inicial de la balsa)	1,5
Tasa de variación interanual de los gastos/costes de la balsa (%)	1,2
Gastos operación y mantenimiento de la balsa (€)	663
Número olivos	4500
Beneficio por olivo (€)	1,3

Tabla 3.2 se observan las características de la explotación. Según el técnico agrónomo de la finca, los gastos de operación y mantenimiento de la balsa corresponderán a un 1,5% de la inversión inicial de la misma y la tasa de variación interanual de los gastos de la balsa es 1,2%. Asegurando la ausencia de estrés hídrico en la planta, el beneficio medio que podría generar sería de 9 €/olivo año. Sin embargo se ha determinado que con un beneficio de 1,3 €/olivo año, la inversión del proyecto que incluye el SFV y el sistema de almacenamiento resulta más rentable que la inversión que incluye solamente el SFV, como se observa en los resultados obtenidos más adelante.

DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tarifa coste de la electricidad (€/kWh)	0,13
Tarifa venta de la electricidad (€/kWh)	0,05
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,7
Tasa de variación interanual de pérdida de potencia de la instalación (%)	0,5
Gastos de operación y mantenimiento del SF (% de la inversión inicial del SF)	1,7
Tasa de variación interanual de los gastos/costes del SF (%)	1,8
Gastos Operación y mantenimiento del SF (€)	303
Gastos de operación y mantenimiento de la balsa (% de la inversión inicial de la balsa)	1,5
Tasa de variación interanual de los gastos/costes de la balsa (%)	1,2
Gastos operación y mantenimiento de la balsa (€)	663
Número olivos	4500
Beneficio por olivo (€)	1,3

Tabla 3.2. Datos de explotación.

La financiación, con un horizonte temporal de 15 años, es mixta (20% recursos propios, 80% recursos ajenos). En la siguiente tabla se especifican las características de la financiación:

FINANCIACIÓN	
Préstamo	
Importe inicial de la deuda (€)	49.609,3
Amortización en años	15
Tasa de interés (%)	4,3
Cuota de amortización (€)	3.307,3
Capitales propios	
Importe inicial de la deuda (€)	12.402,3
Amortiz. al final de proyecto (años)	25
Dividendos sobre el CP (%)	7,6

Tabla 3.3. Financiación

La dimensión financiera de la inversión, en un horizonte temporal de 25 años, que corresponde a la vida útil el proyecto fotovoltaico se representa en la Tabla 3.4. La dimensión financiera de la financiación, con un horizonte temporal de estudio de 15 años fijado por los capitales ajenos, se representa en la Tabla 3.5.

Para poder realizar el cálculo del VAN, se necesita conocer el valor de la tasa de descuento o coste del capital o pasivo. Para la estimación del coste del pasivo, se aplica la ecuación de la TIR a la dimensión financiera de la financiación, obteniendo el resultado que se muestra en la Tabla 3.6. Con el valor del pasivo igual a 5,3% se calcula el valor del VAN, que es igual a 38.335 €. La TIR estimada es del 10,9%. Con un valor del VAN positivo y un valor de la TIR mayor que el coste del capital, el proyecto es factible desde el punto de vista económico.

Para la estimación del DPBT, se utiliza la (Fórmula 1.1) y se representa gráficamente en la Ilustración 3.1. En el eje de abscisas se representa la vida útil del proyecto medida en años, y en el eje de ordenadas se representa el VAN, de tal manera que cuando el VAN=0 se obtendrá el periodo de tiempo DPBT, cuyo valor es de aproximadamente 11,7 años.

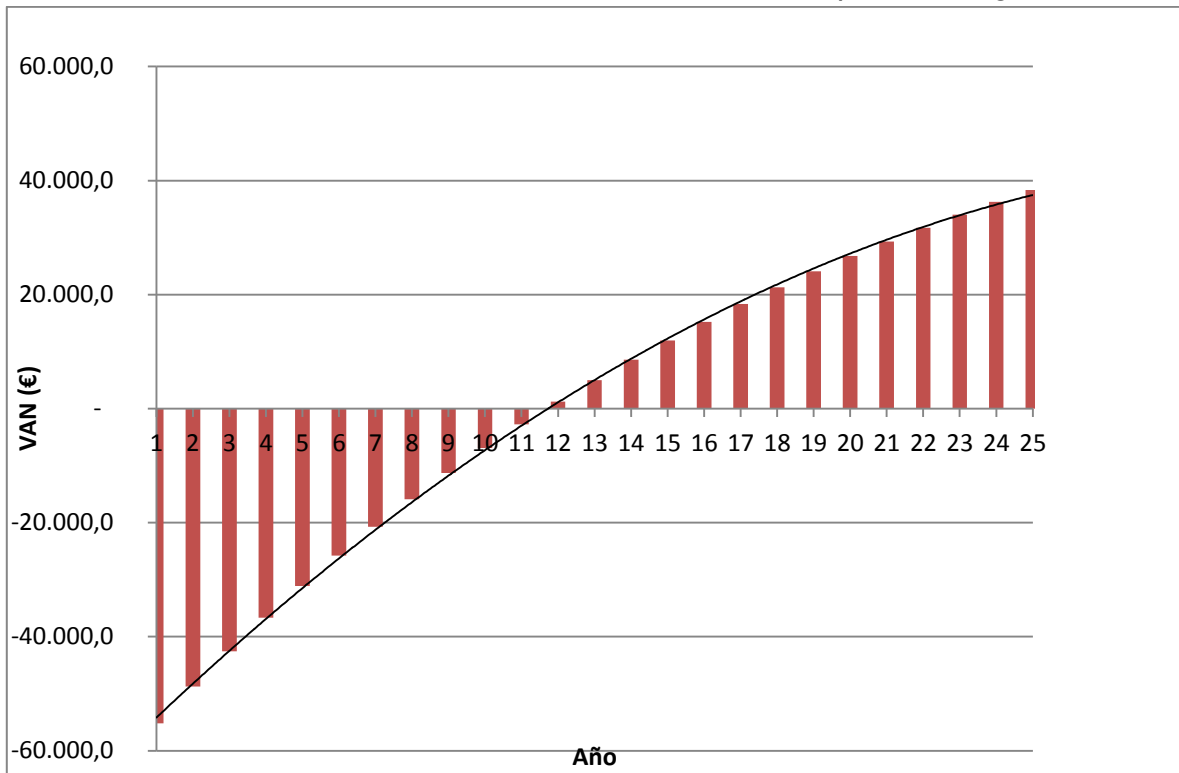


Ilustración 3.1. Criterio DPBT.

Para determinar la factibilidad financiera del proyecto se calcula la tesorería, restando las dimensiones financieras de la inversión con la dimensión financiera de la financiación, como se presenta en la Tabla 3.7. Tesorería.

La tesorería neta de todos los periodos es positiva, excepto la del último periodo, pero como la tesorería acumulada de todos los periodos es positiva, el proyecto no tiene problemas de tesorería, por tanto el proyecto es factible financieramente.

Cash-Flow de Explotación											
Periodo		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos explotación		2.594,1	2.625,1	2.656,3	2.688,0	2.720,0	2.752,4	2.785,2	2.818,4	2.852,0	2.886,0
Ingresos olivar		5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0
VR de la inversión al final de su vida útil		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Gastos Explotación		965,8	979,2	992,8	1.006,6	1.020,6	1.034,8	1.049,2	1.063,8	1.078,6	1.093,7
Cash-Flow Explotación(antes de impuestos)		7.478,3	7.495,8	7.513,5	7.531,4	7.549,4	7.567,6	7.586,0	7.604,6	7.623,3	7.642,3
Cash-Flow Explotación(después de impuestos)		7.171,9	7.188,2	7.204,6	7.221,2	7.238,0	7.254,9	7.272,0	7.289,3	7.306,7	7.324,4
Dimensión Financiera de la inversión											
	-A (Inversión)	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10
	- 62.011,7	7.171,9	7.188,2	7.204,6	7.221,2	7.238,0	7.254,9	7.272,0	7.289,3	7.306,7	7.324,4

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.920,3	2.955,1	2.990,4	3.026,0	3.062,0	3.098,5	3.135,4	3.172,8	3.210,6	3.248,9	3.287,6	3.326,7	3.366,4	3.406,5	3.447,1
5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0	5.850,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.108,9	1.124,4	1.140,1	1.156,0	1.172,2	1.188,6	1.205,3	1.222,1	1.239,3	1.256,6	1.274,3	1.292,1	1.310,3	1.328,7	1.347,4
7.661,4	7.680,7	7.700,2	7.719,9	7.739,8	7.759,9	7.780,2	7.800,7	7.821,3	7.842,2	7.863,3	7.884,6	7.906,1	7.927,8	7.949,7
7.342,2	7.360,1	7.378,3	7.396,6	7.415,1	7.433,8	7.452,6	7.471,7	7.490,9	7.510,3	7.529,9	7.549,7	7.569,7	7.589,9	7.610,2
Q11	Q12	Q13	Q14	Q15	Q16	Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25
7.342,2	7.360,1	7.378,3	7.396,6	7.415,1	7.433,8	7.452,6	7.471,7	7.490,9	7.510,3	7.529,9	7.549,7	7.569,7	7.589,9	7.610,2

Tabla 3.4. Dimensión financiera de la inversión.

Préstamo										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Saldo Inicial (1/1)	49.609,3	46.302,0	42.994,8	39.687,5	36.380,2	33.072,9	29.765,6	26.458,3	23.151,0	19.843,7
Intereses	1.983,9	1.851,6	1.719,4	1.587,1	1.454,8	1.322,6	1.190,3	1.058,1	925,8	793,6
Amortización Financiera	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3
Saldo Final (31/12)	46.302,0	42.994,8	39.687,5	36.380,2	33.072,9	29.765,6	26.458,3	23.151,0	19.843,7	16.536,4
Capital Propio										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Importe deuda	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3
Dividendos	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6
Amortización deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo deuda	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3
Dimensión financiera de la financiación (pasivo)										
- Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-62.011,7	6.233,74	6.101,49	5.969,23	5.836,97	5.704,71	5.572,45	5.440,19	5.307,93	5.175,68	5.043,42

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
16.536,4	13.229,2	9.921,9	6.614,6	3.307,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
661,3	529,0	396,8	264,5	132,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.229,2	9.921,9	6.614,6	3.307,3	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3
942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.402,3
12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	12.402,3	-
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.911,16	4.778,90	4.646,64	4.514,38	4.382,12	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	13.344,91

Tabla 3.5. Dimensión financiera de la financiación.

Dimensión financiera de la financiación (pasivo)										
- Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-62.011,7	6.233,74	6.101,49	5.969,23	5.836,97	5.704,71	5.572,45	5.440,19	5.307,93	5.175,68	5.043,42
Coste del capital (pasivo)	5,30%									

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4.911,16	4.778,90	4.646,64	4.514,38	4.382,12	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	942,58	13.344,91

Tabla 3.6. Coste medio ponderado de capitales.

Tesorería												
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Cash-flow explotació	7.171,9	7.188,2	7.204,6	7.221,2	7.238,0	7.254,9	7.272,0	7.289,3	7.306,7	7.324,4	7.342,2	7.360,1
intereses	1.983,9	1.851,6	1.719,4	1.587,1	1.454,8	1.322,6	1.190,3	1.058,1	925,8	793,6	661,3	529,0
dividendos	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6
amortiz financiera ca	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3	3.307,3
amortiz financiera cp	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
subvención	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tesorería Neta	938,2	1.086,7	1.235,4	1.384,3	1.533,3	1.682,5	1.831,8	1.981,4	2.131,1	2.280,9	2.431,0	2.581,2
Tesorería Acumulada	938,2	2.024,8	3.260,2	4.644,5	6.177,8	7.860,2	9.692,1	11.673,4	13.804,5	16.085,5	18.516,4	21.097,7

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
7.378,3	7.396,6	7.415,1	7.433,8	7.452,6	7.471,7	7.490,9	7.510,3	7.529,9	7.549,7	7.569,7	7.589,9	7.610,2
396,8	264,5	132,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6	942,6
3.307,3	3.307,3	3.307,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.402,3
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.731,6	2.882,2	3.033,0	6.491,2	6.510,0	6.529,1	6.548,3	6.567,7	6.587,3	6.607,1	6.627,1	6.647,3	- 5.734,7
23.829,3	26.711,5	29.744,4	36.235,6	42.745,6	49.274,7	55.823,0	62.390,8	68.978,1	75.585,2	82.212,4	88.859,6	83.125,0

Tabla 3.7. Tesorería.

ANEXO V. Cálculo del riego y dimensionado del sistema de acumulación

Índice

1. DISEÑO DEL RIEGO.....	135
2. DISEÑO DE LA CAPACIDAD NECESARIA DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN.....	140

1. DISEÑO DEL RIEGO

Para el diseño de riego se tendrá en cuenta que este debe abastecer 4.500 olivos ubicados en un terreno de 23 hectáreas.

Se calculará el número de litros mensuales necesarios por olivo, teniendo en cuenta la evapotranspiración, es decir, la pérdida de humedad de la superficie por evaporación directa y la pérdida de agua por transpiración de la vegetación y las precipitaciones mensuales.

Las necesidades de agua del olivar se han calculado con el método más utilizando, el método de la FAO [6].

En primer lugar, se calcula la evapotranspiración máxima del cultivo (ET_c), que se refiere a la cantidad de agua que debe ser satisfecha estacionalmente mediante lluvia y/o riego para que el rendimiento del cultivo no se vea reducido por el déficit hídrico:

$$ET_c = ETo \cdot k_c \cdot k_r$$

(Fórmula 1.1)

Donde:

- ETo : evapotranspiración de referencia, cuantifica la demanda evaporativa de la atmósfera y corresponde a la evapotranspiración de una pradera de gramíneas con una altura entre 8 a 10 cm que crece sin limitaciones de agua y nutrientes en el suelo y sin incidencia de plagas o enfermedades.
- K_c : coeficiente de cultivo.
- K_r : coeficiente reductor.

El valor de ETo puede ser calculado mediante fórmulas empíricas con datos climáticos del lugar o utilizando un evaporímetro homologado, sin embargo, se ha hecho uso de los datos medios mensuales que se encuentran tabulados en el manual para la localidad de Andújar de la tabla número 3 del manual.

El valor de k_c , depende de las condiciones climáticas, se ha tomado por tanto un valor de 0,5 para invierno, 0,55 para verano y 0,65 para primavera y otoño. Estos valores se consideran orientativos y deben ser contrastados en los próximos años con mayor precisión.

El valor de k_r se obtiene a partir de las siguientes fórmulas:

$$k_r = \frac{2 \cdot S_c}{100}$$

(Fórmula 1.2)

$$S_c = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot N}{400}$$

(Fórmula 1.3)

Donde:

- D : diámetro medio de la copa de los olivos (5 m).
- N : densidad de plantación (150 olivos/ ha).

Para el cálculo de las necesidades de riego se realiza un balance de agua en el suelo:

$$R_n = \Delta S_{t-1} + P_e - E_{Tc}$$

(Fórmula 1.4)

Donde:

- ΔS_{t-1} : contenido de agua en el suelo al final y al inicio de un periodo de tiempo determinado.
- P_e : precipitación efectiva.

Se ha considerado oportuno despreciar el contenido de agua en el suelo o reserva debido al desconocimiento de la profundidad y la capacidad de retención de agua del suelo. Con lo que se dispone de un colchón de seguridad para la necesidad

de riego del cultivo. Por tanto el cálculo de las necesidades de riego se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$R_n = (ET_c - P_e) \cdot S$$

Donde:

- S: superficie ocupada por cada olivo (67 m²/olivo).

Los datos de precipitación mensual media, se han obtenido de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Se han tomado los valores de la ciudad de Jaén. Se considerará un 70% del total de las precipitaciones como lluvia efectiva, es decir, la lluvia que es absorbida por el cultivo.

En la siguiente tabla se recogen los cálculos realizados para la estimación del riego:

MES	Eto (mm)	Kc	Kr	ETc (mm)	Pe (mm)	Pe efectiva (mm)	Rn (mm)	Rn (L/olivo/mes)
Enero	39	0,5	0,59	11,49	55	38,5	-27	-
Febrero	51	0,5	0,59	15,02	50	35	-20	-
Marzo	84	0,5	0,59	24,74	44	30,8	-6,1	-
Abril	115	0,65	0,59	44,03	54	37,8	6,2	417,5
Mayo	160	0,65	0,59	61,26	43	30,1	31,2	2087,8
Junio	187	0,55	0,59	60,58	18	12,6	48	3214,9
Julio	215	0,55	0,59	69,65	2	1,4	68,3	4573,1
Agosto	191	0,55	0,59	61,88	9	6,3	55,6	3723,8
Septiembre	131	0,55	0,59	42,44	26	18,2	24,2	1624,1
Octubre	81	0,65	0,59	31,01	55	38,5	-7,5	-
Noviembre	46	0,65	0,59	17,61	62	43,4	-25,8	-
Diciembre	34	0,5	0,59	10,01	75	52,5	-42,5	-

Tabla 1.1. Necesidades de riego.

MES	RIEGO (L/olivo/mes)	RIEGO (L/mes)
Enero	-	-
Febrero	-	-
Marzo	-	-
Abril	417,5	1.878.762,4
Mayo	2087,8	9.395.058,6
Junio	3214,9	14.467.070,7
Julio	4573,1	20.578.882,4
Agosto	3723,8	16.757.236,7
Septiembre	1624,1	7.308.647,4
Octubre	-	-
Noviembre	-	-
Diciembre	-	-
LITROS TOTALES PARA RIEGO		70.385.658

Tabla 1.2. Litros para el riego.

Por tanto, se concluye que la necesidad de agua para cubrir el riego del olivar es de 70.386 m³. Desgraciadamente en las zonas olivareras no se suele disponer de tal cantidad de agua para cubrir las necesidades calculadas de riego y además, el volumen de la balsa para almacenar esta cantidad de agua es excesivamente desmesurado. En consecuencia se planteará una estrategia de riego deficitario, de tal modo que se riegue el doble de superficie con la mitad de la dosis óptima calculada, como propone el informe técnico del manejo del riego del olivar con riego por goteo.

En la siguiente tabla se muestran los cálculos llevados a cabo para determinar la nueva estrategia de riego. En primer lugar, se calcula la mitad de la dosis óptima obtenida anteriormente. Esta dosis según la nueva estrategia llevada a cabo, abastece el doble de la superficie, es decir, 9000 olivos. Por tanto, en segundo lugar, la dosis obtenida se divide por la mitad, para saber la dosis necesaria para abastecer 4500 olivos. Y por último, se multiplica los litros/día de riego, por el número de días de cada mes para saber los litros necesarios de agua mensuales.

MES	MITAD DE LA DÓISIS ÓPTIMA CALCULADA (L/día, para el doble de superficie: 9000 olivos)	MITAD DE LA DÓISIS ÓPTIMA CALCULADA (L/día, para 4500 olivos)	RIEGO (L/mes)
Enero	-	-	-
Febrero	-	-	-
Marzo	-	-	-
Abril	31.312,7	15.656,4	469.690,6
Mayo	151.533,2	75.766,6	2.348.764,7
Junio	241.117,8	120.558,9	3.616.767,7
Julio	331.917,5	165.958,7	5.144.720,6
Agosto	270.278,0	135.139,0	4.189.309,2
Septiembre	121.810,8	60.905,4	1.827.161,9
Octubre	-	-	-
Noviembre	-	-	-
Diciembre	-	-	-
LITROS TOTALES ANUALES DE RIEGO			17.596.415

Tabla 1.3. Litros para riego según la estrategia de riego deficitario.

Finalmente la necesidad de agua es de 17.596 m³. Será necesario para cubrir el riego en el mes de abril 470 m³, 2.349 m³ en mayo, 3.617 m³ en junio, 5.145 m³ en julio, 4.189 m³ en agosto y 1.827 m³ en septiembre.

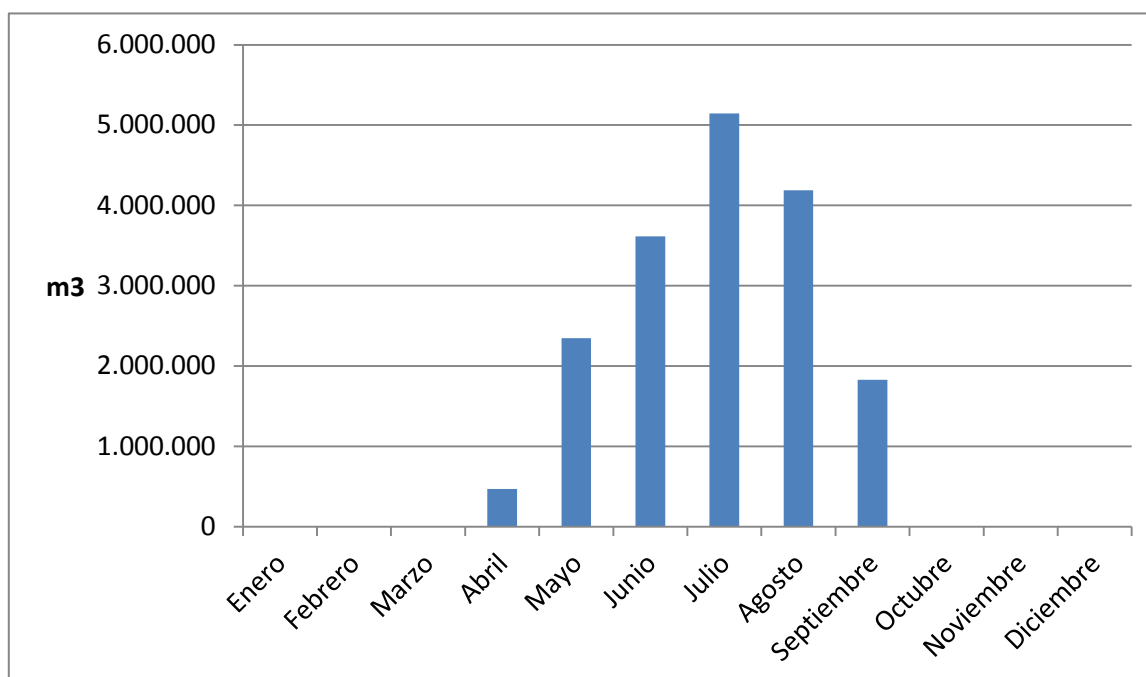


Tabla 1.4. Litros mensuales necesarios para el riego.

2. DISEÑO DE LA CAPACIDAD NECESARIA DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN

A continuación se procede a estimar la capacidad necesaria para el sistema de acumulación. Para el diseño se ha tenido en cuenta la evaporación media mensual que puede sufrir el agua de la balsa y el aporte de agua extra debido a las precipitaciones mensuales. Los datos de evaporación media mensual han sido obtenidos a partir de las Redes de Seguimiento del Estado e Información Hidrológica. Se ha seleccionado para estos datos, el embalse de Yeguas por ser el más cercano que se ha encontrado a la ubicación del proyecto. Los datos de precipitación mensual media, se han obtenido de la AEMET. Con estos datos se realiza el balance que se observa en la siguiente tabla:

MES	EVAPORACIÓN MEDIA MENSUAL (mm)	PRECIPITACIÓN MEDIA MENSUAL (mm)	BALANCE (mm)
Enero	25,9	55	29
Febrero	40	50	10
Marzo	78,4	44	-34,4
Abril	117,8	54	-63,8
Mayo	163,2	43	-120,2
Junio	221,7	18	-203,7
Julio	267,5	2	-265,5
Agosto	228,6	9	-219,6
Septiembre	144,8	26	-118,8
Octubre	82,2	55	-27,2
Noviembre	36,3	62	25,7
Diciembre	25,1	75	49,9

Tabla 2.1. Evaporaciones y precipitaciones mensuales.

En enero, febrero, noviembre y diciembre habrá una aportación de agua en la balsa, porque las precipitaciones en estos meses son mayores que la cantidad de agua evaporada. Sin embargo, en el resto de los meses del año, las precipitaciones son menores que la cantidad de agua evaporada, por tanto dará lugar a una evaporación del agua almacenada en la balsa.

En la siguiente tabla se han estimado las horas necesarias diarias al mes para llenar la balsa y abastecer el riego estimado anteriormente. Para el cálculo se ha tenido en cuenta las aportaciones de agua a causa de las precipitaciones y la evaporación que sufre el agua de la balsa.

MES	HORAS AL DÍA DE BOMBEO DE AGUA	LITROS ALMACENADOS POR MES	LITROS ACUMULADOS POR MES	LITROS DE AGUA EVAPORADOS O AÑADIDOS	LITROS ACUMULADOS POR MES CONSIDERANDO PÉRDIDAS Y APORTES
Octubre	2	446.400	446.400	-28.140	418.260,1
Noviembre	2	432.000	878.400	26.637	905.037,1
Diciembre	3	669.600	1.548.000	51.709	1.599.709,1
Enero	4	892.800	2.440.800	30.133	2.470.932,8
Febrero	5	1.008.000	3.448.800	10.402	3.459.202,3
Marzo	6	1.339.200	4.788.000	-35.598	4.752.402,3
Abril	4	864.000	5.182.309,40	-66.145	5.116.164,3
Mayo	10,5	2.343.600	5.177.144,70	-124.554	5.052.590,3
Junio	11	2.376.000	3.936.377,10	-211.156	3.725.221,5
Julio	12,5	2.790.000	1.581.656,50	-275.124	1.306.532,4
Agosto	12,75	2.845.800	238.147,30	-227.560	10.587,4
Septiembre	8	1.728.000	138.985,40	-123.151	15.834,9

Tabla 2.2. Estimación horas necesarias para llenar la balsa.

De modo que el volumen necesario para la balsa debe ser 5.116 m³. Se propone que la misma tenga una altura de 5 m y un diámetro de 36 m.

ANEXO VI. Fichas técnicas

Índice

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO	144
2. INVERSOR	145
3. ESTRUCTURA.....	146
4. CABLEADO.....	147
4.1. Rama – Caja DC.....	147
4.2. Caja DC – Inversor	148
4.3. Tramo de alterna.....	149
5. PROTECCIONES	151
5.1. Fusibles	151
5.2. Portafusibles	152
5.3. Protección frente a sobretensiones de corriente continua	153
5.4. Interruptor general de continua	154
5.5. Protecciones frente a sobrecargas de corriente alterna.....	155
5.6. Protecciones frente a sobretensiones de corriente alterna	157
5.7. Interruptor diferencial	158
5.8. Caja de conexiones	159

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

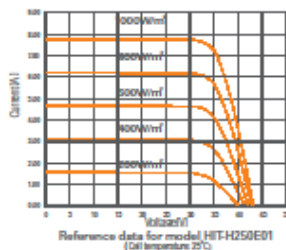


Electrical and Mechanical Characteristics HIT-H250E01, HIT-H245E01

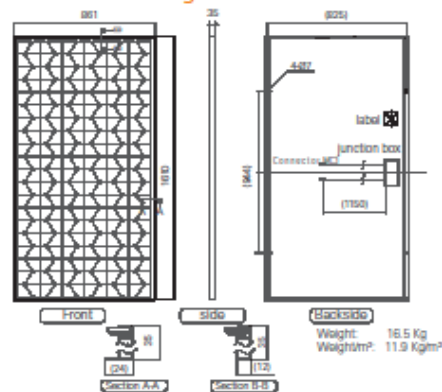
EN

Electrical data (at STC)		Models HIT-H250E01	
		250	245
Maximum power (Pmax) [W]		250	245
Max. power voltage (Vmp) [V]		34.9	34.4
Max. power current (Imp) [A]		718	714
Open circuit voltage (Voc) [V]		43.1	42.7
Short circuit current (Isc) [A]		7.74	7.73
Maximum over current rating [A]		15	
Output power tolerance [%]		+10/-5*	
Maximum system voltage [V]		1000	
Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m ² , cell temperature = 25°C			
Temperature characteristics		250	245
Temperature (NOCT) [°C]		46.0	46.0
Temperature coefficient of Pmax [%/°C]		-0.30	-0.30
Temperature coefficient of Voc [V/°C]		-0.108	-0.107
Temperature coefficient of Isc [mA/°C]		2.32	2.32
At NOCT		250	245
Maximum power (Pmax) [W]		188.9	185.4
Max. power voltage (Vmp) [V]		32.8	32.4
Max. power current (Imp) [A]		5.76	5.73
Open circuit voltage (Voc) [V]		40.5	40.1
Short circuit current (Isc) [A]		6.23	6.23
Note: Nominal Operating Cell Temperature: Air mass 1.5 spectrum, Irradiance = 800W/m ² , Air temperature = 20°C, wind speed 1 m/s			
At low irradiance		250	245
Maximum power (Pmax) [W]		48.8	47.7
Max. power voltage (Vmp) [V]		34.1	33.6
Max. power current (Imp) [A]		1.43	1.43
Open circuit voltage (Voc) [V]		40.1	39.7
Short circuit current (Isc) [A]		1.55	1.55
Note: Low Irradiance: Air mass 1.5 spectrum, Irradiance = 200W/m ² , cell temperature = 25°C			

Dependence on irradiance



Dimensions and weight



Guarantee

Power output: 10 years (90% of P_{min}) 25 years (80% of P_{min})
Product workmanship: 5 years
(Based on guarantee documents)

Materials

Cell material: Honeycomb Design HIT cells
Glass material: AR coated tempered glass
Frame materials: Black anodized aluminium
Connector type: MC3

Certificates



1. Safety report
IEC 61730
2. Product inspection
IEC 61215

IEC 61730
IEC 61215



Member of



Please consult your local dealer for more information.

⚠ CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.

Due to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Component Europe GmbH
Solar Division
Stahlguberring 4
81829 Munich, Germany
Tel. +49-(0)89-460095-0
Fax. +49-(0)89-460095-170
http://www.sanyo-solar.eu
email: info.solar@sanyo-solar.eu



SANYO Electric Co., Ltd.
Solar Division
http://www.sanyo.com/solar/

01/11

Ilustración 1.1. Ficha técnica del módulo fotovoltaico.

2. INVERSOR

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con cos $\varphi \geq 1$)/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 65 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	$\leq 3\%$
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC; II; DG; II
Datos generales	
Dimensiones (ancho/altura/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/CoolCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
Equipamiento / función / accesorios	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/On Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantías: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previas	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11-2012, CE, CB 0-16, CB 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-4, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SIA777, TOR 04, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VDE 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

Ilustración 2.1. Ficha técnica del inversor.

3. ESTRUCTURA

Artículo nº CVA915

Capacidad

De 1 a 20 módulos fotovoltaicos

Dispuestos en 1 fila en vertical

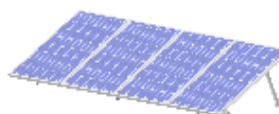
Inclinación del módulo

Estándar 10° - 15° - 20° - 25° - 30° - 35 °

Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6

Tornillería - Acero Inoxidable



Tamaño del módulo

Para módulos de hasta 60 células - CVA915

Para módulos de hasta 72 células - CVA915XL

Instalaciones recomendadas

Cubiertas de hormigón, suelo mediante contrapesos o zapatas



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

Ilustración 3.1. Ficha técnica de la estructura.

4. CABLEADO

4.1. Rama – Caja DC

exZhellent SOLAR
CABLES CORRIENTE CONTINUA
Conexión para paneles fotovoltaicos



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC

Conductor : Conductor estañado clase 5 para servicio móvil (-F)

Aislación : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Cubierta : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Norma Constructiva : AENOR EA 0038
TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.

Norma Nac / Europea : UNE-EN 60332-1-2
UNE-EN 50226-2-4
UNE-EN 50267
UNE EN 61034-2

Internacional : IEC 60332-1-2
IEC 60332-3-24
IEC 60754
IEC 61034-2
















La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (cc)

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

- :: Servicio móvil.
- :: Alta seguridad. **Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.**
- :: Resistencia a la intemperie.
- :: Trabajo a muy baja temperatura [-40°C]
- :: Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales.
- :: Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una **vida útil de 30 años.**

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC					
SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD ALAIRE / 40°C
mm²	mm	kg/Km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	65	23	5,09	55
1x6	6,8	85	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

* OTROS CALIBRES, REALIZAR CONSULTA A NUESTRO EQUIPO *

Ilustración 4.1. Ficha técnica del cableado entre los módulos fotovoltaicos y la caja de conexión de continua.

4.2. Caja DC – Inversor

exZhelent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
 Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
 Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)
 Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
 Norma: AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



SERVICIO FIJO

Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Intensidad Enterrado ⁽²⁾	Caída tensión en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D

Ilustración 4.2. Ficha técnica del cableado entre la caja de conexión de continua y el inversor.

4.3. Tramo de alterna

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva

IEC 60502-1 - Norma constructiva

UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama
 UNE-EN 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio
 UNE-EN 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases
 UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos
 IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama
 IEC 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio
 IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases
 IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Poliétileno reticulado (XLPE)

CUBIERTA EXTERIOR:

Poliolefina termoplástica libre de halógenos

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C)

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio (categoría C para diámetros superiores a 12 mm y categoría D para diámetros inferiores a 12 mm), de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.

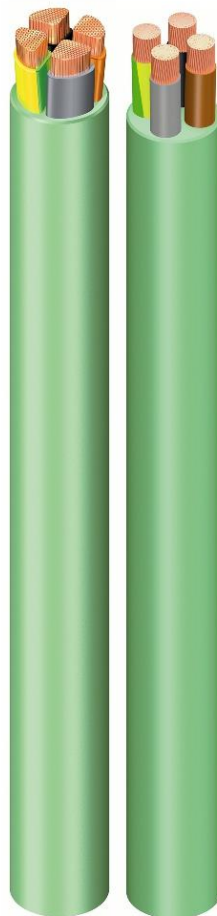


Ilustración 4.3. Ficha técnica del cable AC.

**EXZHELLENT XXI 1000V
RZ1-K (AS)**

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	25	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	30	33	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	40	43	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	52	54	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	72	71	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	97	93	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	122	118	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	153	143	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	188	170	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	243	209	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	298	248	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	350	283	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	401	319	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	460	358	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	545	413	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	638	466	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	770	544	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	889	614	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	23	30	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	32	39	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	44	52	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	66	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	78	75	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	455	65	104	112	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	135	142	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	168	171	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	204	203	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	262	250	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	320	297	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	373	338	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	430	382	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	493	427	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	583	493	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	23	30	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	32	39	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	44	52	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	57	66	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	78	85	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	104	112	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	91	93	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	115	118	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	143	143	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	174	170	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	223	209	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	271	248	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	314	283	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	359	319	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	409	358	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	489	413	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	25	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	28	33	14,2	17,62

Ilustración 4.4. Ficha técnica del cable AC.

5. PROTECCIONES

5.1. Fusibles

System	Protection Devices	E 9F PV
pro M compact	Cylindrical Fuses E 9F PV	



E 9F PV cylindrical fuses for photovoltaic plants

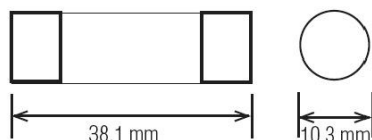
The new cylindrical fuses range E 9F PV is meant to protect against overcurrents in photovoltaic plants up to 1000 V in direct current.

Thanks to the wide sizes range, (from 1A up to 30A), and to the high nominal voltage: 1000V D.C. E 9F PV it's the best way to protect strings, inverters and OVR surge protections.

Rated Current In	Description	Weight	Packaging
	Type	kg	
1 A	E 9F1 PV	0,007	10
2 A	E 9F2 PV	0,007	10
3 A	E 9F3 PV	0,007	10
4 A	E 9F4 PV	0,007	10
5 A	E 9F5 PV	0,007	10
6 A	E 9F6 PV	0,007	10
7 A	E 9F7 PV	0,007	10
8 A	E 9F8 PV	0,007	10
10 A	E 9F10 PV	0,007	10
12 A	E 9F12 PV	0,007	10
15 A	E 9F15 PV	0,007	10
20 A	E 9F20 PV	0,007	10
25 A	E 9F25 PV	0,007	10
30 A	E 9F30 PV	0,007	10

5

Overall Dimensions



Technical Features

Rated Voltage	[V]	1.000 c.c.
Rated Current	[A]	1...30
Breaking Capacity	[kA]	50
Minimum Breaking Capacity		From 1A up to 7A = 1.3 x In
		From 8A up to 30A = 2.0 x In
Overall Dimensions	[mm]	10,3x38
Weight	[g]	7

Type	Curve I ² t (A ² s)	Power consumption [W]
E 9F1 PV	-	0.32
E 9F2 PV	-	0.43
E 9F3 PV	-	1.04
E 9F4 PV	-	1.03
E 9F5 PV	-	1.04
E 9F6 PV	-	1.05
E 9F7 PV	-	1.05
E 9F8 PV	83	1.01
E 9F10 PV	127	
E 9F12 PV	215	
E 9F15 PV	495	
E 9F20 PV	755	
E 9F25 PV	970	
E 9F30 PV	1650	

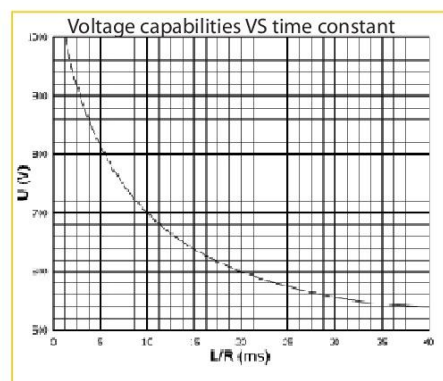


ABB SACE

Ilustración 5.1. Ficha técnica de los fusibles.

5.2. Portafusibles

E 91/32 PV



General Information

Extended Product Type:	E 91/32 PV
Product ID:	2CSM204713R1801
EAN:	8012542047131
Catalog Description:	E 91/32 PV Fuse holder
Long Description:	E 91/32 PV is a fuseholder for overcurrent and short circuit protection in PV applications. No blown fuse indicator.

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Modular DIN Rail Components MDRCs » Fuse Holders

Ordering

EAN:	8012542047131
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85361010

Dimensions

Product Net Width:	0.018 m
Product Net Height:	0.085 m
Product Net Depth:	0.064 m
Product Net Weight:	0.061 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	6 piece
Package Level 1 Width:	0.105 m
Package Level 1 Height:	0.085 m
Package Level 1 Length:	0.064 m
Package Level 1 Gross Weight:	0.369 kg
Package Level 1 EAN:	8012542047148

Technical

Dimensions:	1 module
Rated Primary Current (I_{pn}):	32 A
Number of Poles:	1
Number of Protected Poles:	1
Voltage Range:	1000 V DC
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 3 W

Environmental

RoHS Status: Following EU Directive 2011/65/EC

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	ITSCE174E90FD
RoHS Information:	2CSC444011K2701

Classifications

Object Classification Code:	F
E-number:	2318053
ETIM 4:	EC000036 - Miniature fuse holder
ETIM 5:	EC000036 - Miniature fuse holder

5.3. Protección frente a sobretensiones de corriente continua

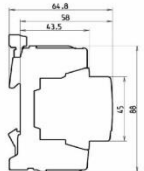
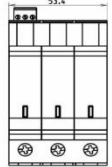
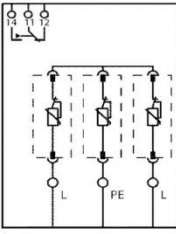
10/02/2015 2CTC432920D1701.pdf



Surge Protective Device
Parafoudre

Type : OVR PV 40-1000 P TS BW
Part : 2CTB804153R1900
EAN : 3660308516503
FR :

Pluggable Unit
Produit débranchable

Electrical characteristics
Caractéristiques électriques

Types of networks <i>Régime de neutre</i>	Photovoltaic Systems - d.c. side <i>Installations Photovoltaïques - côté d.c.</i>	
Type / test class <i>Type / Classe</i>	T2 / II	
Number of protected Lines / Type of current <i>Nombre de lignes protégées / Type de courant</i>	2 / d.c.	
Protection mode <i>Type de protection</i>	Common and Differential	
Short circuit current Iscpv <i>Courant de court circuit Iscpv</i>	kA	10
Maximal continuous operating voltage Ucpv (L/L) <i>Tension maximale permanente Ucpv (L/L)</i>	V	1100
Voltage protection level Up at In (L/L) / (L/PE) <i>Niveau de protection en tension Up à In (L/L) / (L/PE)</i>	kV	3.8 / 3.8
Nominal discharge current In (8/20) <i>Courant nominal de décharge In (8/20)</i>	kA	20
Maximal discharge current Imax (8/20) <i>Courant maximal de décharge Imax (8/20)</i>	kA	40
Ground residual current I _{res} <i>Courant résiduel à la terre I_{res}</i>	µA	< 10
Response Time <i>Temps de réponse</i>	ns	< 25
Follow current interrupted Ifi <i>Courant de suite interrompue Ifi</i>	A	-
Integrated thermal disconnect <i>Déconnecteur thermique intégré</i>	Yes / Oui	
Safety reserve <i>Réserve de sécurité</i>	-	
External Over Current Protection * <i>Protection contre les surintensités (à monter en série) *</i>		
Curve B or C Circuit breaker <i>Disjoncteur courbe B ou C</i>	A	-
gG - gL fuse <i>Fusible gG - gL</i>	A	-

Mechanical characteristics
Caractéristiques mécaniques

Wire range : Solid wire <i>Section des conducteurs : Fil rigide</i>	mm²	2.5...25
Wire range : Stranded wire <i>Section des conducteurs : Fil souple</i>	mm²	2.5...16
Degree of protection - Installation location <i>Indice de protection - Environnement</i>	IP 20	

State indicator
Indicateur d'état

Visual state indicator <i>Indicateur d'état visuel</i>	Yes / Oui	
TS remote indicator <i>Télésignalisation (TS)</i>	Yes / Oui	
Contact complement <i>Type de contact</i>	1 NO - 1 NC	
Minimal load <i>Charge mini</i>	12 VDC - 10 mA	
Maximal load <i>Charge maxi</i>	250 VAC - 1 A	
Connection cross section <i>Section des conducteurs</i>	mm²	1.5

Miscellaneous characteristics
Caractéristiques diverses

Stocking temperature / Operating temperature <i>Température de stockage / Température de fonctionnement</i>	°C	- 40 to +80 / - 40 to +80
Maximal altitude <i>Altitude maxi</i>	m	2000
Weight <i>Poids</i>	g	360
Color of Housing / Fire resistance according to UL 94 <i>Couleur du boîtier / Tenue au feu selon UL 94</i>	Grey RAL 7035 / V-0	
Reference standards <i>Normes de référence</i>	EN 50539-11	

Replacement cartridges
Cartouches de remplacement

Line / Product ID <i>Ligne / Code produit</i>	OVR PV 40-1000 C - 2CTB803950R0100
Ground / Product ID <i>Terre / Code produit</i>	OVR PV 40-1000 C - 2CTB803950R0100

Ilustración 5.3. Ficha técnica de los descargadores de tensión de corriente continua.

5.4. Interruptor general de continua

Protección magnetotérmica

Sector industrial

M03

1

S800PV-S

Tensión de empleo:

Para $I_n \leq 80A$

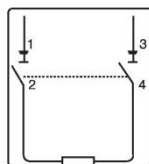
800Vc.c. (2 polos)

1.200Vc.c. (4 polos seriados)

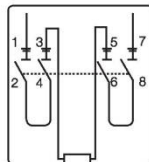
Para $I_n \geq 100A$

600Vc.c. (2 polos)

1.200Vc.c. (4 polos seriados)



S802PV-S



S804PV-S

Nº Polos/Módulos	Intensidad In A	Tensión Ue Vc.c.	Tipo	Código Pedido	Precio Unit. €	Recom. Embaleje Ud.	Sum.min/ Ud.
Interruptores automáticos para corriente continua S800PV-S para aplicaciones fotovoltaicas hasta 1200 Vc.c.							
Para $I_n \leq 80A$, tensión máxima de utilización: 2 polos hasta 800 Vc.c.; 4 polos 1.200 Vc.c. (ver esquema)							
Para $I_n \geq 100A$, tensión máxima de utilización: 2 polos hasta 600 Vc.c.; 4 polos 1.200 Vc.c. (ver esquema)							
Poder de corte de 5 kA según UNE-EN 60947-2.							
Diseñado para instalaciones fotovoltaicas con red de tierras flotante (no conectadas al circuito del sistema, ver esquema). Para otro tipo de red de tierras, consultar.							
Conexión mediante terminales de caja para cables flexibles/rígidos de 25/35 mm ² (hasta 32A) y 50/70 mm ² (desde 40A).							
Anchura 26,5 mm por polo.							
La instalación de los interruptores automáticos e interruptores seccionadores S800PV se debe realizar según marcan las normativas de instalación IEC61139-1 e IEC61139-2, en las que se especifican los requisitos sobre el dimensionamiento de los cables, condiciones de temperatura ambientales, etc.							
Bipolar - 53mm							
	10	800	S802PV-S10	20CP842001R1109	151,40	B	1
	13		S802PV-S13	20CP842001R1139	154,40	C	1
	16		S802PV-S16	20CP842001R1169	157,50	B	1
	20		S802PV-S20	20CP842001R1209	160,67	B	1
	25		S802PV-S25	20CP842001R1259	163,86	B	1
	32		S802PV-S32	20CP842001R1329	167,14	C	1
	40		S802PV-S40	20CP842001R1409	290,46	B	1
	50		S802PV-S50	20CP842001R1509	307,92	B	1
	63		S802PV-S63	20CP842001R1639	326,48	B	1
	80		S802PV-S80	20CP842001R1809	375,48	C	1
	100	600	S802PV-S100	20CP842001R1829	420,43	C	1
	125		S802PV-S125	20CP842001R1849	463,98	C	1
Tetrapolar - 106mm							
	10	1200	S804PV-S10	20CP844001R1109	467,76	C	1
	13		S804PV-S13	20CP844001R1139	469,67	C	1
	16		S804PV-S16	20CP844001R1169	472,34	C	1
	20		S804PV-S20	20CP844001R1209	476,81	C	1
	25		S804PV-S25	20CP844001R1259	481,45	C	1
	32		S804PV-S32	20CP844001R1329	479,56	C	1
	40		S804PV-S40	20CP844001R1409	591,71	C	1
	50		S804PV-S50	20CP844001R1509	627,20	C	1
	63		S804PV-S63	20CP844001R1639	664,94	B	1
	80		S804PV-S80	20CP844001R1809	764,70	B	1
	100		S804PV-S100	20CP844001R1829	882,10	C	1
	125		S804PV-S125	20CP844001R1849	1.028,10	B	1

* Accesorios: páginas 77 a 87

* Disponibilidad de accesorio terminal de anillo para todos los calibres.

5.5. Protecciones frente a sobrecargas de corriente alterna

Productos | Protección

**Interruptores automáticos magnetotérmicos
S200**

- Calibre: 6 A, 10 A ... 63 A.
- Curva: B, C, D, K, Z.
- Poder de corte: 6; 10; hasta 25 kA ...
- N° de polos: 1+N; 2; 3; 3+N; 4.
- Serie: S200, S200M, S200P.



Tipo	Polos	Intensidad IN	Código de pedido
S201-C6	1	6	2CDS251001R0064
S201-C8	1	8	2CDS251001R0084
S201-C10	1	10	2CDS251001R0104
S201-C16	1	16	2CDS251001R0164
S201-C20	1	20	2CDS251001R0204
S201-C25	1	25	2CDS251001R0254
S201-C32	1	32	2CDS251001R0324
S201-C40	1	40	2CDS251001R0404
S201-C50	1	50	2CDS251001R0504
S201-C63	1	63	2CDS251001R0634
S202-C6	2	6	2CDS252001R0064
S202-C8	2	8	2CDS252001R0084
S202-C10	2	10	2CDS252001R0104
S202-C16	2	16	2CDS252001R0164
S202-C20	2	20	2CDS252001R0204
S202-C25	2	25	2CDS252001R0254
S202-C32	2	32	2CDS252001R0324
S202-C40	2	40	2CDS252001R0404
S202-C50	2	50	2CDS252001R0504
S202-C63	2	63	2CDS252001R0634
S203-C6	3	6	2CDS253001R0064
S203-C8	3	8	2CDS253001R0084
S203-C10	3	10	2CDS253001R0104
S203-C16	3	16	2CDS253001R0164
S203-C20	3	20	2CDS253001R0204
S203-C25	3	25	2CDS253001R0254
S203-C32	3	32	2CDS253001R0324
S203-C40	3	40	2CDS253001R0404
S203-C50	3	50	2CDS253001R0504
S203-C63	3	63	2CDS253001R0634

Productos II Medida

Tipo	Polos	Intensidad IN	Código de pedido
S204-C6	4	6	2CDS254001R0064
S204-C8	4	8	2CDS254001R0084
S204-C10	4	10	2CDS254001R0104
S204-C16	4	16	2CDS254001R0164
S204-C20	4	20	2CDS254001R0204
S204-C25	4	25	2CDS254001R0254
S204-C32	4	32	2CDS254001R0324
S204-C40	4	40	2CDS254001R0404
S204-C50	4	50	2CDS254001R0504
S204-C63	4	63	2CDS254001R0634

Contadores electrónicos

**Contadores electrónicos de energía monofásicos ODINsingle.**

- Tensión: 230 V Display LCD con 6 dígitos.
- Temperatura de Funcionamiento: -25°C hasta +55°C.

Tipo	Ejecución	Código de pedido
OD1065	Conexión directa hasta 65A monofásico, puerto IR	2CMA131040R1000
OD1365	Conexión directa hasta 65A monofásico, contador total y parcial (reseteable), salida por pulsos y puerto IR	2CMA131041R1000

**Contadores electrónicos de energía trifásicos ODIN.**

- Energía activa, en redes trifásicas a 4 hilos 230/400 V.
- Display LCD con 8 dígitos. Temperatura de Funcionamiento: -25°C hasta + 55°C.

Tipo	Ejecución	Código de pedido
OD4165	Conexión directa hasta 65 A III+N, 230/400V, clase 2	2CMA131024R1000
OD4110	Conexión mediante trafo .../5 A, III+N, 230/400 V, clase 2	2CMA131025R10000

**Contadores electrónicos de energía trifásicos DELTAplus.**

- Energía activa, en redes trifásicas hasta 500 V.
- Display digital. Temperatura de Funcionamiento: -40°C hasta + 55°C.

Tipo	Ejecución	Código de pedido
DAB13000	Conexión mediante trafo .../5 A, III+N, 57-288/100-500 V, clase 1	2CMA180806R1000

Para mayor información, por favor consulte los catálogos técnicos:
"System Pro M compact" - 1TXA402004D0703.

Ilustración 5.6. Ficha técnica del interruptor automático magnetotérmico.

5.6. Protecciones frente a sobretensiones de corriente alterna

OVR Type 2 surge protective devices TNS/TT 230 V 3Ph+N networks



OVR T2 3N 15-275 P

Description

Type 2 surge protective devices are designed to protect electric installations and sensitive equipment against indirect surges with ensuring a low protection level (Up). They are characterized by their capacity to safely discharge current with 8/20 μ s wave form.

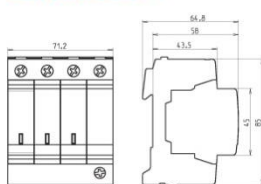
Ordering details

Nb of poles	Max. discharge current I_{max} 8/20 kA	Nominal discharge current I_n kA	Voltage protection level U_p kV	Nominal voltage U_n V	Max. cont. operating voltage U_c V	Type	Order code	EAN code	Weight Pkg (1 pce) kg
								3660308	

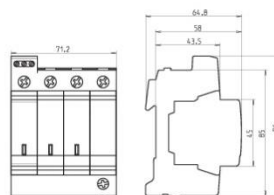
Type 2 pluggable - Uc 275 V

3+1	15	5	1.0	230/400	275	OVR T2 3N 15-275 P	2CTB803953R1200	513151	0.45
3+1	40	20	1.4	230/400	275	OVR T2 3N 40-275 P	2CTB803953R1100	513267	0.45
3+1	40	20	1.4	230/400	275	OVR T2 3N 40-275 P TS	2CTB803953R0500	514394	0.45
3+1	40	20	1.4	230/400	275	OVR T2 3N 40-275s P	2CTB803953R0800	513144	0.45
3+1	40	20	1.4	230/400	275	OVR T2 3N 40-275s P TS	2CTB803953R0200	513120	0.45
3+1	70	30	1.5	230/400	275	OVR T2 3N 70-275s P	2CTB803953R0700	513137	0.45
3+1	70	30	1.5	230/400	275	OVR T2 3N 70-275s P TS	2CTB803953R0100	513113	0.45

Main dimensions mm



OVR T2 3N 15-275 P
OVR T2 3N 40-275 P
OVR T2 3N 40-275s P
OVR T2 3N 70-275s P



OVR T2 3N 40-275 P TS
OVR T2 3N 40-275s P TS
OVR T2 3N 70-275s P TS

Type	Width mm	Width inches
OVR T2 3N 15-275 P	71.2	2.80
OVR T2 3N 40-275 P	71.2	2.80
OVR T2 3N 40-275 P TS	71.2	2.80
OVR T2 3N 40-275s P	71.2	2.80
OVR T2 3N 40-275s P TS	71.2	2.80
OVR T2 3N 70-275s P	71.2	2.80
OVR T2 3N 70-275s P TS	71.2	2.80

5.7. Interruptor diferencial

Type B RCCBs: principle of operation

Order codes

The term RCCB states a device capable of detecting any current leakage to ground. In normal operating conditions, the incoming currents from RCCBs must be equal to the outgoing currents; however, whenever there is a disturbance in this balance between the incoming and outgoing currents (i.e. residual currents), the RCCBs trip, opening the circuit.

Design features and operation

Type B residual current devices manufactured according to EN 62423 are equipped with two toroids in series: one detects alternating and pulsating residual currents; the other detects direct current leakages. Line and neutral pass through both toroids in which residual currents flow. The operation of the first toroid is the same as traditional electromechanical devices. The operation of the second one is based on the saturation of its magnetic core. An alternating voltage that magnetizes the material is permanently applied to its secondary winding. An electronic circuit can detect the inductance at the secondary winding. When direct residual current flows, the material saturates and modifies its magnetic permeability. This variation triggers the tripping relay.

Type B RCCBs can operate like Type A RCD even if there is no voltage between line and neutral, though they need minimum voltage to operate like Type B protection devices.



The RCCBs are manufactured at ABB's factory located in Santa Palomba, Italy



* Left added: Neutral pole

New F200 B Type from 16 to 63 A									
Number of poles	Type	Rated residual current I _{Δn} [mA]	Rated current I _n [A]	Description	Order Code	ABB Type	Bsn 8012542 EAN	Weight [kg]	Pack Unit [pc]
2	B	16	16	F200 B-16A/0.03	2CSP200260R1100	9691602	0.225	1	
		25	25	F200 B-25A/0.03	2CSP200260R11200	9691754	0.225	1	
		40	40	F200 B-40A/0.03	2CSP200260R11400	9691777	0.225	1	
		63	63	F200 B-63A/0.03	2CSP200260R11600	9696454	0.225	1	
		16	16	F200 B-16A/0.3	2CSP200260R3140	372203	0.225	1	
		25	25	F200 B-25A/0.3	2CSP200260R320	372198	0.225	1	
	S	40	40	F200 B-40A/0.3	2CSP200260R3400	372009	0.225	1	
		63	63	F200 B-63A/0.3	2CSP200260R3600	372030	0.225	1	
		16	16	F204 B-16A/0.03	2CSP2040260R1100	9691602	0.300	1	
		25	25	F204 B-25A/0.03	2CSP2040260R11200	9691754	0.300	1	
		40	40	F204 B-40A/0.03	2CSP2040260R11400	9691777	0.300	1	
		63	63	F204 B-63A/0.03	2CSP2040260R11600	9696454	0.300	1	
S	16	16	F204 B-16A/0.3	2CSP2040260R3140	372203	0.300	1		
	25	25	F204 B-25A/0.3	2CSP2040260R320	372198	0.300	1		
	40	40	F204 B-40A/0.3	2CSP2040260R3400	372009	0.300	1		
	63	63	F204 B-63A/0.3	2CSP2040260R3600	372030	0.300	1		
	16	16	F208 B-16A/0.03	2CSP2080260R1100	9691602	0.400	1		
	25	25	F208 B-25A/0.03	2CSP2080260R11200	9691754	0.400	1		
S	40	40	F208 B-40A/0.03	2CSP2080260R11400	9691777	0.400	1		
	63	63	F208 B-63A/0.03	2CSP2080260R11600	9696454	0.400	1		
	16	16	F208 B-16A/0.3	2CSP2080260R3140	372203	0.400	1		
	25	25	F208 B-25A/0.3	2CSP2080260R320	372198	0.400	1		
	40	40	F208 B-40A/0.3	2CSP2080260R3400	372009	0.400	1		
	63	63	F208 B-63A/0.3	2CSP2080260R3600	372030	0.400	1		

F200 B Type high ratings									
Number of poles	Type	Rated residual current I _{Δn} [mA]	Rated current I _N [A]	Description	Order Code	Bsn 8012542 EAN	Weight [kg]	Pack Unit pc	
4	B	80	80	F204B-80/0.03	2CSP2040260R11800	9690001	0.300	1	
		125	125	F204B-125/0.03	2CSP2040260R11900	9690700	0.300	1	
		80	80	F204B-80/0.3	2CSP2040260R3800	9691103	0.300	1	
		125	125	F204B-125/0.3	2CSP2040260R3900	9691012	0.300	1	
		80	80	F204B-80/0.3	2CSP2040260R4000	9690909	0.300	1	
		125	125	F204B-125/0.3	2CSP2040260R4100	9690806	0.300	1	
	S	80	80	F204BS-80/0.3	2CSP2040260R4200	9690702	0.300	1	
		125	125	F204BS-125/0.3	2CSP2040260R4300	9690604	0.300	1	
		80	80	F204BS-80/0.3	2CSP2040260R4400	9690501	0.300	1	
		125	125	F204BS-125/0.3	2CSP2040260R4500	9690408	0.300	1	
		80	80	F204BS-80/0.3	2CSP2040260R4600	9690305	0.300	1	
		125	125	F204BS-125/0.3	2CSP2040260R4700	9690202	0.300	1	

10 | System pro M compact®, new F200 B Type

System pro M compact®, new F200 B Type | 11

Ilustración 5.8. Ficha técnica del interruptor diferencial.

5.8. Caja de conexiones

Boxes, equipment and various components

IP 65 junction boxes in polycarbonate

Technical characteristics

- protection degree IP 65
- insulation class II 
- available in RAL 7035 grey
- in polycarbonate material, self-extinguishing and resistant to abnormal heat and fire up to 960 °C (glow wire test) in compliance with IEC 60695-2-1 Standard
- operating temperature from -25 °C to +115 °C
- shock resistance 20 Joules (IK level 10)
- high resistance to UV rays
- perfectly symmetrical junction boxes with possibility of attaching the lid hinges, (using the special articulated screws supplied) on the right or left with 140° opening

- boxes code 12 808, 12 812, 12 814, 12 816 and 12 818 fitted with one rigid and one bi-material flange for facilitated input of conduits and cables
- junction boxes produced in compliance with CEI 23-48 and IEC 60 670 Standards
- boxes are supplied complete with:
 - 4 screw-cover caps to guarantee 
 - accessories for attaching the hinges on the front
 - 1 certification plate
 - instruction sheet





IP 65 junction boxes in polycarbonate material obtained the IMQ mark of approval

Accessories 12 808 12 812 12 814 12 816 12 818 page 6/11	Technical details 12 808 12 812 12 814 12 816 12 818 page 9/1	Overall dimensions 12 808 12 812 12 814 12 816 12 818 page 10/34
---	--	---

ABB SACE 6/9

Ilustración 5.9. Ficha técnica de la caja de conexiones.

Boxes, equipment and various components IP 65 junction boxes in polycarbonate

140x220x140 mm

205x220x140 mm

275x220x140 mm



Code	Dimensions (mm) WxHxD	Box/pack No items
12 804	140x220x140	1/14



Code	Dimensions (mm) WxHxD	Box/pack No items
12 806	205x220x140	1/9



Code	Dimensions (mm) WxHxD	Box/pack No items
12 812	275x220x140	1/6

6

275x370x140 mm

275x570x140 mm

380x570x140 mm



Code	Dimensions (mm) WxHxD	Box/pack No items
12 814	275x370x140	1/4



Code	Dimensions (mm) WxHxD	Box/pack No items
12 816	275x570x140	1/2



Code	Dimensions (mm) WxHxD	Box/pack No items
12 818	380x570x140	1/2

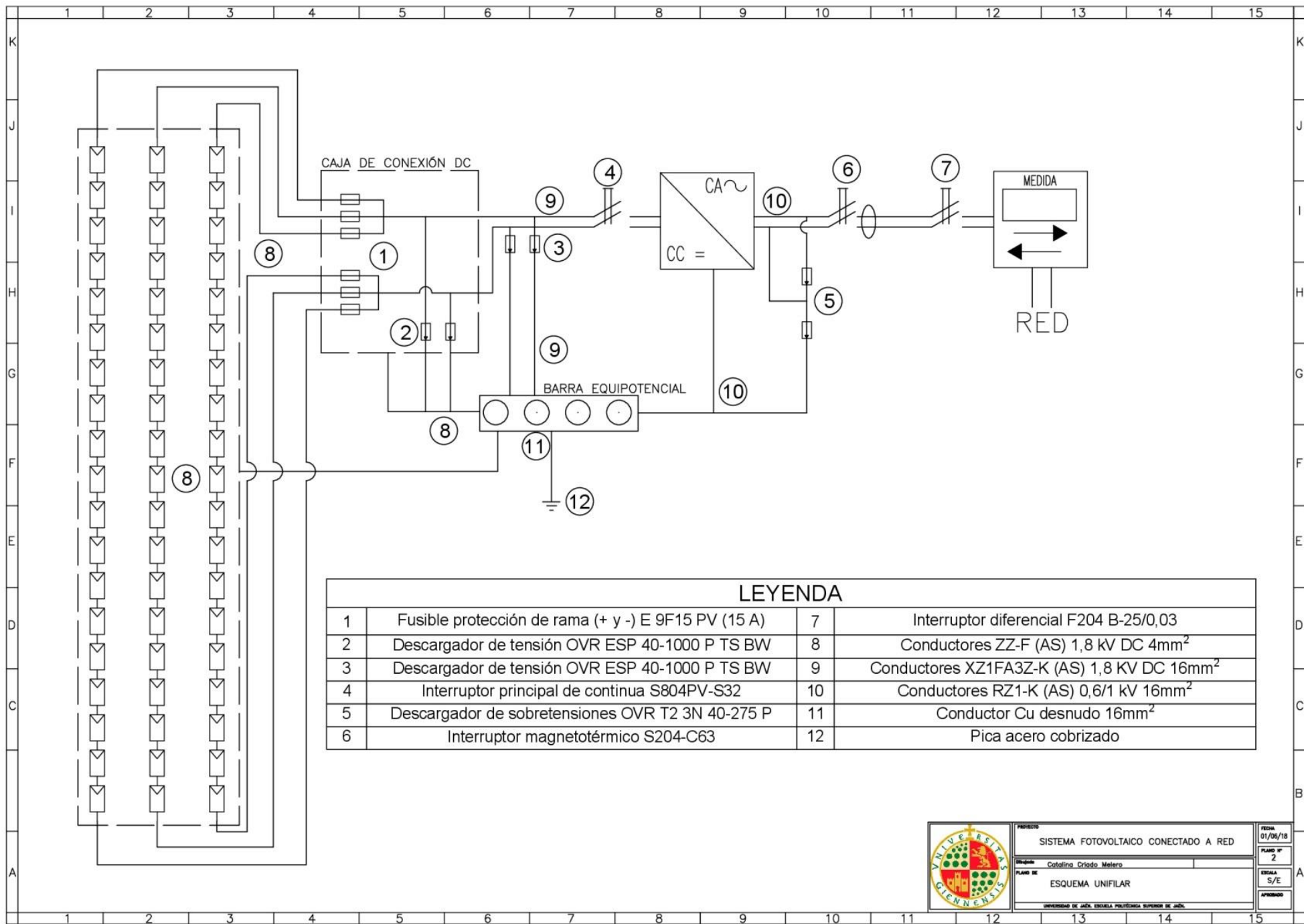
Ilustración 5.10. Ficha técnica de la caja de conexiones.

DOCUMENTO N°: 3 PLANOS

Índice

1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	163
2. ESQUEMA UNIFILAR.....	164





LEYENDA

1	Fusible protección de rama (+ y -) E 9F15 PV (15 A)	7	Interruptor diferencial F204 B-25/0,03
2	Descargador de tensión OVR ESP 40-1000 P TS BW	8	Conductores ZZ-F (AS) 1,8 kV DC 4mm ²
3	Descargador de tensión OVR ESP 40-1000 P TS BW	9	Conductores XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC 16mm ²
4	Interruptor principal de continua S804PV-S32	10	Conductores RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 16mm ²
5	Descargador de sobretensiones OVR T2 3N 40-275 P	11	Conductor Cu desnudo 16mm ²
6	Interruptor magnetotérmico S204-C63	12	Pica acero cobrizado



PROYECTO	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED		FECHA	01/06/18
DISEÑADA	Catalina Criado Melero		PLANO Nº	2
PLANO DE	ESQUEMA UNIFILAR		ESCALA	S/E
UNIVERSIDAD DE JAÉN, ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN			APROBADO	

DOCUMENTO N°: 4 MEDICIONES

Índice

1. CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO	167
2. CAPÍTULO 2. INVERSOR.....	167
3. CAPÍTULO 3. CABLEADO.....	168
4. CAPÍTULO 4. PROTECCIONES.....	169

1. CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Subtotal
1.1	Ud	Modulo fotovoltaico SANYO HIT-H250E01 de 250 Wp compuesto por células de tecnología HIT (células híbridas que combinan capas ultra delgadas de silicio amorfo con capas ultra delgadas de silicio monocristalino de alta eficiencia) en marco de aluminio anodizado negro con cubierta frontal de vidrio templado revestido de antireflectante.	57	57
			Total ud:	57
1.2	Ud	Estructura de soporte para instalaciones solares de la marca Teknosolar, diseñada para instalar 19 módulos fotovoltaicos (1610 x 861 mm), dispuesto en vertical.	3	3
			Total ud:	3

2. CAPÍTULO 2. INVERSOR

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Subtotal
2.1	Ud	Inversor trifásico de 15 kW para conexión a red de la marca SMA, con avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y con un grado de protección IP65.	1	1
			Total ud:	1

3. CAPÍTULO 3. CABLEADO

Nº	Ud	Descripción	Unidades	m	Subtotal
3.1	m	Tramo módulos – caja de conexión de continua. Suministro de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y la caja de conexión de continua, ejecutada con conductores unipolares de cobre de 4 mm ² de sección nominal.		20	20
				Total m:	20
3.2	m	Tramo caja de conexión de continua – inversor. Suministro de cables de interconexión entre la caja de conexión de continua y el inversor, ejecutada con conductores unipolares de cobre de 16 mm ² de sección nominal.	1	45	45
				Total m:	45
3.3	m	Tramo inversor – corriente alterna. Suministro de cables de interconexión entre el inversor y la parte de corriente alterna, ejecutada con conductores unipolares de cobre de 16 mm ² de sección nominal.	1	100	100
				Total m:	100

4. CAPÍTULO 4. PROTECCIONES

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Subtotal
4.1	Ud	Fusibles para la protección de los cables frente a sobreintensidades que pueden llegar a circular en sentido opuesto por una rama debido a un mal funcionamiento del sistema. Marca ABB, modelo E 9F15 PV.	6	6
			Total ud:	6
4.2	Ud	Portafusibles de la marca ABB, modelo E 91/32 PV, con una corriente nominal de 30 A.	6	6
			Total ud:	6
4.3	Ud	Descargadores de tensión tipo C (clase II) para la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debido a descargas atmosféricas. Marca ABB, modelo OVR PV 40-1000 P TS BW.	2	2
			Total ud:	2
4.4	Ud	Interruptor general de continua capaz de soportar la tensión del GFV en las condiciones de operación más desfavorables. Marca ABB, modelo S804PV-S32.	1	1
			Total ud:	1
4.5	Ud	Interruptor automático magnetotérmico para proteger frente a sobrecargas los conductores de salida del inversor al cuadro general de alimentación. Marca ABB, modelo S204-C63.	1	1
			Total ud:	1
4.6	Ud	Descargador protección tipo C para la protección de la instalación fotovoltaica frente a las sobretensiones procedentes de la red eléctrica. Marca ABB, modelo OVR T2 3N 40-275 P.	2	2

			Total ud:	2
4.7	Ud	Interruptor diferencial para la protección de las personas del contacto directo o indirecto provocado por el contacto con partes activas. Marca ABB, modelo F204 B-25/0,03.	1	1
			Total ud:	1
4.8	Ud	Caja de conexiones de corriente continua apta para la entrada y protección de 3 ramas de generación fotovoltaica. Marca ABB, modelo 12 818.	1	1
			Total ud:	1

5. CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Subtotal
5.1	Ud	Sistema de almacenamiento de agua. Capacidad 5.116 m ³ .		
			Total ud:	1

DOCUMENTO Nº: 5 PRESUPUESTO

Índice

1. CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO	173
2. CAPÍTULO 2. INVERSOR.....	173
3. CAPÍTULO 3. CABLEADO.....	174
4. CAPÍTULO 4. PROTECCIONES.....	175
5. CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMINETO DE AGUA.....	176
6. RESUMEN PRESUPUESTO	177

1. CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Precio	Importe
1.1	Ud	Modulo fotovoltaico SANYO HIT-H250E01 de 250 Wp compuesto por células de tecnología HIT (células híbridas que combinan capas ultra delgadas de silicio amorfo con capas ultra delgadas de silicio monocristalino de alta eficiencia) en marco de aluminio anodizado negro con cubierta frontal de vidrio templado revestido de antireflectante.			
Total ud:			57	150	8.550,00
1.2	Ud	Estructura de soporte para instalaciones solares de la marca Teknosolar, diseñada para instalar 19 módulos fotovoltaicos (1610 x 861 mm), dispuesto en vertical.			
Total ud:			3	346	1.038,00

Total presupuesto CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO: 9.588,00**2. CAPÍTULO 2. INVERSOR**

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Precio	Importe
2.1	Ud	Inversor trifásico de 15 kW para conexión a red de la marca SMA, con avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y con un grado de protección IP65.			
Total ud:			1	1.558,2	1.558,2

Total presupuesto CAPÍTULO 2. INVERSOR: 1.558,20

3. CAPÍTULO 3. CABLEADO

Nº	Ud	Descripción	Unidades	m	Precio	Importe
3.1	m	Tramo módulos – caja de conexión de continua. Suministro de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y la caja de conexión de continua, ejecutada con conductores unipolares de cobre de 4 mm ² de sección nominal.				
Total ud:			1	20	1,75	35,00
3.2	m	Tramo caja de conexión de continua – inversor. Suministro de cables de interconexión entre la caja de conexión de continua y el inversor, ejecutada con conductores unipolares de cobre de 16 mm ² de sección nominal.				
Total ud:			1	45	2,8	126,00
3.3	m	Tramo inversor – corriente alterna. Suministro de cables de interconexión entre el inversor y la parte de corriente alterna, ejecutada con conductores unipolares de cobre de 16 mm ² de sección nominal.				
Total ud:			1	100	2,15	215,00

TOTAL PRESUPUESTO CAPÍTULO 3. CABLEADO: 376,00

4. CAPÍTULO 4. PROTECCIONES

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Precio	Importe
4.1	Ud	Fusibles para la protección de los cables frente a sobrecargas que pueden llegar a circular en sentido opuesto por una rama debido a un mal funcionamiento del sistema. Marca ABB, modelo E 9F15 PV.			
Total ud:			6	7,68	46,08
4.2	Ud	Portafusibles de la marca ABB, modelo E 91/32 PV, con una corriente nominal de 30 A.			
Total ud:			6	2,88	17,28
4.3	Ud	Descargadores de tensión tipo C (clase II) para la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debido a descargas atmosféricas. Marca ABB, modelo OVR PV 40-1000 P TS BW.			
Total ud:			2	71,58	143,70
4.4	Ud	Interruptor general de continua capaz de soportar la tensión del GFV en las condiciones de operación más desfavorables. Marca ABB, modelo S804PV-S32.			
Total ud:			1	95,94	95,94
4.5	Ud	Interruptor automático magnetotérmico para proteger frente a sobrecargas los conductores de salida del inversor al cuadro general de alimentación. Marca ABB, modelo S204-C63.			
Total ud:			1	152,64	152,64
4.6	Ud	Descargador protección tipo C para la protección de la instalación fotovoltaica frente a las sobretensiones procedentes de la red eléctrica. Marca ABB, modelo OVR T2 3N 40-275 P.			
Total ud:			2	80,25	150,50

- 4.67 Ud Interruptor diferencial para la protección de las personas del contacto directo o indirecto provocado por el contacto con partes activas. Marca ABB, modelo F204 B-25/0,03.

Total ud:	1	197,99	197,99
-----------	---	--------	--------

- 4.8 Ud Caja de conexiones de corriente continua apta para la entrada y protección de 3 ramas de generación fotovoltaica. Marca ABB, modelo 12 818.

Total ud:	1	34,32	34,32
-----------	---	-------	-------

TOTAL PRESUPUESTO CAPÍTULO 4. PROTECCIONES: 848,45

5. CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

Nº	Ud	Descripción	Unidades	Precio	Importe
5.1	Ud	Sistema de almacenamiento de agua. Capacidad 5.116 m ³ .			
			1	30.696	30.696,00

TOTAL PRESUPUESTO CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA: 30.696,00

6. RESUMEN PRESUPUESTO

CAPÍTULO	IMPORTE
CAPÍTULO 1. GENERADOR FOTOVOLTAICO	9.588,00
CAPÍTULO 2. INVERSOR	1.558,20
CAPÍTULO 3. CABLEADO	376,00
CAPÍTULO 4. PROTECCIONES	848,45
CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	30.696,00
Presupuesto de ejecución material	43.066,65
13 % de gastos generales	5.598,66
6% de beneficio industrial	2.584,00
Suma	51.249,31
21% IVA	10.762,36
Presupuesto de ejecución por contrata	62.011,7