# PROYECTO FIN DE CARRERA

## ANEXO I

# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y DE BIOMASA EN UNA EXPLOTACIÓN DE CERDAS REPRODUCTORAS EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE TORRES DE ALCANADRE (HUESCA)

# VIABILITY ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC AND BIOMASS INSTALATION IN A SOW FARM AT THE MUNICIPAL TERM OF TORRES DE ALCANADRE (HUESCA)


Autor/es

Juan Viñuales del Egido

Director/es

Hugo Malón

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



Año 2017

**ÍNDICE**

**ANEJO Nº I Introducción .....0**

1.0 Resumen ejecutivo ..... 1

2.0 Objetivo, Justificación y utilidad. ..... 2

3.0 Alcance ..... 2

4.0 Especificaciones básicas ..... 3

4.1 Descripción del proceso de auditoría energética. ..... 3

4.2 Resultado de la auditoría energética. ..... 4

4.2.1 Descripción de instalaciones y procesos. ..... 4

4.2.2 Análisis del edificio y de las instalaciones. ..... 6

4.2.3 Consumos energéticos. ..... 11

4.2.3.1 Electricidad ..... 12

4.2.3.2 GLP (Gas Licuado de Petróleo) ..... 13

5.0 Análisis de alternativas. ..... 14

5.1 Mejora de la eficiencia energética en las instalaciones existentes. ..... 14

5.1.1 Reducción de la potencia contratada. ..... 14

5.1.2 Mejorar aislamiento cerramientos. ..... 14

5.1.3 Mejorar asilamiento conductos. ..... 14

5.1.4 Mejores prácticas de limpieza y mantenimiento. ..... 14

5.2 Sustitución de fuentes de energía convencional por renovables ..... 15

5.2.1 Energías solar térmica de apoyo para calefacción. ..... 15

5.2.2 Sustitución de las actuales calderas de GLP por calderas de biomasa. ..... 15

5.2.3 Instalación de paneles fotovoltaicos para iluminación y accionamiento de motores. ..... 16

**ANEJO Nº II El sector de la biomasa .....17**

1.0 Descripción del sector ..... 18

2.0 Situación actual ..... 19

2.1 En el mundo. ..... 19

2.2 En Europa. ..... 19

2.3 En España. ..... 21

3.0 Escenario fututo ..... 22

**ANEJO Nº III Origen y usos de la biomasa ..... 24**
1.0 La biomasa como combustible alternativo ..... 25
2.0 Origen y composición de los residuos. ..... 27
2.1 Residuos forestales ..... 27
2.2 Residuos agrícolas leñosos ..... 28
2.3 Residuos agrícolas herbáceos ..... 28
2.4 Residuos industriales forestales ..... 28
2.5 Cultivos energéticos. ..... 28
3.0 Usos y aplicaciones. ..... 28

**ANEJO Nº IV Caracterización de los biocombustibles ..... 30**
1.0 Tipos de biomasa ..... 31
2.0 Características de los biocombustibles. ..... 31
2.1 Pellets de madera. ..... 31
2.2 Astillas de madera. ..... 34
2.3 Residuos agroindustriales (Cáscara de almendra, Hueso de aceituna). ..... 35
2.4 Combustibles tradicionales. (Leña y briquetas) ..... 35
3.0 Especificaciones de los combustibles sólidos. ..... 36
3.1 Pellets de madera. ..... 37
3.2 Astillas de madera ..... 38
3.3 Residuos agroindustriales (Hueso de aceituna) ..... 39
3.4 Combustibles tradicionales (Leña y briquetas). ..... 40
4.0 Forma de comercialización. ..... 41
5.0 Forma de distribución. ..... 42
6.0 Forma de transporte ..... 43

**ANEJO Nº V Selección de biocombustible ..... 45**
1.0 Selección del biocombustible ..... 46
1.1 Consideraciones según biocombustible. ..... 46
1.1.1 Pellets de madera. ..... 46
1.1.2 Astillas de madera. ..... 47
1.1.3 Residuos agroindustriales ..... 47
1.1.4 Leña y briquetas ..... 48

**ANEJO Nº VI Instalaciones de biomasa ..... 49**
1.0 Estructura de una instalación de combustión de biomasa ..... 50
1.1 Almacenamiento de combustible ..... 50
1.2 Transporte de la biomasa al equipo de combustión. ..... 54
1.3 Tipos de equipos y cámaras de combustión. ..... 56
1.3.1 Características de cada sistema de combustión. ..... 57
1.3.1.1 Sistema de parrilla. ..... 57
1.3.1.2 Hogares rotativos ..... 58
1.3.1.3 Quemadores de tornillo ..... 58
1.3.1.4 Cámaras torsionales ..... 59
1.3.1.5 Combustión en lecho fluido. ..... 59
1.4 Calderas. ..... 61
1.5 Recuperadores auxiliares de calor. ..... 62
1.6 Extracción de ceniza. ..... 63
1.7 Chimenea y depuración de gases. ..... 64

**ANEJO Nº VII Dimensionado ..... 66**
1.0 Necesidades previas. ..... 67
1.1 Necesidades térmicas de la explotación. ..... 67
1.2 Elección de biocombustible. ..... 69
1.3 Necesidades de biocombustible. ..... 70
1.4 Dimensionado del almacenamiento. ..... 71
1.5 Selección de la caldera. ..... 72
1.6 Potencia de la caldera. ..... 73
1.7 Dimensionado de la extracción de cenizas. ..... 74

**ANEJO Nº VIII Viabilidad económica ..... 75**
1.0 Introducción **..... 76**
2.0 Estudio económico. **..... 76**
2.1 Precio del GLP ..... 76
2.2 Precio del pellet. ..... 77
2.3 Préstamo financiero. ..... 78
2.4 Índices de rentabilidad. ..... 79

3.0 Presupuesto. **81**
3.1 Caldera alta eficiencia de GLP. 81
3.1.1 Resumen del presupuesto 81
3.2 Caldera de alta eficiencia de biomasa. 82
3.2.1 Resumen del presupuesto 82
4.0 Cálculo de coste de inversión y amortización. **83**
5.0 Análisis de la inversión **85**
5.1 Caldera de GLP nueva de alta eficiencia. 85
5.1.1 Financiación del 100%. 85
5.1.2 Financiación del 50%. 86
5.1.3 Sin financiación. 87
5.2 Caldera de biomasa de alta eficiencia. 88
5.2.1 Financiación del 100%. 88
5.2.2 Financiación del 50%. 89
5.2.3 Sin financiación 90
5.3 V.A.N y PAYBACK de la inversión. 91
5.3.1 V.A.N 91
5.3.2 Pay Back 93
6.0 Conclusiones **94**

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1 Resumen de procesos, dimensiones y consumos energéticos. ..... 11
Tabla 2 Tabla consumo eléctrico mensual (kW). ..... 12
Tabla 3 Producción de energía primaria con biomasa en la UE.(Mtep)..... 20
Tabla 4 Evolución del mercado de pellets en Europa. Fuente: IDAE ..... 20
Tabla 5 Contribución de cada tecnología renovable en el consumo de energía primaria en España (2009)..... 21
Tabla 6 Demanda energética mundial según tipo de combustible (MTEP). Fuente: World Energy Outlook 2009..... 22
Tabla 7 Inversión anual en energías renovables para la producción de energía a gran escala. Fuente: World Energy Outlook ..... 23
Tabla 8 Poderes caloríficos de residuos agroindustriales. Fuente: CIEMAT ..... 26
Tabla 9 Factor de corrección en función de la humedad. Fuente: IDAE..... 27
Tabla 10 Poder calorífico inferior de varios biocombustibles sólidos..... 31
Tabla 11 Características de los pellets. Fuente: IDEA y normas DIN Y ÖNORM 7135..... 32
Tabla 12 Propiedades normativas del proyecto de la norma europea prEN 14961-2..... 32
Tabla 13 Propiedades informativas del proyecto de la norma europea prEN 14961-2..... 33
Tabla 14 Caracterización de astillas recomendadas para calderas de biomasa. Fuente: Especificación técnica europea UNE-EN- 14961:2011..... 34
Tabla 15 Caracterización de la cáscara de almendra. Fuente: IDEA ..... 35
Tabla 16 Caracterización del hueso de aceituna. Fuente: IDAE..... 35
Tabla 17 Características recomendadas para calderas de biomasa. Fuente: Especificación técnica europea UNE-EN - 14961:2011..... 36
Tabla 18 Especificaciones de las propiedades de los pellets. Fuente: UNE-EN-14961:2011..... 37
Tabla 19 Especificaciones de las propiedades de los astillas. Fuente: UNE-EN-14961:2011..... 38
Tabla 20 Especificaciones de las propiedades de los huesos de aceitunas. Fuente: UNE-EN-14961:2011 ..... 39
Tabla 21 Especificaciones de las propiedades de la leña. Fuente: UNE-EN-14961:2011 ..... 40
Tabla 22 Especificaciones de las propiedades de las briquetas. Fuente: UNE-EN-14961:2011 . 41
Tabla 23 Principales formas de comercialización de los biocombustibles sólidos. ..... 42
Tabla 24 Esquema de caldera con parrilla. ..... 58
Tabla 25 Esquema de caldera de biomasa torsional-pulverizado..... 59
Tabla 26 Esquema caldera de lecho fluidizado estacionario. ..... 60
Tabla 27 Esquema de caldera del lecho fluidizado circulante. ..... 60

Tabla 28 Límite de emisiones para calderas de diferentes tipos de biomasa y potencia: Fuente: Normativa UNE-EN 303-5 ..... 65
Tabla 29 Evolución del precio del GLP en los próximos 10 años. ..... 77
Tabla 30 Evolución del precio del pellet en los próximos diez años. ..... 77
Tabla 31 Tipo de interés fijo máximo del crédito ICO según número de plazos. Fuente: ICO ..... 78
Tabla 32 Tasa de variación anual del IPC. Fuente: INE (Instituto Nacional de Estadística) ..... 80
Tabla 33 Coste anual del combustible según tipo de caldera. ..... 83
Tabla 34 Evolución del ahorro de combustible durante un periodo de 10 años. ..... 83
Tabla 35 Comparativa de los periodos de amortización según el tipo de caldera a instalar ..... 84
Tabla 36 Flujos de caja con el 100% de financiación. ..... 85
Tabla 37 V.A.N. de la inversión con el 100% de financiación. ..... 85
Tabla 38 Flujos de caja con el 50% de financiación ..... 86
Tabla 39 V.A.N. de la inversión con el 50% de financiación. ..... 86
Tabla 40 Flujos de caja con el sin financiación. ..... 87
Tabla 41V.A.N. de la inversión sin financiación. ..... 87
Tabla 42 Flujos de caja con el 100% de financiación. ..... 88
Tabla 43 V.A.N. de la inversión con el 100% de financiación. ..... 89
Tabla 44 Flujos de caja con el 50% de financiación ..... 89
Tabla 45 V.A.N. de la inversión con el 50% de financiación. ..... 89
Tabla 46 Flujos de caja sin financiación. ..... 90
Tabla 47 V.A.N. de la inversión sin financiación ..... 90

**ÍNDICE DE GRÁFICAS**

Gráfica 1 Tª Media Mínima en el periodo 2003-2011 en Torres de Alcanadre. Fuente: Oficina del regante de Aragón ..... 67
Gráfica 2 Tª Media en el periodo 2003-2011 en Torres de Alcanadre. Fuente: Oficina del regante de Aragón ..... 68
Gráfica 3 Tª media Máxima en el periodo 2003-2011 en Torres de Alcanadre. Fuente: Oficina del regante de Aragón ..... 68
Gráfica 4 Evolución del precio del pellet de madera 2000 - 2013. Fuente: Propellets Austria. ..... 69
Gráfica 5 Evolución del precio del GLP. ..... 76
Gráfica 6 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (100 % financiación) ..... 91

Gráfica 7 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (50 % financiación) ..... 92
Gráfica 8 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (Sin financiación) ..... 92
Gráfica 9 Pay Back de la inversión de la caldera de GLP. ..... 93
Gráfica 10 Pay Back de la inversión de la caldera de biomasa..... 93

**ÍNDICE DE ILUSTRACIONES**

Ilustración 1 Vista aérea de la ubicación de la explotación en Torres de Alcanadre (Huesca)..... 4
Ilustración 2 Vista catastral de la explotación ganadera en Torres de Alcanadre (Huesca). ..... 5
Ilustración 3 Diagrama de flujo de ventilación de la nave de parto-transición. ..... 6
Ilustración 4 Naves de Cubrición control - Gestación A y B ..... 6
Ilustración 5 Interior zona de partos y zona de gestación nave A. ..... 7
Ilustración 6 Interior sala de transición de la nave A. ..... 7
Ilustración 7 Interior sala de cubrición-control y macho de recela en la nave B. ..... 8
Ilustración 8 Exterior de la nave de partos C. ..... 8
Ilustración 9 Pasillo interior y sala de transición de la nave C de partos. ..... 9
Ilustración 10 Exterior e interior de la nave de gestación D. ..... 10
Ilustración 11 Exterior e interior de la nave de cuarentena E..... 10
Ilustración 12 Fosa de almacenamiento de purines. (G)..... 11
Ilustración 13 Depósito con capacidad para 4000 litros de GLP. ..... 13
Ilustración 14 Caldera de gas Ferroli PEGASUS56 LN..... 81
Ilustración 15 Resumen del presupuesto de la instalación de la nueva caldera de GLP. ..... 81
Ilustración 16 Caldera de biomasa D`Alessandro CS-60. ..... 82
Ilustración 17 Resumen del presupuesto de la instalación de la caldera de biomasa..... 82

# ANEJO Nº I

# Introducción

## 1.0 Resumen ejecutivo

El presente proyecto plantea y pretende resolver la nueva problemática energética existente en la mayoría de las explotaciones de reproducción de porcino como consecuencia del alza en los costes energéticos asociados a su manejo. Desde el punto de vista operativo, estas explotaciones se caracterizan por un régimen de funcionamiento continuo durante todo el año y por unos elevados consumos energéticos, tanto térmicos como eléctricos, destinados principalmente a la consecución de unos determinados parámetros de confort, cuyo objetivo es la optimización y maximización de la productividad del proceso.

A partir del estudio de una de estas instalaciones de reproducción porcina, localizada en término municipal de Torres de Alcanadre (Huesca), se realiza un diagnóstico de viabilidad ante la posibilidad de instalación de una caldera de biomasa para satisfacer las necesidades térmicas de lechones y madres durante todas las etapas de crecimiento, y una instalación solar fotovoltaica que busca la producción de electricidad con el fin de reducir los costes eléctricos asociados al alumbrado y al funcionamiento de motores y ventiladores para la refrigeración del ganado porcino.

Las propuestas de sustitución de fuentes energéticas convencionales por renovables parten de la premisa de aprovechar los recursos naturales más abundantes y de más fácil captación en la zona, como son la radiación solar y en menor medida la biomasa vegetal. Por ello, mediante la aplicación de los sistemas citados anteriormente, se producirían ahorros energéticos y por tanto económicos respecto a la situación actual.

## 2.0 Objetivo, Justificación y utilidad.

El presente proyecto tiene como objetico la reducción del consumo energético y el ahorro económico derivados de la actividad de la granja de reproducción porcina localizada en el término municipal de Torres de Alcanadre, en la provincia de Huesca.

Las explotaciones ganaderas como la estudiada en este trabajo, destinadas a la reproducción y cría de cerdos, plantean aspectos diferenciales con respecto a las explotaciones dedicadas únicamente al engorde porcino, ya que los procesos de fecundación, reproducción y cría tienen unos requerimientos especiales tanto a nivel de higiene como de climatización. Esto supone que los consumos energéticos en este tipo de instalaciones sean especialmente elevados.

La utilidad del proyecto pretende ser la optimización del uso/consumo de los recursos energéticos a efectos de conseguir un ahorro del consumo energético, de la factura energética y por consiguiente una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

## 3.0 Alcance

El desarrollo del proyecto comprende, en primer lugar, la realización de un muestreo de los consumos energéticos en la explotación ganadera elegida, principalmente mediante la revisión del coste de combustibles fósiles como el GLP utilizado para el calentamiento de la explotación; y los costes eléctricos asociados al funcionamiento de motores y ventiladores.

A partir de los datos obtenidos durante el proceso de muestreo se parametriza el comportamiento energético de las explotación ganadera con el fin de identificar los patrones de consumo habituales.

Las medidas de mejora de eficiencia energética no serán tanto de tipo primario, tales como acciones sobre cerramientos y aislamientos, sino de tipo secundario y terciario, tales como optimización de los dispositivos consumidores de energía e implementación de sistemas de control y automatización de los procesos e instalaciones, respectivamente.

El alcance de las propuestas de sustitución de fuentes energéticas convencionales por renovables contenidas en este proyecto, será el dimensionado básico y la valoración económica de dichas instalaciones.

No entra dentro del alcance de este proyecto la ejecución de las medidas prescritas, así como tampoco la ingeniería de detalle de instalaciones ni su implementación.

**4.0 Especificaciones básicas**

Las especificaciones básicas del proyecto se determinan a partir de la información recopilada durante el proceso de auditoría.

**4.1 Descripción del proceso de auditoría energética.**

El objetivo de la Auditoría Energética es obtener una "fotografía", lo más fiel posible a la realidad, de la situación energética actual de la explotación ganadera estudiada y plantear posibles alternativas que contribuyan a la mejora de la eficiencia energética y a la reducción de consumos energéticos.

La auditoría se estructura en tres etapas, a saber:

**1 - Preparación de la auditoría:** consiste en la recopilación de información sobre las características constructivas y operativas de las actuales instalaciones, así como la elaboración del guión de la visita de campo y la definición de los útiles de medida/registro necesarios para la misma.

En esta fase preliminar se obtiene, por parte de la propiedad, el plano general de la explotación, los datos de consumos y costes energéticos (facturas de electricidad y GLP), al igual que algunos detalles constructivos.

**2 – Visita de campo:** Dicha visita tiene una estructura tipo "walk-through", guiada por el encargado de la explotación, quien describe la operativa de la misma, proporciona información relativa a necesidades energéticas en las diferentes zonas y explica los procesos que tienen relación con el consumo energético.

La visita consta de una primera fase en la que se recibe una explicación del proceso que se lleva a cabo en la explotación y una segunda etapa de recorrido por las diferentes instalaciones, dedicando más tiempo a aquellas cuyo consumo energético es más importante.

La visita permite identificar las zonas donde se desarrollan los distintos procesos con consumos energéticos destacables, visualizar las necesidades térmicas y eléctricas, comprender, analizar y recoger datos de las instalaciones, observar debilidades y potencialidades de las mismas y la observación de las prácticas y procesos.

**3 – Interpretación de datos:** La información recogida en las etapas previas es ordenada y agrupada con el fin de hacer un estimación de los balances energéticos de las instalaciones.

## 4.2 Resultado de la auditoría energética.

### 4.2.1 Descripción de instalaciones y procesos.

La explotación ganadera objeto de estudio se sitúa en el término municipal de Torres de Alcanadre (Huesca), en un entorno rural, ocupando una superficie total de 7607 m2. La fotografía aérea de la explotación y sus coordenadas geodésicas pueden apreciarse en la siguiente imagen:

Ilustración 1 Vista aérea de la ubicación de la explotación en Torres de Alcanadre (Huesca).

La actividad principal de la explotación es la fecundación de cerdas y producción de lechones para su posterior selección y traslado a granjas de engorde de la misma empresa (Vall Company). La reproducción se lleva a cabo totalmente mediante inseminación artificial, con el fin de mejorar la eficiencia y la calidad del producto.

La explotación tiene un total de 500 hembras paridoras, que se renuevan a un ritmo de 10 plazas mensuales, siendo la ¨Vida útil¨ de cada hembra, que realiza 7 partos, de unos 2 años y medio. Como subproducto, se descartan unas 100 cerdas adultas/año que se llevan al matadero.

A nivel energético el proceso se alimenta de electricidad para iluminación y accionamientos (motores, ventiladores, neveras), y de GLP para la caldera.

En cuanto al proceso de cría las principales entradas son: el alimento, el semen seleccionado (procedente de laboratorio de Vall Company) como punto de partida del proceso de reproducción, el agua empleada para beber y limpiar.

En el plano general que se muestra a continuación, se puede observar la situación de la finca y la disposición de los edificios en los que se desarrolla la actividad.

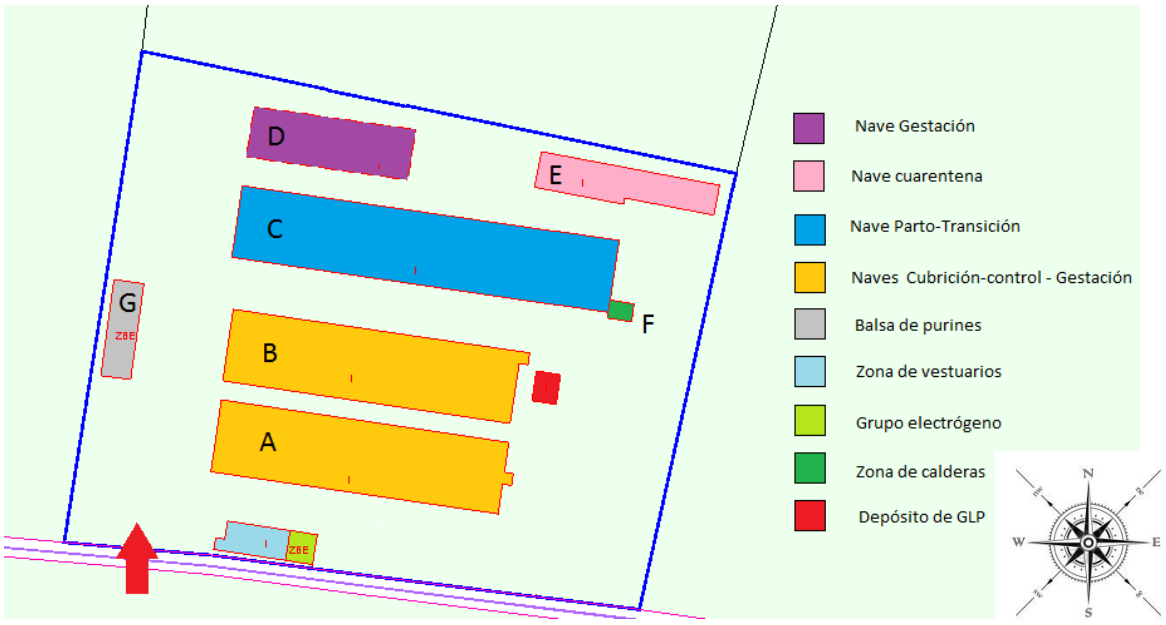



**Ilustración 2 Vista catastral de la explotación ganadera en Torres de Alcanadre (Huesca).**

En el plano se puede observar que el acceso a la finca se sitúa a lo largo del camino Berbegal orientado en dirección Este, quedando las fachadas de los edificios orientadas al sur.
La explotación está dividida en 2 partes diferenciadas; en la zona inferior encontramos 2 edificios destinados a la cubrición y gestación, mientras en la zona superior se encuentra la nave dedicada al parto y la transición, a la cual llegan las cerdas gestantes 1 semana antes del parto y una nueva zona de gestación con capacidad para 100 cerdas.

La explotación está dimensionada para el manejo de 500 cerdas reproductoras al año y cumple con las condiciones de bienestar animal impuestas por la Unión Europea **(Directiva 2008/120/CE**) por la cual la cerdas gestantes no están confinadas en un espacio reducido, sino que conviven con otras cerdas y su movimiento es libre.
Todas las naves poseen un sistema de alimentación automático mediante tornillo sinfín que facilita y aumenta la eficiencia del manejo de la explotación.

La zona de Cubrición control – Gestación está climatizada para la reducción de las altas temperaturas en los meses de primavera y verano, sin embargo, no posee calefacción debido a que las necesidades térmicas de las cerdas gestantes no son tan elevadas y pueden alcanzarse gracias a la producción propia de calor.

La nave de parto y transición, subdividida en boxes para la gestión de las cerdas mediante lotes, posee además del sistema de climatización un sistema de calefacción mediante placas calefactoras debido a las altas exigencias térmicas de los lechones durante los primeros días de vida.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de ventilación para la nave de maternidad:

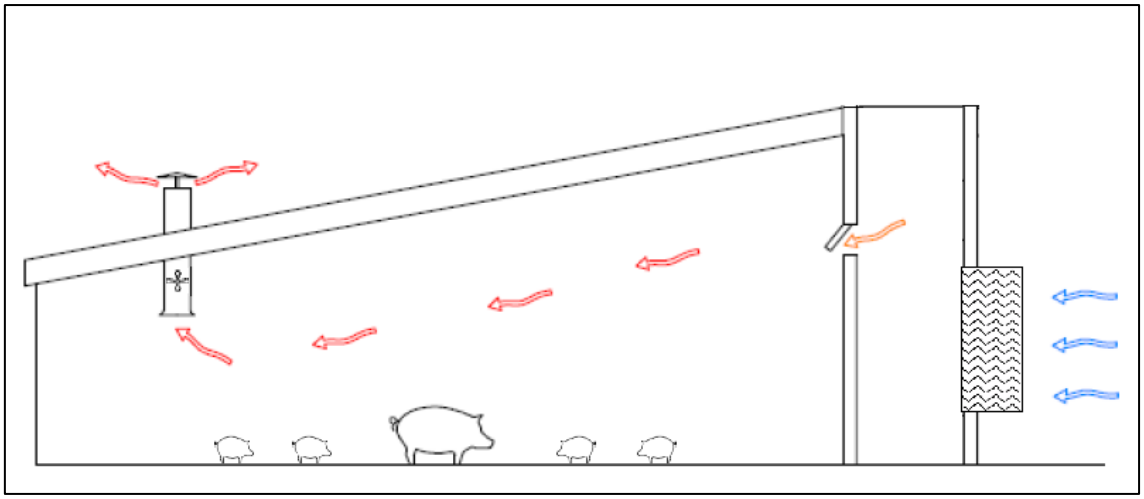


Ilustración 3 Diagrama de flujo de ventilación de la nave de parto-transición.

### 4.2.2 Análisis del edificio y de las instalaciones.

**- Naves de Cubrición-control y gestación (A y B):** Estas naves, construidas en bloque de hormigón y con techo inclinado bajo de 2,5 m y cubierta de teja con cámara de aire, miden 50 m de largo cada una y 12 m de ancho, abarcando una superficie total de 1200 m2.

Ilustración 4 Naves de Cubrición control - Gestación A y B

La nave inferior (A) está subdividida a su vez en 3 zonas separadas físicamente por tabiques de

ladrillo. La nave consta de una primera zona de gestación para 100 cerdas, agrupadas en grupos de 5 cerdas por cada box. La segunda zona es la parte de paritorios, habilitada para 36 cerdas y la última parte, es la zona de transición con capacidad para 200 plazas.

Ilustración 5 Interior zona de partos y zona de gestación nave A.

Ilustración 6 Interior sala de transición de la nave A.

La nave superior (B) es está dividida en 2 zonas; una zona de cubrición en la cual las cerdas reproductoras se encuentran inmovilizadas y se utiliza un macho de recela para mejorar la detección del celo; y una zona de gestación donde las cerdas se encuentran agrupadas con otras 4 cerdas gestantes con un grado de gestación similar. Hay 24 plazas para inseminación y 240 plazas para gestación, agrupadas en boxes de 4 cerdas. No requiere calefacción pero si humidificación en verano.

Ilustración 7 Interior sala de cubrición-control y macho de recela en la nave B.

**- Nave de parto y transición (C):** Esta nave con un total de 640 m2 de superficie (64x10 m) construida en bloques de termoarcilla de 40x20x20 cm y lavados con mortero, con techo bajo de 2,5 m y cubierta de teja con cámara de aire, alberga la principal actividad del proceso productivo de la explotación ganadera. A esta nave las cerdas ingresan una semana antes del parto, tienen lugar los partos de los lechones y su posterior lactancia hasta el momento en que son destetados (21 días).

Ilustración 8 Exterior de la nave de partos C.

La nave se haya dividida en 11 salas calefactadas mediante suelo radiante y tienen un pasillo que se utiliza como zona de precalentamiento del aire.
El aire de renovación se introduce a partir de los paneles humidificadores mediante depresión forzada a través de compuertas regulables de acceso de aire a salas de partos. Dicha depresión es generada por unos extractores ubicados en el interior de cada sala de maternidad. La apertura de las ventanas y el accionamiento del extractor de regula automáticamente mediante un sistema informático.

Ilustración 9 Pasillo interior y sala de transición de la nave C de partos.

Hay 5 salas de partos 9x5 m con capacidad para 12 parteras cada una de ellas. Adosada a esta nave pero independiente de la misma se halla **la sala de calderas (F),** con una superficie de 4x3 m, y el sistema informático encargado de la regulación de la temperatura en cada una de las salas de parto se haya instalado en la entrada a cada una de las salas. La iluminación se realiza mediante fluorescentes de 58W.

Dentro de ese mismo edificio existen 6 salas (9x5 m) de transición también calefactadas, mediante placa radiante donde se alimenta a los lechones tras el destete durante 35-40 días hasta que alcanzan un peso de 18-20 Kg. Las 6 salas están subdivididas en 12 boxes cada una tienen capacidad para 1500 lechones.

**- Nave de gestación (D):** Esta nave, construida mediante placas de hormigón prefabricado tiene unas dimensiones de 30x8 m y una altura de 2,5 m, el techo es aislante, mediante paneles tipo sándwich. Tiene una capacidad para 100 cerdas gestantes, las cuales se encuentran agrupadas en lotes de 12 cerdas por cada box.

Ilustración 10 Exterior e interior de la nave de gestación D.

**- Nave de cuarentena (E):** Ésta nave está construida en bloque de hormigón y tejado de teja. En esta nave se encuentran localizadas las cerdas para reposición. Tiene una capacidad de hasta 60 cerdas agrupadas en grupos de 10. Estas cerdas son renovadas cada 4 meses y son suministradas por la empresa Vall Company.

Ilustración 11 Exterior e interior de la nave de cuarentena E.

**- Fosa de almacenamiento de purines (G)**: A fin de cumplir con las normativas sanitarias para este tipo de explotaciones, se dispone de una fosa de hormigón estanca y excavada en tierra de 420 m3 de capacidad. Dicha fosa comunica con todas las dependencias generadoras de purines por medio de tuberías de PVC colocadas en zanjas corridas. Las dimensiones de la fosa son de 20x6x3,5 m y esta perimetralmente vallada para evitar posibles caídas.

Ilustración 12 Fosa de almacenamiento de purines. (G)

### 4.2.3 Consumos energéticos.

En la siguiente tabla se resumen los procesos, dimensiones y tipos de consumo energético que tienen lugar en los diferentes edificios de la explotación:

| EDIFICIO | SUPERFICIE | OCUPACIÓN | NECESIDADES ENERGÉTICAS | |
|---|---|---|---|---|
| | M2 | Nº CERDOS | ELÉCTRICAS | TÉRMICAS |
| Cubrición | 200 | 500 | Luz + Humidificación | |
| Gestación | 1440 | 500 | Luz + Humidificación | |
| Maternidad | 640 | 60 | Luz + Humidificación | Calefacción |
| Transición | 640 | 1500 | Luz + Humidificación | Calefacción |

Tabla 1 Resumen de procesos, dimensiones y consumos energéticos.

#### 4.2.3.1 Electricidad

Las actuales necesidades eléctricas se cubren mediante una acometida eléctrica de BT con una potencia contratada de 30 kW. Por parte de la propiedad se obtiene las facturas eléctricas correspondientes a todo un año de funcionamiento.

Las facturas permiten graficar el comportamiento del consumo eléctrico en la explotación y obtener algunas conclusiones y recomendaciones al respecto.

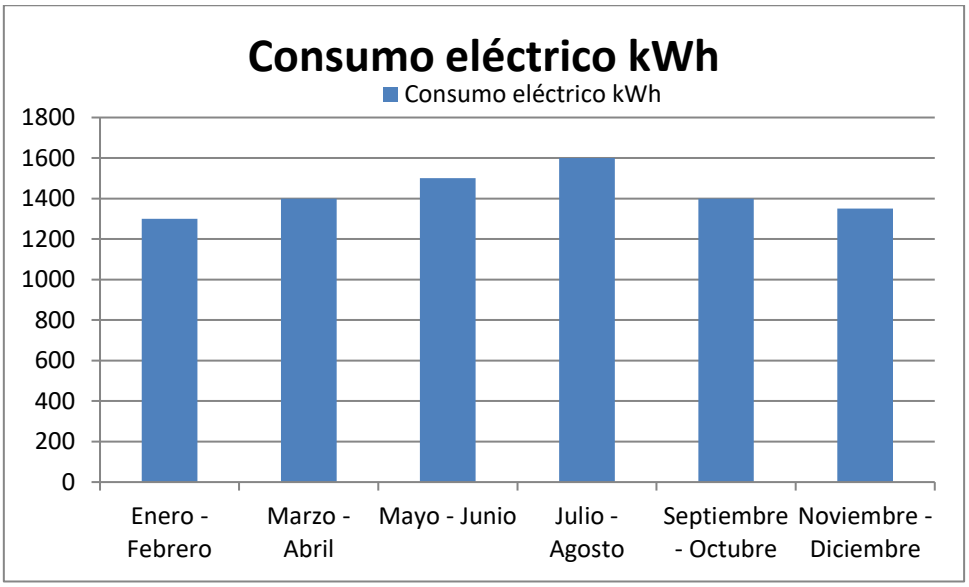



Tabla 2 Tabla consumo eléctrico mensual (kWh).

El consumo anual es de 8550 kWh, y se distribuye tal como se muestra en el gráfico, con un máximo en el mes de julio-Agosto cercano a los 1600 kWh, que es cuando más electricidad se consume por el intensivo funcionamiento de la ventilación/humidificación.

Finalmente en cuanto al empleo de la electricidad, al tratarse de una explotación con relativo bajo consumo y tener poco personal, los hábitos de consumo son los adecuados, demostrándose que las luces y máquinas se emplean sólo cuando son necesarias y permanecen correctamente apagadas cuando no lo son.

#### 4.2.3.2 GLP (Gas Licuado de Petróleo)

La calefacción utilizada en toda la explotación se obtiene a partir de una caldera de GLP Ferroli Pegasus F2, con una antigüedad de 15 años. Se ubica próxima a la nave de maternidad y transición, con una potencia instalada de 56 kW nominales. La calefacción de la nave se realiza mediante el uso de placas de suelo radiantes sobre las que se montan los lechones.

El consumo anual de GLP es de 45.000 litros (2012), siendo el precio medio durante el periodo de 0,77 €/l, suponiendo un gasto anual de 35000 €.

No existe un gráfico donde se detallen los consumos mensuales debido a que se consume el GLP dependiendo de las condiciones ambientales, y se lleva a cabo la recarga del depósito de GLP cuando este se encuentra próximo a acabarse.

Teniendo en cuenta el hecho de que el mayor consumo energético, tanto eléctrico como de GLP, se produce en la naves de maternidad y transición, se opta por restringir el ámbito de la estudio y las acciones derivadas al edificios mencionado.

**Ilustración 13 Depósito con capacidad para 4000 litros de GLP.**

## 5.0 Análisis de alternativas.

A partir de la visita a la explotación ganadera, y tras analizar los datos tanto de consumos eléctricos como térmicos, cabe plantearse una serie de mejoras que se pueden clasificar en dos grandes grupos o niveles de acción. Por un lado todas aquellas medidas que, implementadas sobre las instalaciones existentes, contribuyan a una reducción de los gasto energético. Por otro lado, las acciones de sustitución de fuentes energéticas convencionales por renovables.

## 5.1 Mejora de la eficiencia energética en las instalaciones existentes.

La aplicación de las medidas propuestas a continuación es relativamente sencilla y, no supone grandes inversiones y tienen buenos resultados a nivel de mejora de la eficiencia.

### 5.1.1 Reducción de la potencia contratada.

- Solicitar a la compañía la lectura mensual, en relación al periodo de facturación para obtener lectura de maxímetro y realizar un buen seguimiento del consumo.

### 5.1.2 Mejorar aislamiento cerramientos.

Aislar correctamente las paredes, puertas, ventanas y lucernarios para reducir las pérdidas a través de estos elementos.

### 5.1.3 Mejorar asilamiento conductos.

Aislar correctamente los tubos que conducen el agua de calefacción hacia las placas calefactoras.

### 5.1.4 Mejores prácticas de limpieza y mantenimiento.

Se recomienda la realización de un sencillo plan de mantenimiento en el que se incluyan las acciones a realizar y revisiones del sistema, así como las tareas de limpieza de los equipos. Dicho plan no será más que una lista de las tareas, que incluya la periodicidad y el responsable de realizarlas.
La empresa que realiza la revisión de la caldera debería realizar un análisis de los gases y certificar el rendimiento de las calderas, así como la revisión del resto de elementos del circuito de calefacción. Debería realizarse un registro del mantenimiento que incluya un

histórico de incidencias.
Los aerotermos y extractores deberían ser limpiados una vez al año para no ver reducida su eficiencia.

### 5.2 Sustitución de fuentes de energía convencional por renovables

Estudio de la modificación de los principios de generación de energía, mediante el uso complementario de energías renovables, considerando las más adecuadas para el caso de la explotación de Torres de Alcanadre.

#### 5.2.1 Energías solar térmica de apoyo para calefacción.

El consumo energético más importante de las instalaciones de la explotación es el consumo de GLP en las calderas para calentar la nave de transición-maternidad. Se hace mediante suelo radiante para la calefacción por contacto de los lechones.

El apoyo solar térmico a los sistemas de calefacción es una solución ampliamente extendida para lograr un ahorro tanto del consumo de combustible de origen fósil como de las emisiones de CO2 a la atmósfera.

#### 5.2.2 Sustitución de las actuales calderas de GLP por calderas de biomasa.

Dado el gran consumo que se hace de GLP en esta explotación para la calefacción de las naves, tiene sentido estudiar la sustitución del sistema de GLP por otro basado en biomasa de pellets o de astillas, mediante calderas de biomasa, ya que se trata de un sistema de calefacción limpio de emisiones neutras de CO2, cuya instalación cuenta con una subvención y con un precio específico de combustible (€/MJ) inferior al del gasoil.

Puesto que la caldera de la nave de transición-maternidad tiene un rendimiento muy bajo (65%), y en consecuencia un gran consumo, se decide estudiar su posible sustitución. Las opciones que se plantean son la sustitución de la caldera actual por una nueva caldera de GLP de alto rendimiento, o bien por una caldera de biomasa.
Partiendo de la base de la demanda térmica de la nave de transición-maternidad de 45.000 litros GLP/año
Para empezar se debe dimensionar la caldera teniendo en cuenta la temperatura máxima necesaria de la sala a calefactar y la temperatura del día más frío del año.

### 5.2.3 Instalación de paneles fotovoltaicos para iluminación y accionamiento de motores.

La explotación posee un consumo eléctrico medio bastante estabilizado a lo largo del año. El uso de paneles solare puede ser una buena opción debido a que los mayores requerimientos energéticos se producen en los momentos en los que la radiación solar es más intensa y prolongada, es decir, en las estaciones de primavera y verano.

Existen tres posibilidades a la hora de dimensionar e instalar los paneles fotovoltaicos. Una instalación aislada capaz de abastecerse ella a misma a toda la explotación; una instalación asistida por la red capaz de abastecer en determinados periodos las demandas energéticas de la explotación pero que está conectada a la red eléctrica para otros momentos; y una instalación interconectada a red, que vende y compra luz dependiendo de la demanda existente en cada momento.

La instalación será dimensionada partiendo de los consumos eléctricos mensuales a lo largo de todo el año.

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº II

# El sector de la biomasa

**1.0 Descripción del sector**

Dentro del sector biomasa se engloba toda materia orgánica susceptible de aprovechamiento energético, en concreto la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), utiliza la definición de la Especificación Técnica Europea CEN/TS 14588 para catalogar la "biomasa" como "todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización". Este hecho implica que los recursos de biomasa provengan de fuentes muy diversas y heterogéneas. Además, esta heterogeneidad, y las tecnologías disponibles o en desarrollo, permiten que los productos energéticos obtenidos puedan sustituir a cualquier energía convencional, ya sea un combustible sólido, líquido o gaseoso, tanto en usos térmicos como en usos eléctricos.

De acuerdo con su procedencia podemos establecer los siguientes subsectores:

- **Forestal**: sector productor de biomasa generada en los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales. Vinculado directamente con el sector forestal y sus actividades en los montes.

- **Agrícolas**: sector productor de biomasa generada en las labores de cultivos agrícolas, leñosos y herbáceos, tanto en las labores de poda de árboles como en la cosecha y actividades de recogida de productos finales. Vinculado directamente con el sector agrícola y sus actividades.

- **Industrial forestal y agrícola**: sector productor de biomasa a partir de los productos, subproductos y residuos generados en las actividades industriales forestales y agrícolas. Vinculado directamente con los sectores industriales mencionados. También puede considerarse en este apartado la biomasa de parte de la madera recuperada.

- **Cultivos energéticos:** sector productor de biomasa a partir de cultivos y/o aprovechamientos (árbol completo) de especies vegetales destinados específicamente a la producción para uso energético. Vinculado tanto con el sector forestal como con el sector agrícola.

De acuerdo con sus usos pueden utilizarse tanto para usos térmicos como para usos eléctricos, de esta forma podemos realizar una segunda división según su aplicación:

- **Biomasa térmica:** aplicaciones tecnológicas dedicadas al suministro de calor para calefacción, producción de ACS y/o procesos industriales. Esta claramente dividida en aplicaciones para edificios y otros y aplicaciones para procesos industriales.

Los tipos de biomasa más comunes en los usos térmicos proceden de las industrias agrícolas (huesos de aceitunas y cascaras de frutos secos), de las industrias forestales (astillas, virutas,…) y de actividades silvícolas y de cultivos leñosos (podas, leñas,…). Estos materiales se pueden

transformar en pellets y briquetas, astillas molturadas y compactadas que facilitan su transporte, almacenamiento y manipulación.

• **Biomasa eléctrica:** aplicaciones para generación de energía eléctrica tanto de forma exclusiva como mediante sistemas de cogeneración o sistemas de co-combustion.

## 2.0 Situación actual

### 2.1 En el mundo.

El desarrollo y operación de los actuales sistemas de producción y consumo necesitan grandes cantidades de energía para mantenerse. El consumo energético en nuestra sociedad aumenta continuamente a pesar de la mejora en la eficiencia de los procesos y de la concienciación del ahorro energético.

Según datos del Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), algunos países pobres obtienen el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles. En África, Asia y Latinoamérica representa la tercera parte del consumo energético y para 2.000 millones de personas es la principal fuente de energía en el ámbito doméstico.
El problema de este uso de biomasa, en ocasiones de supervivencia, es su falta de desarrollo tecnológico y de eficiencia energética, situándose fuera de una planificación sostenible de su aprovechamiento, lo que conlleva la deforestación de grandes áreas con su consecuente grave impacto ambiental asociado.

La biomasa podría ser por tanto el vector energético que permitiera el desarrollo de los países pobres, evitando que el aumento del consumo energético asociado a este desarrollo pusiera en peligro el medio ambiente y la seguridad de abastecimiento energético de nuestra sociedad.

### 2.2 En Europa.

En la Unión Europea, el 54% de la energía primaria de origen renovable procede de esta fuente, sin embargo sólo supone el 4% sobre el total energético. En concreto, cinco países aportan el 56,7% de la energía primaria producida con biomasa: Francia, Suecia, Alemania, Finlandia y Polonia. Los principales consumidores de biomasa (consumo “per cápita”) son los países nórdicos y bálticos, junto con Austria, encabezados por Finlandia.
En general, en torno al 83% se destina a usos térmicos y el 17% a la producción de electricidad.

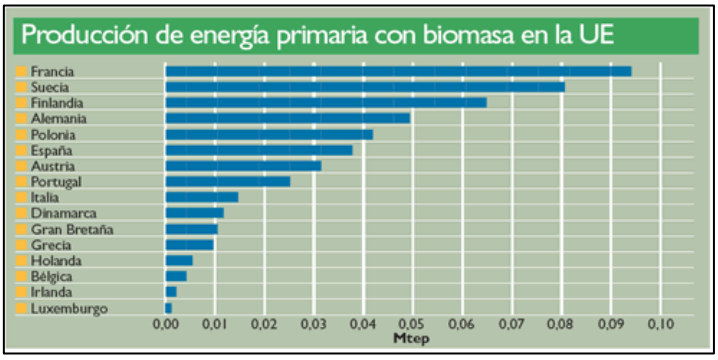



Tabla 3 Producción de energía primaria con biomasa en la UE.(Mtep)

TEP son las siglas de ¨Tonelada Equivalente de petróleo¨. Es una cantidad que nos indica la energía que se puede obtener de una tonelada de petróleo. Como la composición del petróleo es variable, se ha escogido una cifra media expresada en Julios que es:

1 TEP = 11,630 KWh

Por su importancia cualitativa, merece la pena destacar que las aplicaciones para calefacción y ACS abastecidas con pellets son una práctica habitual en muchos países europeos. En algunos de ellos, el crecimiento en la instalación de calderas de biomasa ha sido muy significativo desde el año 2004. Así podemos observar como se ha producido un gran crecimiento en el consumo de pellets

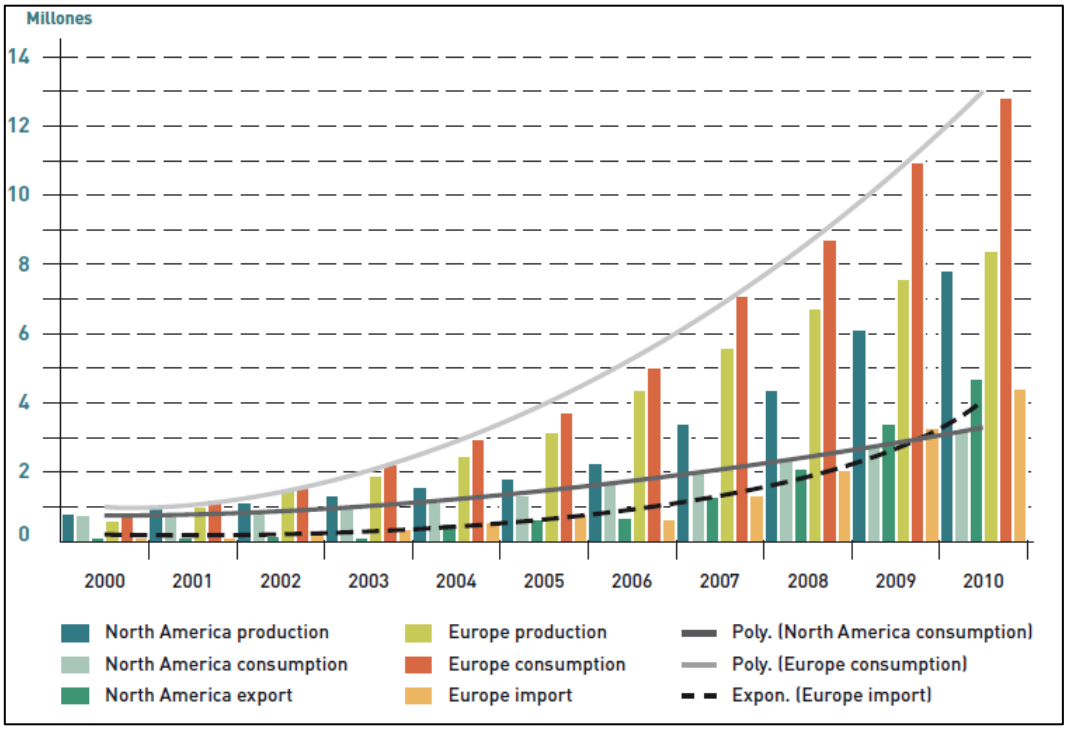



Tabla 4 Evolución del mercado de pellets en Europa. Fuente: IDAE

**2.3 En España.**

En España existe un alto grado de dependencia energética del exterior, ya que una gran parte de la energía primaria consumida a nivel nacional procede de otros países. Por ello, es de gran importancia el consumo de energías renovables, no solo su menor impacto sobre el medio ambiente, sino porque son energías autóctonas que fomentan el desarrollo económico del país.

Los recursos potenciales de biomasa calculados en el Plan de Energías Renovables (PER) se sitúan en torno a los 19.000 ktep, de los cuales, más de 13.000 ktep corresponden a biomasa residual y casi 6.000 ktep a cultivos energéticos. En la actualidad, la biomasa alcanza el 36% de la producción con energías renovables en España, lo que equivale al 2,9% respecto del total de consumo de energía primaria, incluidas las convencionales.

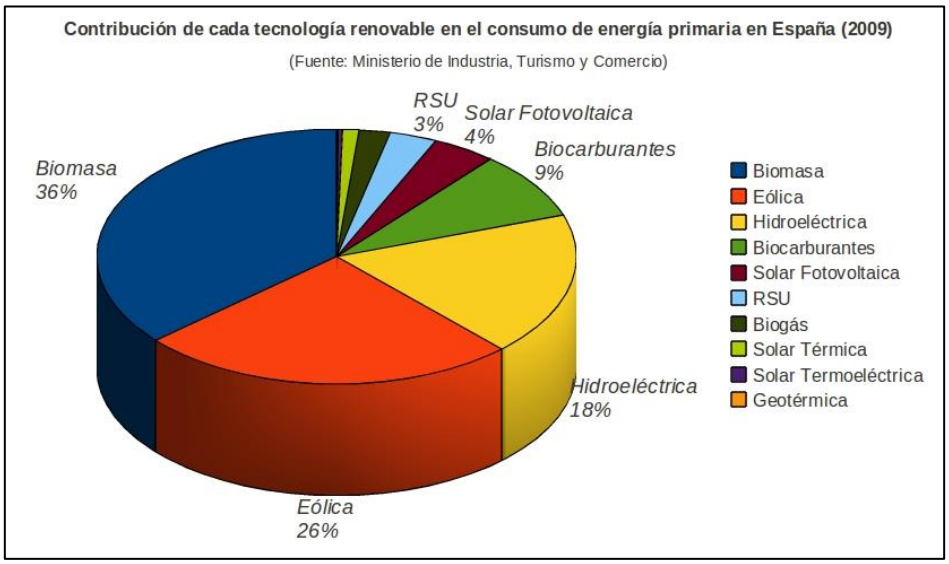



Tabla 5 Contribución de cada tecnología renovable en el consumo de energía primaria en España (2009)

Igualmente, tanto en aplicaciones eléctricas como térmicas los recursos más utilizados son los residuos procedentes de industrias forestales y agrícolas. El escaso aprovechamiento de los residuos agrícolas y de los cultivos energéticos ha motivado los malos resultados de la biomasa en general.

Debido a las circunstancias cambiantes en la actualidad, y la subida de precios de los combustibles convencionales, las necesidades de autosuficiencia energética y los objetivos medioambientales de nuestra sociedad han impulsado el desarrollo de nuevos proyectos tanto de generación eléctrica como de producción de energía térmica. Este hecho unido al desarrollo tecnológico de la biomasa presenta unas expectativas de crecimiento importantes en el sector

de la biomasa en España.

**3.0 Escenario fututo**

La demanda energética primaria global tiene previsto un incremento según el ¨*World Energy Outlook 2009*¨ del 1,5% anual entre los años 2007 al 2030, por lo cual se producirá un alza final del 40%, alcanzando los 16.800 MTEP.

Los combustibles fósiles seguirán siendo la fuente principal para abastecer hasta el 80% de la demanda energética mundial. Sin embargo, las nuevas fuentes de energía renovables sufrirán un gran aumento de su demanda, llegando a doblarse en el caso de la biomasa.

| | 1980 | 2000 | 2007 | 2015 | 2030 | 2007-2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Carbón | 1792 | 2292 | 3184 | 3828 | 4887 | 1,90% |
| Petróleo | 3107 | 3655 | 4093 | 4234 | 5009 | 0,90% |
| Gas | 1234 | 2085 | 2512 | 2801 | 3561 | 1,50% |
| Nuclear | 186 | 676 | 709 | 810 | 956 | 1,30% |
| Hidráulica | 148 | 225 | 265 | 317 | 402 | 1,80% |
| Biomasa | 749 | 1031 | 1176 | 1338 | 1604 | 1,40% |
| Otras renovables | 12 | 55 | 74 | 160 | 370 | 7,30% |
| **Total** | **7228** | **10018** | **12013** | **13488** | **16790** | **1,50%** |

**Tabla 6 Demanda energética mundial según tipo de combustible (MTEP). Fuente: World Energy Outlook 2009**

Agotado el periodo de vigencia del PER 2005-2010 y atendiendo al mandato establecido en la legislación vigente el Gobierno de España ha elaborado un nuevo Plan para el periodo 2011-2020 que tiene como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes de energía renovables en el consumo final bruto del país.

Además según el *escenario 450*, se prevé un aumento de la inversión anual para la producción de energía a gran escala mediante energías renovables durante el periodo 2007-2030, lo que favorecerá una reducción del precio de generación y una mayor rentabilidad en la implantación de éstas tecnologías.

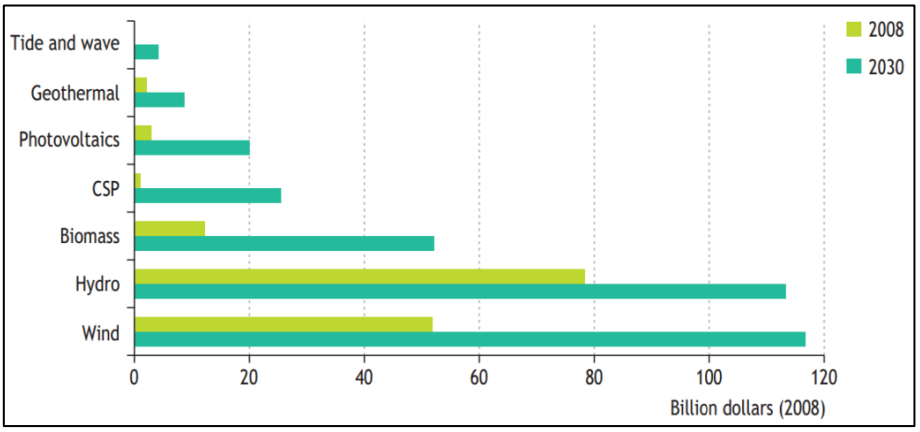



**Tabla 7 Inversión anual en energías renovables para la producción de energía a gran escala. Fuente: World Energy Outlook**

# ANEJO Nº III

# Origen y usos de la biomasa

**1.0 La biomasa como combustible alternativo**

Se define biomasa como la "materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía", es decir, cualquier sustancia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales que resultan de su transformación natural o artificial.

La heterogeneidad de recursos aprovechables es una característica intrínseca de los sistemas de producción de energía asociados a la biomasa. Ello aumenta su complejidad ya que cada proyecto necesita análisis específicos de disponibilidad, extracción, transporte y distribución.

La biomasa residual sólida se presenta como combustible alternativo para numerosas industrias que necesitan calor en sus procesos y servicios. Su interés para el sector agroindustrial reside en su aceptable poder calorífico, buen comportamiento como combustible y su bajo coste. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son: pellets, astillas de madera, la cáscara de almendra, el orujillo, las podas de frutales, el serrín, el hueso de aceituna, etc.

Estos combustibles pueden sustituir a los combustibles fósiles en explotaciones agrícolas que necesitan aporte térmico, como son el secado, la producción de agua caliente, vapor, aceite térmico, etc.

El contenido energético de la biomasa se mide a través de su poder calorífico. La tabla siguiente recoge el poder calorífico inferior (PCI) para distintos contenidos de humedad de los recursos biomásicos más habituales.

| Productos | | Humedad (%) | PCI (Kcal/Kg) | Humedad (%) | PCI (Kcal/Kg) |
|---|---|---|---|---|---|
| Leñas y ramas | Coníferas | 20 | 3590 | 40 | 2550 |
| | Frondosas | | 3310 | | 2340 |
| Serrines y virutas | Coníferas | 15 | 3790 | 35 | 3760 |
| | Frondosas autóctonas | | 3580 | | 2600 |
| | Frondosas tropicales | | 3780 | | 2760 |
| Cortezas | Coníferas | 20 | 3650 | 40 | 2650 |
| | Frondosas | | 3370 | | 2380 |
| Vid | Sarmientos | 20 | 3280 | 40 | 2310 |
| | Ramilla de uva | 25 | 2950 | 50 | 1700 |
| | Orujo de uva | | 3240 | 50 | 1960 |
| Aceite | Hueso | 15 | 3860 | 35 | 2810 |
| | Orujillo | | 3780 | | 2760 |
| Cáscara frutos secos | Almendra | 10 | 3940 | 15 | 3690 |
| | Avellana | | 3710 | | 3470 |
| | Piñon | | 4090 | | 3830 |
| Cacahuete | | 10 | 3480 | 15 | 3260 |
| Paja de cereales | | 10 | 3630 | 20 | 3160 |
| Cascarilla de arroz | | 10 | 3370 | | |
| Girasol | Residuo de campo | 10 | 3310 | 15 | 3090 |
| Papel | Cartón, papel vario | 5 | 3780 | 10 | 3630 |
| | RSU frac. Plást.-pap. | 5 | 4480 | 10 | 4210 |

**Tabla 8 Poderes caloríficos de residuos agroindustriales. Fuente: CIEMAT**

La humedad de la biomasa es un factor fundamental para el correcto funcionamiento de los equipos y para el dimensionado de los requerimientos térmicos de la explotación, por ello según el nivel de humedad del material se aplicará un factor de corrección sobre su PCI (Poder calorífico Inferior):

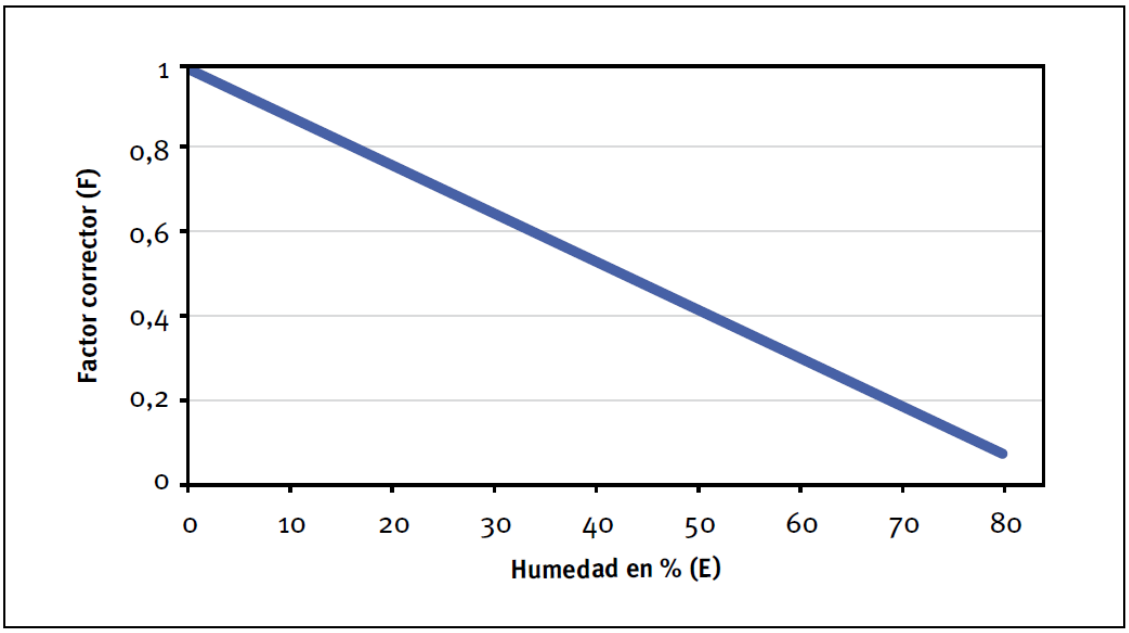



Tabla 9 Factor de corrección en función de la humedad. Fuente: IDAE

**2.0 Origen y composición de los residuos.**

Para entender mejor el origen y composición de cada uno de los residuos y materiales, susceptibles de ser utilizados en la producción de energía, conviene analizarlos uno a uno.

**2.1 Residuos forestales**

Se originan en los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales, tanto para la defensa y mejora de éstas como para la obtención de materias primas para el sector forestal (madera, resinas, etc.).

Los residuos generados en las operaciones de limpieza, poda, corta de los montes pueden utilizarse para usos energéticos dadas sus excelentes características como combustibles. Con la maquinaría apropiada se puede astillar o empacar para mejorar las condiciones económicas del transporte al obtener un producto más manejable y de tamaño homogéneo.

En la actualidad, los inconvenientes asociados a estos residuos, como la dispersión, la ubicación en terrenos de difícil accesibilidad, la variedad de tamaños y composición, el aprovechamiento para otros fines (fábricas de tableros o industrias papeleras), las impurezas (piedra, arena, metales) o el elevado grado de humedad han impedido su utilización generalizada como biocombustibles sólidos.

**2.2 Residuos agrícolas leñosos**

Las podas de olivos, viñedos y árboles frutales constituyen su principal fuente de suministro.
Al igual que en el caso anterior, es necesario realizar un astillado o empacado previo a su transporte que unido a la estacionalidad de los cultivos aconseja la existencia de centros de acopio de biomasa donde centralizar su distribución.

**2.3 Residuos agrícolas herbáceos**

Se obtienen durante la cosecha de algunos cultivos, como los de cereales (paja) o maíz (cañote). También en este caso la disponibilidad del recurso depende de la época de recolección y de la variación de la producción agrícola.

**2.4 Residuos industriales forestales**

Las astillas, las cortezas o el serrín de las industrias de primera y segunda transformación de la madera y los huesos, cáscaras y otros residuos de la industria agroalimentaria (aceite de oliva, conservera, frutos secos⋯) son parte de los biocombustibles sólidos industriales. En estos casos la estacionalidad se debe a las variaciones de la actividad industrial que los genera.

**2.5 Cultivos energéticos.**

Son cultivos de especies vegetales destinados específicamente a la producción de biomasa para uso energético. En
España, aunque existen experiencias en diversos lugares asociadas a distintos proyectos, aún no han pasado del campo de la experimentación.

Entre las distintas especies agrícolas herbáceas susceptibles de convertirse en cultivos energéticos destacan el cardo, el sorgo y la colza etíope. Además también pueden utilizarse especies forestales leñosas, como los chopos, en zonas de regadío, y los eucaliptos, en terrenos de secano.

**3.0 Usos y aplicaciones.**

Las aplicaciones térmicas con producción de calor y agua caliente sanitaria son las más comunes dentro del sector de la biomasa. En un nivel menor de desarrollo se sitúa la producción de electricidad.

La producción térmica sigue una escala de usos que comienza en las calderas o estufas individuales utilizadas tradicionalmente en los hogares.
En un segundo escalafón se sitúan las calderas diseñadas para un bloque o edificio de viviendas, equiparables en su funcionamiento a las habituales de gasóleo C o gas natural, que proveen a las viviendas de calefacción y agua caliente.

Por último, los consumos térmicos de determinadas industrias también son abastecidos por calderas de biomasa. Se trata principalmente del aprovechamiento de residuos de las industrias agroforestales para producción de calor que, en ocasiones, es acompañado de producción eléctrica (cogeneración con biomasa).

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº IV

# Caracterización de los biocombustibles

## 1.0 Tipos de biomasa

El desarrollo del mercado de la biomasa ha permitido que en la actualidad exista una gran variedad de biocombustibles sólidos susceptibles de ser utilizados en sistemas de climatización de agroindustrias.

Las materias más utilizadas para las aplicaciones térmicas de la biomasa son los residuos de las industrias agrícolas (cáscaras de almendras, huesos de aceitunas) y forestales (astillas, serrines) y los residuos de actividades silvícolas (podas, claras, limpieza de bosques) y de cultivos leñosos (podas, arranques).

En muchas ocasiones algunos de estos residuos se transforman en pellets y briquetas, astillas molturadas y compactadas que facilitan su transporte, almacenamiento y manipulación pero que requieren de un tratamiento previo encareciendo el producto final.

La siguiente tabla muestra las propiedades típicas de varios de estos combustibles.

| | PCI | | Humedad |
|---|---|---|---|
| | (kJ/kg) | (kWh/kg) | b.h. (%) |
| Pélets | 17.000 – 19.000 | 4,7 – 5,3 | < 15 |
| Astillas | 10.000 – 16.000 | 2,8 – 4,4 | < 40 |
| Hueso de aceituna | 18.000 – 19.000 | 5,0 – 5,3 | 7 - 12 |
| Cáscara de frutos secos | 16.000 – 19.000 | 4,4 – 5,3 | 8 - 15 |
| Leña | 14.400 – 16.200 | 4,0 – 4,5 | < 20 |
| Briquetas | 17.000 – 19.000 | 4,7 – 5,3 | < 20 |

b.h.: base húmeda.
Fuente: Norma UNE-CEN/TS 14961 EX y elaboración propia

Tabla 10 Poder calorífico inferior de varios biocombustibles sólidos

## 2.0 Características de los biocombustibles.

La gran variedad de combustibles biomásicos que es posible utilizar, recomienda una correcta caracterización de los mismos, con el objetivo de establecer unos criterios normalizados de calidad y precio que hagan más transparente y ágil el mercado de un combustible en fase de consolidación.

### 2.1 Pellets de madera.

Los pellets de madera son un biocombustible estandarizado a nivel internacional. Se conforman como pequeños cilindros procedentes de la compactación de serrines y virutas molturadas y secas, provenientes de serrerías, de otras industrias, o se producen a partir de

astillas y otras biomasas de diversos orígenes como los agropélets. En el proceso de peletización no se utilizan productos químicos sino simplemente presión y vapor, aunque es posible encontrar también un porcentaje reducido de aditivos biológicos.

Es aconsejable exigir al suministrador de pellets que indique explícitamente el origen y tipo de biomasa del que están compuestos para evitar malentendidos con otros tipos de pellets no aptos para las calderas de biomasa. Así mismo, se recomienda el uso de pellets de madera natural, por ser los más adecuados para su uso en la climatización de viviendas y grandes edificios.

Las características y propiedades principales de los pellets de madera se muestran a continuación:

| | Pélet baja calidad | Pélet estándar | Pélet alta calidad |
|---|---|---|---|
| Poder Calorífico Inferior | | | |
| (kcal/kg) | > 3.000 | > 4.000 | > 4.300 |
| (kJ/kg) | > 12.500 | > 16.700 | > 18.000 |
| Humedad b.h. (% en masa) | < 12 | < 12 | < 10 |
| Densidad (kg/m³) | > 1.000 | 1.000-1.400 | > 1.120 |
| Contenido en cenizas (% en peso) | < 6 | < 1,5 | < 0,5 |
| Longitud (mm) | < 7 x diámetro | < 50 | < 5 x diámetro |
| Diámetro (mm) | < 12 | 4-10 | < 8 |

Tabla 11 Características de los pellets. Fuente: IDEA y normas DIN Y ÖNORM 7135.

| Propiedad* | A | B | C | Análisis |
|---|---|---|---|---|
| Origen | Biomasa leñosa sin corteza | | | Documentación |
| Diámetro (D) y Longitud (L) | D 6 ± 1 mm ó D 8 ± 1 mm | | | Muestreo en el almacén |
| | L 5 - 40 mm | | | |
| Humedad b.h. (M) | M 10 ≤ 10% | | | UNE-CEN/TS 14774-2 |
| Cenizas (A) | A0,5 ≤ 0,5% | | A1,0≤ 1,0% | UNE-CEN/TS 14775 |
| Durabilidad (DU) | DU96,5 ≥ 96,5% | DU97,5 ≥ 97,5% | DU95,0 ≥ 95% | UNE-CEN/TS 15210-1 |
| Finos (F) | F1,0 ≤ 1% | F2,0 ≤ 2% | F3,0 ≤ 3% | UNE-CEN/TS 15149-2 |
| Aditivos | Especificar tipo y cantidad | | | |
| Poder calorífico (Q) | 16,5 (MJ/kg) ó 4,6 (MJ/kg) | | | UNE-CEN/TS 14918 ó UNE-CEN/TS 15234 |
| Densidad aparente (BD) | ≥ 625 kg/m³ suelto | | ≥ 600 | UNE-CEN/TS 15103 |

Tabla 12 Propiedades normativas del proyecto de la norma europea prEN 14961-2.

| Propiedad informativa | A | B | C | Análisis |
|---|---|---|---|---|
| Nitrógeno (% base seca) | ≤ 0,3% | ≤ 0,3% | ≤ 0,5% | UNE-CEN/TS 15289 |
| Azufre | ≤ 0,02% | ≤ 0,04% | ≤ 0,05% | UNE-CEN/TS 15289 |
| Cloro | ≤ 0,02% | ≤ 0,05% | ≤ 0,05% | UNE-CEN/TS 15103 |
| Fusión cenizas (°C) | AM 1 300 | AM 1 300 | AM 1 150 | UNE-CEN/TS 15370-1 |

Tabla 13 Propiedades informativas del proyecto de la norma europea prEN 14961-2.

En general, un buen pellet de madera presenta menos de un 10% de humedad y una durabilidad mecánica mayor del 97,5%. El contenido de finos no pasa del 1%-2% mientras que las cenizas y el azufre se sitúan en torno al 0,7% y 0,05%, respectivamente. Los aditivos no deben representar más de un 2% en peso en base seca y como compactadores sólo son válidos productos de la biomasa agrícola y forestal que no han sido tratados químicamente. En todo caso, el tipo y la cantidad de aditivos tienen que ser especificados por el fabricante.

Considerando un poder calorífico cercano a 4.300 kcal/kg (unos 18 MJ/kg), puede establecerse que de 2 a 2,2 kilogramos de pellets equivalen energéticamente a un 1 litro de gasóleo.

Una de las características a considerar de los pellets es su posible degradación para ciertos porcentajes de humedad, por lo que siempre deben estar almacenados en recintos impermeabilizados, tanto en los puntos de suministro como en el almacenamiento en edificios y viviendas.

Es imprescindible exigir una durabilidad mecánica mínima para evitar la desintegración de los pellets en polvo, el cual posee unas propiedades de combustión diferentes y genera problemas en los procesos de transporte, descarga, almacenamiento y combustión.

La degradación del pellet puede dar lugar a finos que implican una mayor emisión de polvo en los almacenamientos, daños en las calderas, menor eficiencia, más cenizas volantes y mayores emisiones de aerosoles. Para reducir la presencia de finos conviene evitar las causas que los generan:

- El bombeo de los pellets a larga distancia y a una diferencia de alturas grande (por ejemplo, si se almacenan los pellets en un desván).

- Daños en las tuberías y conexiones (tornillos, soldaduras con bordes afilados, ...).

- Silos de almacenamiento mal dimensionados (placas deflectoras demasiado cercanas al final de la tubería, placas deflectoras inadecuadas, pendientes no suficientemente inclinadas, ...).

- Conexiones no estandarizadas de tuberías.

**2.2 Astillas de madera.**

Las astillas de madera son trozos pequeños de entre 5 y 100 mm de longitud cuya calidad depende fundamentalmente de la materia prima de la que proceden, su recogida y de la tecnología de astillado.

En función de su procedencia y calidad, pueden distinguirse dos grupos principales de astillas:

- Astillas de clase 1: provenientes de la industria de la primera y segunda transformación de la madera o maderas forestales muy limpias. Suelen tener humedades menores al 30%, aunque pueden alcanzar el 45%. Apropiadas para su uso en instalaciones domésticas y válidas para todo tipo de instalaciones.

- Astillas de clase 2: procedentes de tratamientos silvícolas, agrícolas y forestales (podas, clareos, entresacas, cultivos energéticos leñosos, etc.). Hasta un 45% de humedad. Utilizada en instalaciones de media a muy alta potencia, como grandes edificios y redes de calefacción.

Como ventaja tiene que, al ser un combustible que tiene un pretratamiento relativamente sencillo (astillado y, en su caso, secado), tienen un coste inferior a biomasas producidas industrialmente. Se pueden producir localmente y pueden ser un combustible de alta calidad para calderas de cualquier tamaño, aunque precisan de mayor espacio de almacenamiento que los pellets o el hueso de aceituna.
Sin embargo, el control de calidad de las astillas de madera y de los residuos agroindustriales es muy importante ya que sus características son poco homogéneas, principalmente en lo que se refiere al poder calorífico y la humedad. Las astillas muy húmedas (> 40%), los trozos de madera grandes en las astillas, así como algunos tipos de residuos agrícolas son poco recomendables en la mayoría de las calderas.

| Astillas de madera | |
|---|---|
| Origen | Troncos de madera |
| Contenido de humedad | ≤ 20-30% |
| Dimensiones de la fracción principal (> 80% en peso) | Dimensión mayor ≤ 63 mm |
| Densidad energética | < 900 kWh/m³ apilados |

Tabla 14 Caracterización de astillas recomendadas para calderas de biomasa. Fuente: Especificación técnica europea UNE-EN- 14961:2011

**2.3 Residuos agroindustriales (Cáscara de almendra, Hueso de aceituna).**

Los residuos agroindustriales adecuados para su uso como combustible en calderas de biomasa son fundamentalmente los provenientes de las industrias de la producción de aceite de oliva y aceituna, de las alcoholeras y la uva, y de los frutos secos.

En general, los proveedores suelen reducir su grado de humedad mediante procesos de secado con el objetivo de aumentar su poder calorífico inferior. Normalmente, son combustibles económicos y de buena calidad, aunque en algunos casos se debe prestar una especial atención a las distintas calidades de una misma biomasa.
Por ejemplo, el hueso de aceituna es recomendable que esté limpio de pieles o pellejo, para reducir las labores de mantenimiento y mejorar la operación.

| Cáscara de almendra | | | |
|---|---|---|---|
| Humedad (%) | | 12 | |
| Densidad aparente (kg/m³) | | 470 | |
| PCI b.s.(kJ/kg) | PCI b.s. (kWh/kg) | 15.900 | 4,4 |

Tabla 15 Caracterización de la cáscara de almendra. Fuente: IDEA

| Hueso de aceituna | | | |
|---|---|---|---|
| Humedad (%) | | 10 | |
| Densidad aparente (kg/m³) | | 650-700 | |
| PCI b.s.(kJ/kg) | PCI b.s. (kWh/kg) | 18.000-19.000 | 5,0-5,3 |

Tabla 16 Caracterización del hueso de aceituna. Fuente: IDAE

**2.4 Combustibles tradicionales. (Leña y briquetas)**

Aunque su uso se da con menor frecuencia que el del resto de los biocombustible sólidos presentados previamente, existen también calderas modernas diseñadas para su uso con leña o briquetas. No obstante, su uso se reduce casi exclusivamente a pequeñas calderas de zonas geografías con alta disponibilidad de este tipo de biomasa.

La leña proviene de trocear troncos que no van a ser utilizados para producir madera, y pueden producirse localmente por los propios usuarios. Al igual que ocurre con el resto de la biomasa, la energía que producen en la caldera va a depender del tipo de madera y de la humedad que contenga.

La leña debe introducirse manualmente en la caldera, normalmente varias veces al día. Por lo tanto, los sistemas de calefacción de leña son semiautomáticos, con la ventaja de que esta biomasa es muy económica. Existen calderas que funcionan exclusivamente con leña, y otras que funcionan con leña y astillas o pellets y que tienen un mayor campo de aplicación.

| Leña | |
|---|---|
| Origen | Troncos de madera |
| Contenido de humedad | ≤ 20% |
| Dimensiones | Desde piezas menores de 20 centímetros de longitud, con diámetros menores de 2 centímetros, hasta piezas con longitud superior a 1 metro y diámetros mayores de 35 centímetros. La mayoría de las clases se sitúan entre estos valores con longitudes entre 20 centímetros y 1 metro y diámetros mayores de 2 centímetros y menores de 35 centímetros |
| Madera | Especificar si es de conífera o frondosa |
| Clasificación | No se ven significantes cantidades de moho o descomposición; la superficie de corte son lisas y regulares |
| Densidad energética | Para maderas de frondosas valores menores de 1.700 kWh/m³ apilados y para coníferas o mezclas de ambas valores menores de 1.300 kWh/m³ apilados |

**Tabla 17 Características recomendadas para calderas de biomasa. Fuente: Especificación técnica europea UNE-EN - 14961:2011**

Las briquetas son cilindros de biomasa densificada de tamaño superior al del pélet, provenientes normalmente de serrines y virutas de aserraderos. Estos cilindros sustituyen normalmente a la leña en las calderas.
Las principales propiedades de las briquetas son una humedad menor del 10%, un poder calorífico inferior superior a los 16,9 MJ/kg (4,7 kWh/kg) y una densidad en torno a los 1.000 kg/m3. El contenido en cenizas no llega al 0,7%.

**3.0 Especificaciones de los combustibles sólidos.**

Las especificaciones dependen de la forma de comercialización y de las propiedades del biocombustible ya que éstas influyen directa o indirectamente en su manipulación así como en sus propiedades de combustión.
La biomasa se comercializa en muchas formas y tamaños, siendo estos regulados según la norma UNE-EN-14961-1:2011.

La clasificación de los tipos de combustible atiende a una multitud de propiedades como su geometría y morfología, humedad, el contenido en cenizas o la densidad aparente.

### 3.1 Pellets de madera.

| | | | |
|---|---|---|---|
| | **Origen** | Biomasa de madera | |
| | | Biomasa herbácea | |
| | | Biomasa de frutos | |
| | | Conjuntos y mezclas | |
| **Normativo** | **Forma de comercialización** | Pélets | |
| | **Dimensiones (mm)** | | |
| | | Diámetro (D) y Longitud (L)* | |
| | D06 | D <= 6 mm + 0,5 mm | L <= 5 x Diámetro |
| | D08 | D <= 8 mm + 0,5 mm | L <= 5 x Diámetro |
| | D10 | D <= 10 mm + 0,5 mm | L <= 4 x Diámetro |
| | D12 | D <= 12 mm + 1,0 mm | L <= 4 x Diámetro |
| | D25 | D <= 25 mm + 1,0 mm | L <= 4 x Diámetro |
| | **Humedad (% en peso, según se recibe)** | | |
| | M10 | <= 10% | |
| | M15 | <= 15% | |
| | M20 | <= 20% | |
| **Normativo** | **Cenizas (% en peso, en base seca)** | | |
| | A0.7 | < 0,7% | |
| | A1.5 | < 1,5% | |
| | A3.0 | < 3,0% | |
| | A6.0 | < 6,0% | |
| | A6.0+ | > 6,0% | |
| | **Azufre (% en peso en base seca)** | | |
| | S0.05 | < 0,05% | El azufre sólo es obligatorio para la biomasa tratada químicamente o si se ha usado azufre que tuviera aditivos |
| | S0.08 | < 0,08% | |
| | S0.10 | < 0,10% | |
| | S0.20+ | > 0,20% | |
| | **Resistencia mecánica (% en peso de pélets después del ensayo)** | | |
| | DU97.5 | < 97,5% | |
| | DU95.0 | < 95% | |
| | DU90.0 | < 90% | |
| | **Cantidad de finos (% en peso < 3,15 mm) después de la producción en fábrica** | | |
| | F1.0 | <= 1,0% | |
| | F2.0 | <= 2,0% | |
| | F2.0+ | > 2,0% | |
| | **Aditivos** | | Pendientes de ser estipulados |
| | **Nitrógeno (% en peso, en base seca)** | | |
| | N0.3 | < 0,3% | El nitrógeno es obligatorio sólo para biomasa tratada químicamente |
| | N0.5 | < 0,5% | |
| | N1.0 | < 1% | |
| | N3.0 | < 3,0% | |
| | N3.0+ | > 3,0% | |
| **Informativo** | Poder calorífico inferior (MJ/kg) o densidad de energía (kWh/m³ suelto) | | Se recomienda que se estipule al nivel de venta |
| | Densidad aparente como recibida (kg/m³ suelto) | | Se recomienda que se estipule si se comercia en volumen |
| | Cloro (% en peso en base seca) | | Categorías recomendadas: Cl 0.03, Cl 0.07, Cl 0.10 y Cl 0.10+ |

Tabla 18 Especificaciones de las propiedades de los pellets. Fuente: UNE-EN-14961:2011

### 3.2 Astillas de madera

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Normativo | **Origen** | | Biomasa de madera | |
| | **Forma de comercialización** | | Astillas de madera | |
| | **Dimensiones (mm) *** | | | |
| | | Fracción principal > 80% del peso | Fracción fina < 5% | Fracción gruesa, máx. longitud de partícula |
| | P16 | 3,15 mm <= P <= 16 mm | < 1 mm | máx. 1%* > 45 mm, todas < 85 mm |
| | P45 | 3,15 mm <= P <= 45 mm | < 1 mm | máx. 1%* > 63 mm |
| | P63 | 3,15 mm <= P <= 63 mm | < 1 mm | máx. 1%* > 100 mm |
| | **Dimensiones (mm) *** | | | |
| | P100 | 3,15 mm <= P <= 100 mm | < 1 mm | máx. 1%* > 200 mm |
| | **Humedad (% en peso según se recibe)** | | | |
| | M20 | <= 20% | Secadas | |
| | M30 | <= 30% | Adecuada en el almacenamiento | |
| | M40 | <= 40% | Limitada en el almacenamiento** | |
| | M55 | <= 55% | | |
| | M65 | <= 65% | | |
| | **Cenizas (% en peso en base seca)** | | | |
| | A0.7 | < 0,7% | | |
| | A1.5 | < 1,5% | | |
| | A3.0 | < 3,0% | | |
| | A6.0 | < 6,0% | | |
| | A10.0 | < 10% | | |
| | **Nitrógeno (% en peso en base seca)** | | | |
| | N0.5 | < 0,5% | El nitrógeno es obligatorio sólo para biomasa tratada químicamente | |
| | N1.0 | < 1% | | |
| | N3.0 | < 3,0% | | |
| | N3.0+ | > 3,0% | | |
| Informativo | Poder calorífico inferior (MJ/kg) o densidad de energía (kWh/m³ suelto) | | Se recomienda que se estipule al nivel de venta | |
| | Densidad aparente como recibida (kg/m³ suelto) | | Se recomienda que se estipule en categorías (BD200, BD300, BD450) si se comercia en volumen | |
| | Cloro (% en peso en base seca) | | Categorías recomendadas: Cl 0.03, Cl 0.07, Cl 0.10 y Cl 0.10+ | |

Tabla 19 Especificaciones de las propiedades de los astillas. Fuente: UNE-EN-14961:2011

### 3.3 Residuos agroindustriales (Hueso de aceituna)

| | | |
|---|---|---|
| Normativa | **Origen** | Biomasa de frutos |
| | **Forma de comercialización** | Grano o pepita, hueso |
| | **Dimensiones (mm)** | |
| | D 03 | 1 mm ≤ D ≤ 3,15 mm |
| | D 05 | 1 mm ≤ D ≤ 5 mm |
| | D 10 | 1 mm ≤ D ≤ 10 mm |
| | D 10+ | D > 10 mm |
| | **Humedad, M (% en masa según se recibe)** | |
| | M10 | M ≤ 10 % |
| | M15 | M ≤ 15 % |
| | **Cenizas, A (% en masa en base seca)** | |
| | A1.5 | ≤ 1,5 % |
| | A2.0 | ≤ 2,0 % |
| | A3.0 | ≤ 3,0 % |
| | A5.0 | ≤ 5,0 % |
| | A7.0 | ≤ 7,0 % |
| | A10.0 | ≤ 10,0 % |
| | A10.0+ | > 10,0 % |
| | Aditivos (% en peso) | Se indica el tipo y cantidad de aditivo |
| | Poder calorífico neto según se recibe, Q (MJ/Kg) | Se indica el valor máximo |
| | Nitrógeno , N ( % en masa en base seca) | |
| | N1.0 | ≤ 1,0 % |
| | N1.5 | ≤ 1,5 % |
| | N2.0 | ≤ 2,0 % |
| | N3.0 | ≤ 3,0 % |
| | N3.0+ | > 3,0 % |
| Informativa | **Cantidad de finos, F (% en masas, < 1 mm)** | |
| | F1.0 | ≤ 1,0 % |
| | F1.0+ | > 1,0 % (sin aditivos) |
| | **Densidad a granel, BD (kg/m3)** | Se recomienda señalarla si se comercializa en base a volumen |
| | **Cloro, CL (% en masa en base seca)** | |
| | Cl 0.10 | ≤ 0,10 % |
| | Cl 0.15 | ≤ 0,15 % |
| | Cl 0.15+ | > 0,15 % |
| | **Azufre, S (% en masa en base seca)** | |
| | S 0.15 | ≤ 0,15 % |
| | S 0.20 | ≤ 0,20 % |
| | S 0.20+ | > 0,20 % |

Tabla 20 Especificaciones de las propiedades de los huesos de aceitunas. Fuente: UNE-EN-14961:2011

### 3.4 Combustibles tradicionales (Leña y briquetas).

| | | | |
|---|---|---|---|
| | **Origen** | Biomasa de madera | |
| Normativo | **Forma de comercialización** | Trozas | |
| | **Dimensiones (mm)** | | |
| | | Longitud (L) y grosor (D) (máximo diámetro de una pieza) | |
| | P200- | L < 200 mm y D < 20 madera de ignición | |
| | P200 | L = 200 ± 20 mm y 40 <= D <= 150 mm | |
| | P250 | L = 250 ± 20 mm y 40 <= D <= 150 mm | |
| | P330 | L = 330 ± 20 mm y 40 <= D <= 160 mm | |
| | P500 | L = 500 ± 40 mm y 60 <= D <= 250 mm | |
| | P1000 | L = 1.000 ± 50 mm y 60 <= D <= 350 mm | |
| | P1000+ | L > 1.000 mm, el valor de D debe indicarse | |
| | **Humedad (% en peso según se recibe)** | | |
| | M20 | <= 20% | Trozas listas para su uso |
| Normativo | **Humedad (% en peso según se recibe)** | | |
| | M30 | <= 30% | Secado durante el almacenamiento |
| | M40 | <= 40% | Secado en el bosque |
| | M65 | <= 65% | Fresca, después del apeo en el bosque |
| | **Madera** | | Se señala si se utiliza madera de coníferas, frondosas o mezcla de ambas |
| Informativo | Densidad energética (kWh/m³ suelto o a granel) | | Se recomienda señalarlo en la venta al por menor |
| | Volumen, m³ sólido, apilado o suelto según se recibe | | Se recomienda su indicación si se comercia en volumen |
| | Proporción de volumen de trozas partidas/agrietadas | | No partidas (=principalmente madera redonda)<br>Partida: más del 85% del volumen está partido<br>Mezcla: mezcla de madera partida y redonda |
| | Superficie de corte | | Se señala si la superficie de corte de la leña es lisa* y regular* o si los extremos de las trozas son irregulares |
| | Moho y descomposición | | Se debería señalar si existe una cantidad significativa de moho y descomposición (más del 10% en masa)<br>En caso de duda, se podría utilizar la densidad de partícula o del poder calorífico inferior como indicador |

Tabla 21 Especificaciones de las propiedades de la leña. Fuente: UNE-EN-14961:2011

| | | | |
|---|---|---|---|
| | **Origen** | Biomasa de madera<br>Biomasa herbácea<br>Conjuntos y mezclas | |
| Normativo | **Forma de comercialización** | Briquetas | |
| | **Dimensiones (mm)** | | |
| | | Diámetro (D) o equivalente (diagonal o corte transversal) | |
| | D40 | 25 <= D <= 40 | |
| | D50 | <= 50 | |
| | D60 | <= 60 | |
| | D80 | <= 80 | |
| | D100 | <= 100 | |
| | D125 | <= 125 | |
| | D125+ | <125 | |
| | | Longitud | |
| | L50 | <= 50 | |
| | L100 | <= 100 | |
| | L200 | <= 200 | |
| | L300 | <= 300 | |
| | L400 | <= 400 | |
| | L400+ | >= 400 | |
| | **Humedad (% en peso según se recibe)** | | |
| | M10 | <= 10% | |
| | M15 | <= 15% | |
| | M20 | <= 20% | |
| | **Cenizas (% en peso en base seca)** | | |
| | A0.7 | < 0,7% | |
| | A1.5 | < 1,5% | |
| | A3.0 | < 3,0% | |
| | A6.0 | < 6,0% | |
| | A10.0 | < 10,0% | |
| Normativo | **Azufre (% en peso en base seca)** | | |
| | S0.05 | < 0,05% | El azufre sólo es obligatorio para la biomasa tratada químicamente o si se ha usado azufre que tuviera aditivos |
| | S0.08 | < 0,08% | |
| | S0.10 | < 0,10% | |
| | S0.20 | < 0,20% | |
| | S0.20+ | > 0,20% | |
| | **Densidad de partículas (kg/dm³)** | | |
| | DE0.8 | 0,80 - 0,99 | |
| | DE1.0 | 1,00 - 1,09 | |
| | DE1.1 | 1,10 - 1,19 | |
| | DE1.2 | > 1,2 | |
| | **Aditivos** | | El tipo y contenido de coadyuvante del prensado, inhibidores de fusión de las cenizas y otros aditivos tienen que señalarse |
| | **Nitrógeno (% peso en base seca)** | | |
| | N0.3 | < 0,3% | El nitrógeno es obligatorio sólo para biomasa tratada químicamente |
| | N0.5 | < 0,5% | |
| | N1.0 | < 1% | |
| | N3.0 | < 3,0% | |
| | N3.0+ | > 3,0% | |
| Informativo | Poder calorífico inferior (MJ/kg) o densidad de energía (kWh/m³ suelto) | | Se recomienda señalarlo en venta al por menor |
| | Densidad aparente como recibida (kg/m³ suelto) | | Se recomienda señalarlo en la venta en base al volumen |
| | Cloro (% en peso en base seca) | | Categorías recomendadas: Cl 0.03, Cl 0.07, Cl 0.10 y Cl 0.10+ |

Tabla 22 Especificaciones de las propiedades de las briquetas. Fuente: UNE-EN-14961:2011

## 4.0 Forma de comercialización.

La biomasa se comercializa en muchas formas y tamaños, algunos de los cuales pueden observarse en la siguiente tabla:

| Biocombustible | Tamaño típico de partícula | Método de producción |
|---|---|---|
| Pélets | Diámetro < 25 mm | Compresión mecánica |
| Astillas (clase 1) | Dimensión mayor ≤ 31,5 mm | Corte con herramientas afiladas |
| Astillas (clase 2) | Dimensión mayor ≤ 63 mm | Corte con herramientas afiladas |
| Huesos de aceituna triturado | Dimensión mayor 3-5 mm | Molienda |
| Huesos de aceituna | Dimensión mayor 12-15 mm | Extracción de la aceituna de mesa |
| Leña | Longitud 100-1.000 mm | Corte con herramientas afiladas |
| Briquetas | Diámetro > 25 mm | Compresión mecánica |

Tabla 23 Principales formas de comercialización de los biocombustibles sólidos.

## 5.0 Forma de distribución.

El medio de transporte más apropiado para el reparto de biomasa depende del tipo y la forma de la biomasa, la cantidad a transportar, el tipo de cliente y la distancia a recorrer.
Los combustibles de pequeña granulometría, como pellets, astillas y huesos de aceituna, se distribuyen en distintos formatos.

**- A granel:** El combustible se alimenta directamente desde el camión de suministro al depósito de almacenaje, gracias a una cisterna con bomba neumática o a un volquete, con o sin bomba neumática.

**- En bolsas:** La distribución se realiza normalmente en dos tamaños.

- Bolsas pequeñas (15 ó 25 kg) para estufas y calderas pequeñas con depósito de carga manual o con depósito intermedio.

- Bolsas grandes o big bags (1 m3, alrededor de 1.000 kg) para sistemas de almacenamiento con silo, o para recarga manual de tolvas.

Figura 1 Big bags de pellets.

**6.0 Forma de transporte**

**- Remolque de caja de carga plana:** Ampliamente disponible para una gran variedad de aplicaciones, se utiliza para transportar bolsas, tanto pequeñas como grandes, apiladas en pallets.

**- Remolque de piso móvil:** Se trata de un equipo especial para el suministro de astillas a granel. Dado que el contenedor se encuentra cerrado por todos los lados, se puede cargar directamente desde las astilladoras. Este proceso se desarrolla en cuestión de minutos y requiere una manipulación mínima.

**- Contenedor:** Adecuadamente modificados, los contenedores pueden ser utilizados como almacenamiento móvil de combustible o incluso para instalaciones modulares.
Sin modificaciones, y dependiendo del tipo de biomasa a almacenar, puede no cumplir todos los requisitos de un depósito de combustible idóneo. Sin embargo, para periodos de almacenamiento cortos y biomasa con baja humedad, puede ser un medio práctico de transporte y almacenamiento.

**- Volquete:** Apto para un amplio rango de cargas, se puede utilizar para el transporte de astillas de madera, pellets y algunos residuos forestales o agroindustriales. Con un diseño adecuado del recinto de almacenamiento, el suministro puede ser tan fácil como verter la carga en el silo o bombearla mediante un sistema neumático. Así, se elimina la necesidad de manipulación o equipamiento adicional.

Figura 2 Camión tipo volquete.

**- Camión cisterna:** Existe una amplia gama de camiones cisterna utilizados para cargas que fluyen, como líquidos, grano o pienso para animales. Basados en estos sistemas se han desarrollado los camiones cisterna específicos para biomasa.
Estas cisternas equipadas con sistemas neumáticos de suministro se utilizan con gran éxito para la distribución de pellets y huesos de aceituna. Incluyen sistemas de pesado para calcular

exactamente la cantidad de combustible suministrado. Combinado con un reparto de combustible frecuente y programado, este sistema convierte el uso de pellets de madera tan limpio y práctico como el de gasóleo. Este sistema es el más rápido y económico, aunque en España todavía no está generalizado.

Además, si están equipados con equipos de succión mecánica, los camiones cisterna permiten vaciar silos. Esto es interesante para situaciones especiales, como por ejemplo en caso de que el silo se atasque y sea necesario vaciarlo para proceder a una limpieza a fondo.

**Figura 3 Camión tipo cisterna.**

El transporte por carretera es el más frecuente para el caso de sistemas de climatización de agroindustrias. Los más utilizados son los dos últimos: volquetes y camiones cisterna.

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº V

# Selección de biocombustible

## 1.0 Selección del biocombustible

Una de las consideraciones más importantes para decidirse por la instalación de los sistemas de calefacción con biomasa de un tipo u otro es el aseguramiento del suministro de combustible. Debe asegurarse el suministro a medio-largo plazo con una calidad de la biomasa alta y constante, antes de su establecimiento. Asimismo, en la actual fase de penetración de este mercado, es recomendable acordar los precios para futuros suministros con el comercializador.

Es importante clarificar qué combustibles están disponibles localmente (existe suministrador o distribuidor cercano) pues éste será el factor decisivo que determine la elección final. Un biocombustible adecuado puede proceder de la industria agroforestal local, que produzca biomasa residual, de los residuos forestales municipales, de residuos de cultivos agrícolas, transformación de la madera, etc. Por ello, desde el primer momento conviene comprobar si hay disponibilidad de residuos adecuados de industrias agroforestales, astillas de producción local o pellets y briquetas de empresas proveedoras.

Es fundamental la disponibilidad de biomasa para la instalación de una caldera de este tipo. En los casos en los que exista disponibilidad de varios tipos de biocombustible, es recomendable analizar más detalladamente las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos.

## 1.1 Consideraciones según biocombustible.

### 1.1.1 Pellets de madera.

• Ventajas:

- Elevado poder calorífico.
- Muy bajo contenido en cenizas, reduciendo las necesidades de operación y mantenimiento.
- Las calderas de pellets son de muy alta eficiencia, incluso existen calderas de condensación de pellets.
- Se comercian a nivel internacional, con una composición constante.
- Se utilizan con composiciones estándar en Europa.

Figura 4 Pellets de madera.

• Inconvenientes

– Elevado precio en comparación con otras biomasas.

• Consideraciones:

– Precisa de almacenamiento en lugar aislado y seco.
– No necesita ningún tipo de secado o tratamiento una vez producido.
– Están estandarizados, por lo que presentan alta fiabilidad de operación y menor esfuerzo para la operación y mantenimiento de la caldera. Sin embargo, su coste es elevado debido al tratamiento al que son sometidos en su preparación.

### 1.1.2 Astillas de madera.

• Ventajas:

– Su coste de producción es inferior al de los pellets debido al menor proceso de elaboración requerido.
– Las astillas limpias de corteza y secas (clase 1) son normalmente de alta calidad.
– Tiene un grado medio de estandarización a nivel Europeo.

Figura 5 Astillas de madera.

• Inconvenientes

– Son menos densas que los pellets y el hueso de aceituna, por lo que precisan de un espacio mayor para el almacenamiento.
– Al ser menos densas, el transporte sólo se justifica hasta una distancia corta (< 50 km).

• Consideraciones:

– Su composición es variable.
– Es preciso secar la materia prima de forma natural o artificial hasta una humedad inferior al 45%, o incluso menor que el 30% en el caso de las mejores astillas de clase 1.
– Presentan un contenido en cenizas inferior al 1% (clase 1) o al 5% (clase 2).

### 1.1.3 Residuos agroindustriales

• Ventajas:

– Disponibilidad y tipos (abundancia de productos y cantidades).
– Grandes producciones en España.
– Su coste de producción es inferior debido al ser
– Normalmente tienen un elevado poder calorífico, pero se debe tener precaución con la calidad de la biomasa que va a adquirirse, evitando biomasas con residuos no deseados.

Figura 6 Cáscara de almendra y hueso de aceituna.

• Inconvenientes:

– Su contenido en cenizas, aunque es aceptable, es superior al del pellet, por lo que las labores de mantenimiento tenderán a ser mayores.

• Consideraciones:

– Pueden ser biomasas estacionales, por lo que su suministro, si es directamente del productor, debe acordarse durante la temporada.
– Composición variable.

### 1.1.4 Leña y briquetas

Su uso es poco frecuente y prácticamente exclusivo para calderas pequeñas y de un grado de automatización medio, ya que hay que introducir leña o briquetas varias veces al día (los días de mayor consumo). El coste de producción de las briquetas es muy superior al de la leña, aunque el poder calorífico de la primera está claramente por encima. Además las briquetas producen menos cenizas, facilitando la limpieza y mantenimiento de la caldera.

Figura 7 Leña y briquetas.

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº VI

# Instalaciones de biomasa

**1.0 Estructura de una instalación de combustión de biomasa**

En general, una planta de combustión de biomasa consta de los siguientes sistemas:

– Almacenamiento de combustible.
– Transporte del combustible al equipo de combustión.
– Equipos y cámara de combustión.
– Caldera (vapor, agua caliente, aceite térmico).
– Recuperadores auxiliares de calor.
– Depuración de gases.
– Extracción de cenizas.

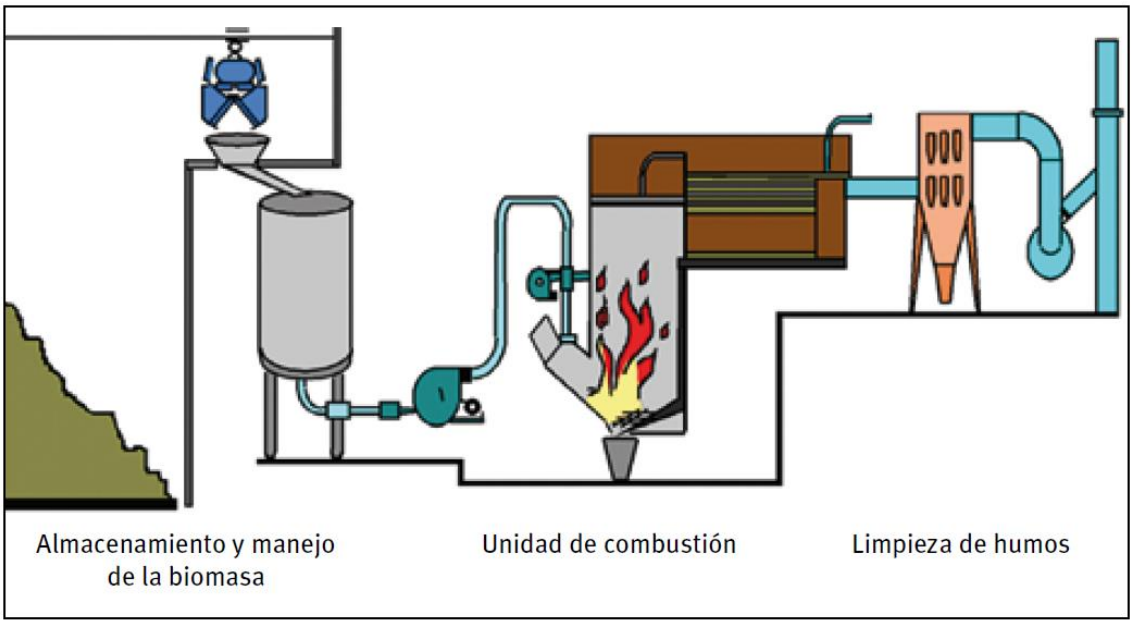



Figura 8 Esquema de una instalación de biomasa.

**1.1 Almacenamiento de combustible**

El sistema de almacenamiento deberá diseñarse en función del modo de distribución suministro, espacio disponible, necesidad anual, disposición de la sala de calderas, etc. Éste puede ser de tipo prefabricado o de obra.

El lugar destinado al almacenamiento de los biocombustibles sólidos debe estar destinado exclusivamente para este uso, pudiendo hallarse dentro o fuera de la instalación.
Cuando el almacenamiento esté situado fuera del edificio podrá construirse en superficie o subterráneo, pudiendo utilizarse también contenedores específicos de biocombustible.

El sistema de almacenamiento tiene una influencia directa sobre el tipo de transporte y los sistemas de suministro.

Los almacenamientos de tipo prefabricado se utilizan para biocombustibles de pequeña granulometría (por ejemplo, pellets, astillas o huesos de aceituna). Algunos tipos son:

• Tolva integrada: sistemas de almacenamiento integrados en la propia caldera o sistema de generación. Suelen aplicarse a pequeñas potencias (hasta 40 kW), con capacidades de hasta 2.400 kg.

Figura 9 Tolva integrada con la caldera de biomasa.

• Tolva exterior: para capacidades de hasta 3.000 kg. Se sitúan dentro o fuera de la explotación, en las proximidades de la sala de calderas. Pueden disponer de llenado y alimentación mediante sistema neumático o tornillo sin fin.

Figura 10 Tolva exterior con alimentación tornillo sin fin.

• Silo flexible: fabricado en lona o polipropileno que conforma un recinto flexible soportado por una estructura. Puede situarse en el interior como en el exterior del edificio y tiene una capacidad de 2.000-5.000 kg. Pueden disponer de llenado y alimentación mediante sistema neumático o tornillo sin fin.

Figura 11 Silo flexible.

• Depósitos subterráneos: fabricados para este fin, con una resistencia a la corrosión adecuada. Pueden estar fabricados en plástico.

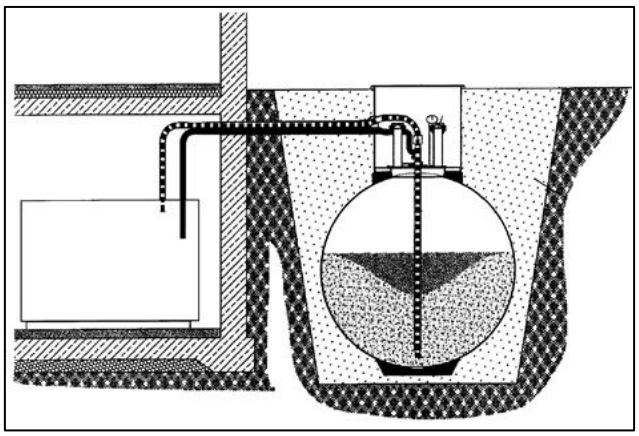


Figura 12 Depósito subterráneo para pellets.

Los almacenamientos de obra son salas de nueva construcción o salas existentes adaptadas para su uso como silo de biomasa. En su elección y diseño debe prestarse especial atención a evitar la presencia de humedad, ya que la biomasa aumenta su volumen con ésta y pierde propiedades. Los almacenamientos de obra pueden clasificarse:

• Con suelo inclinado de dos lados: en ellos se colocan dos falsos suelos inclinados para que el combustible almacenado se deslice por gravedad hasta el tornillo sinfín que transporta el combustible.

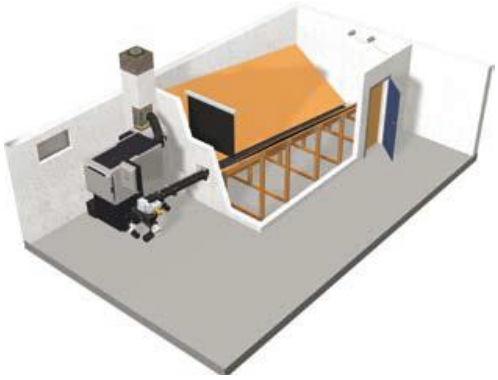


Figura 13 Almacenamiento con dos lados inclinados.

• Con suelo inclinado de un lado: adecuado para silos cuadrados. Si el ángulo de inclinación es pequeño, puede ser necesaria la incorporación de rascadores para suministrar combustible de manera continua al sistema de alimentación.

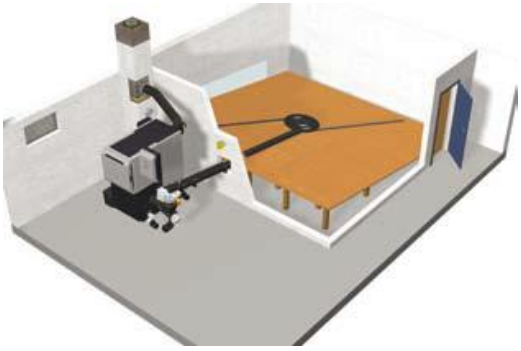


Figura 14 Almacenamiento con suelo inclinado de un lado.

• Con suelo horizontal: adecuado cuando hay poco espacio disponible. Hace necesaria la inclusión de rascadores giratorios u horizontales.

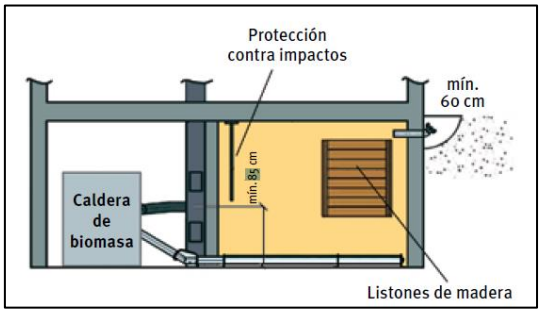



Figura 15 Almacenamiento con suelo horizontal.

Independientemente del tipo de almacenamiento, los sistemas de carga de estos pueden clasificarse en:

• Sistema semiautomático: se basa en la recarga del silo de forma manual (por ejemplo, mediante bolsas).

• Sistema de descarga directa: mediante camiones o volquetes que recargan directamente el silo a través de una trampilla.

• Sistema automático: emplea dos mangueras flexibles, una de succión y otra de llenado, para la recarga del silo a distancias de hasta 40 m.
El sistema crea una pequeña depresión en la manguera de succión mientras la manguera de llenado rellena el silo.

### 1.2 Transporte de la biomasa al equipo de combustión.

El combustible puede ser transportado desde el lugar de su almacenaje hasta la caldera mediante uno de los sistemas descritos a continuación. Independientemente del sistema elegido, éste tiene que limitar de alguna manera la granulometría máxima del biocombustible que se ha de mover, su densidad y el caudal, para poder fijar así un diseño y evitar bloqueos y otras incidencias.

El sistema de alimentación desde el silo hasta la caldera puede efectuarse por uno de los sistemas siguientes:

• Sistema manual: empleado en sistemas de pequeña potencia, tipo tolva o integrado, ya que estos almacenamientos cumplen simultáneamente las funciones de silo de almacenamiento y depósito de la caldera precia a la combustión.

• Tornillo sinfín: son sistemas mecánicos que conducen el combustible a lo largo de su longitud hasta el depósito que alimenta directamente a la caldera. En caso de estar situado en canal, como en el caso de un silo con dos lados inclinados, la biomasa

desliza desde las paredes hasta el canal en toda su longitud, mientras que de estar situado en el interior de un tubo la biomasa entra solamente al principio del tornillo. Pueden ser rígidos y en codo, flexibles.

Figura 16 Tubos con tornillo sin fin.

• Sistema neumático: una bomba succiona el combustible desde el silo y lo bombea hasta la caldera. La alimentación neumática permite que el silo de almacenaje o depósito se encuentre a una distancia de hasta 15 m desde la sala de calderas, gracias a una manguera. El lugar de almacenaje debe de ser estrecho y largo, para evitar los posibles puntos muertos. Se trata del sistema más económico pero sólo admite pellets o combustibles de tamaño y forma muy homogénea.

Figura 17 Bomba de succión neumática.

### 1.3 Tipos de equipos y cámaras de combustión.

Existen actualmente diversas técnicas para la combustión de la biomasa. Los parámetros fundamentales que condicionan la elección de una u otra son la humedad y la granulometría del residuo. De acuerdo con lo expuesto anteriormente, las soluciones técnicas para la combustión de la biomasa se pueden agrupar en tres tipos:

– **Combustión en masa:** es el tipo de combustión de hogar rotativo o en parrilla tipo vibrante. La biomasa, que puede ser de gran tamaño, se de-posita en la parrilla o lecho donde permanece hasta completar su secado y combustión. Es adecuada para combustibles de alto contenido de humedad y que generan residuos de composición muy variable. En este tipo de combustión, el combustible comparativamente no necesita demasiados tratamientos previos, por lo que presenta notables ventajas de versatilidad aunque es un sistema más caro.

– **Combustión en suspensión:** el combustible es lanzado al hogar a través de un quemador y se quema en suspensión, sin que la materia toque las paredes o se deposite en el fondo del hogar. Es un sistema adecuado para combustibles de bajo contenido en humedad y un estrecho rango de distribución de tamaños. El combustible es transportado por un sistema neumático.

– **Combustión en semi-suspensión:** en este tipo de combustión la materia se deposita sobre una parrilla, realizándose la combustión de la materia ligera en suspensión y la de la parte pesada en la parrilla. El combustible debe tener un tamaño medio típico de 3-50 mm y no debe presentar problemas de aglomeración o autopegamiento.

Existe una amplia variedad de sistemas para la combustión de biomasa en calderas que pueden suministrar el calor requerido en las industrias. Se pueden mencionar entre otros los siguientes:

– **Sistemas de parrilla.**
– **Hogares rotativos.**
– **Quemadores de tornillo.**
– **Cámaras torsionales.**
– **Combustión en lecho fluidizado.**

### 1.3.1 Características de cada sistema de combustión.

#### 1.3.1.1 Sistema de parrilla.

La parrilla es una estructura metálica destinada a mantener el combustible en el hogar y facilitar el paso del aire primario de combustión. Se construyen mediante piezas de fundición de formas diversas, a través de las cuales circula el aire de combustión. El área total de las aberturas del emparrillado varía entre el 20 y el 40% de la superficie total de la parrilla y depende del tipo de biomasa empleada.

Las parrillas han de tener la posibilidad de evacuar las escorias, para lo que se disponen con un cierto grado de inclinación y algún sistema que facilite el movimiento hasta el punto más bajo, desde donde son extraídas. Este es el método de combustión más comúnmente empleado. Así pues, la parrilla constituye la solera del hogar y proporciona la superficie sobre la cual se queman las partículas de combustible más grandes.

Puede estar refrigerada por aire o por agua, en cuyo caso llevan soldados en su parte inferior una serie de tubos por los cuales circula el agua de refrigeración. Además, debe estar preparada para la extracción automática y continua de cenizas. Existen diversos modelos de parrillas, en función del tipo de biomasa sólida que se trate y sobre todo dependiendo de su humedad.

Así, se pueden distinguir los cuatro grupos siguientes:

– **Hogares de parrilla fija**: que son indicados para combustibles biomásicos en los que predominen las partículas pequeñas y de baja humedad. La combustión se realiza de forma heterogénea, ya que el combustible apila-do sobre la parrilla se encontrará en diferentes estados de combustión.

– **Hogar es de parrilla inclinada:** adecuados para biomasas de granulometrías y humedades muy variables que tienden a formar gran cantidad de cenizas. En este tipo de hogares los residuos se desplazan por resbalamiento a lo largo de la parrilla, por lo que la combustión resulta más homogénea que en el caso anterior. Además, la retirada de las cenizas se suele realizar de forma relativamente fácil por medios mecánicos, ya que a medida que se producen van cayendo de la parrilla al cenicero.

– **Hogares de parrilla móvil:** apropiados para biomasas con una elevada fracción de inertes, de forma que en su combustión se crea una gran cantidad de cenizas. Están provistos de un sistema tractor que permite el movimiento de la parrilla y la descarga continua de las cenizas.

– **Hogares de parrilla vibratoria:** que permiten una descarga automática e intermitente de las cenizas. El tiempo de vibración y el de reposo se pueden ajustar en función de las características del combustible. La du-ración de la vibración suele variar entre 4 y 10

segundos según la carga de la misma y el tipo de combustible. Este tipo de parrilla suele tener refrigeración por agua.

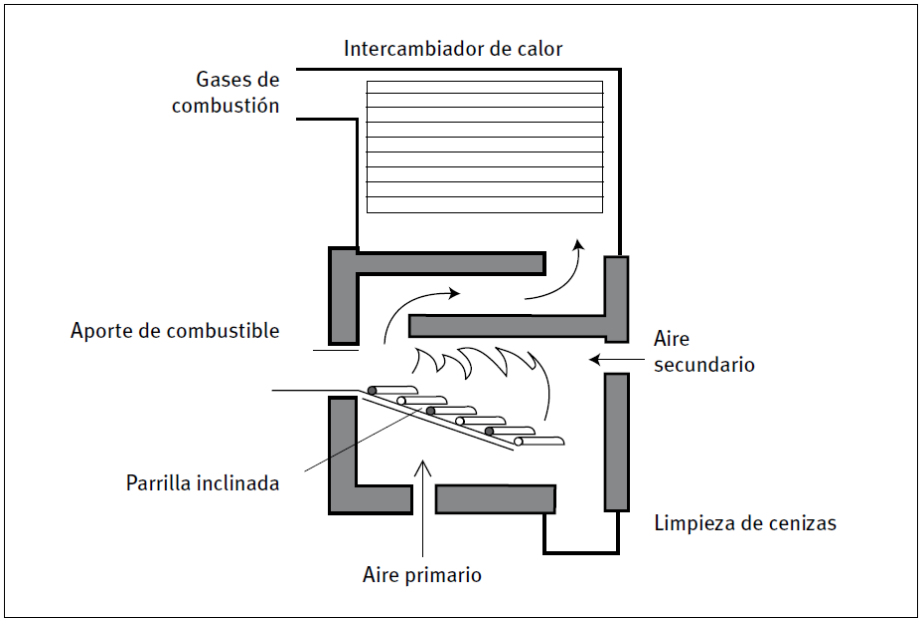



Tabla 24 Esquema de caldera con parrilla.

#### 1.3.1.2 Hogares rotativos

Se trata de hogares de forma cilíndrica que mediante un mecanismo y el acciona-miento de un motor se mantienen en rotación. Variando la velocidad de rotación del horno se modifica el tiempo de permanencia del combustible, lo que resulta un método muy eficiente para el control de la combustión.
Este tipo de hogares se utiliza para distintos tipos de biomasa y particularmente para residuos muy heterogéneos y con amplios márgenes operativos.

#### 1.3.1.3 Quemadores de tornillo

Es uno de los sistemas de combustión más empleados en instalaciones pequeñas y de potencia hasta 6 millones de kcal/h. Se utilizan para quemar residuos sólidos con humedades de hasta el 35% y granulometrías máximas de 30 mm. La combustión ha de realizarse en un volumen restringido, lo que provoca elevadas temperaturas de llama y la consiguiente formación de escorias.

#### 1.3.1.4 Cámaras torsionales

Están provistas de un tipo de quemador diseñado para quemar combustibles sólidos pulverizados, con tamaños comprendidos entre 0,1 mm y 30 mm como máximo (cáscaras de semilla de girasol, de algodón, serrines, orujillos, etc.), ya que el comburente debe poder ser transportado neumáticamente. Además, no son recomendables humedades superiores al 30%. El combustible se introduce a presión en la cámara de combustión mediante un sistema neumático y de forma que adopta un movimiento helicodidad dentro de la cámara, al mezclarse con el aire de combustión. Las partículas de combustible se mantienen en suspensión aerodinámica, produciéndose en primer lugar un proceso de volatización. El residuo carbonoso que queda se concentra en la periferia de la cámara, donde existe una mayor presión parcial de oxígeno, lo que permite la rápida conversión de estas partículas carbonosas a la fase gaseosa.

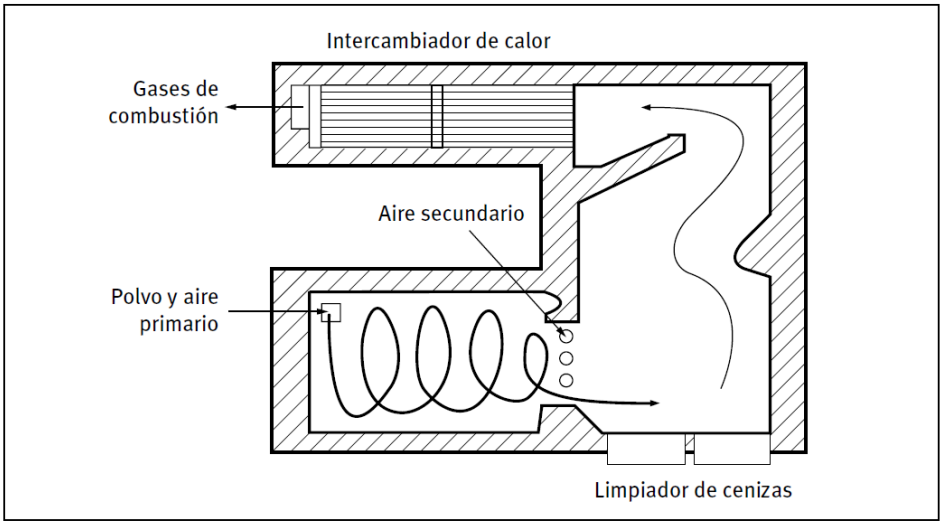



Tabla 25 Esquema de caldera de biomasa torsional-pulverizado.

#### 1.3.1.5 Combustión en lecho fluido.

El lecho fluido en sus diferentes variantes es una tecnología de combustión limpia, que se viene usando de forma creciente para resolver problemas de eliminación de residuos de todo tipo, con aprovechamiento energético y respetando los límites medioambientales establecidos.

En una caldera de lecho fluido típica, la biomasa, junto con el material inerte del lecho, por ejemplo arena, sílice, alúmina o cenizas, y un sorbente (caliza) se mantienen en suspensión por medio de una corriente de aire. Es posible controlar los parámetros que influyen en la combustión: turbulencia, tiempo y temperatura (normalmente 800 °C-900 °C). Mediante estos controles se aprovechará el calor generado a una temperatura más baja que en una caldera convencional, pero sin pérdida de eficiencia. Con estas temperaturas se está por debajo de la

formación de emisiones contaminantes de los óxidos de nitrógeno y también se evitan los problemas de sinterización y formación de escorias asociados con las calderas convencionales.

La combustión en lecho fluido con recuperación de energía está considerada hoy en día como una de las alternativas más convenientes para la valorización energética de la biomasa. La turbulencia en el volumen del combustor, juntamente con el efecto de torbellino y la inercia térmica del material del lecho dan lugar a una combustión completa, controlada y uniforme.
Estos factores son claves para maximizar el rendimiento y controlar las emisiones. El alto rendimiento de los combustores de lecho fluido los hace particularmente adecuados para manejar combustibles problemáticos, con bajos contenidos energéticos y altos contenidos de humedad.

Desde el punto de vista de la presión de operación se dividen en dos grandes grupos:

– **Lechos fluidos atmosféricos (CLFA)**: que operan a la presión atmosférica.

– **Lechos fluidos a presión (CLFP):** que operan a presiones comprendidas entre 5 y 20 bar. Estos sistemas no son todavía muy frecuentes en las instalaciones de generación de energía térmica y son más apropiados en instalaciones de generación de electricidad.

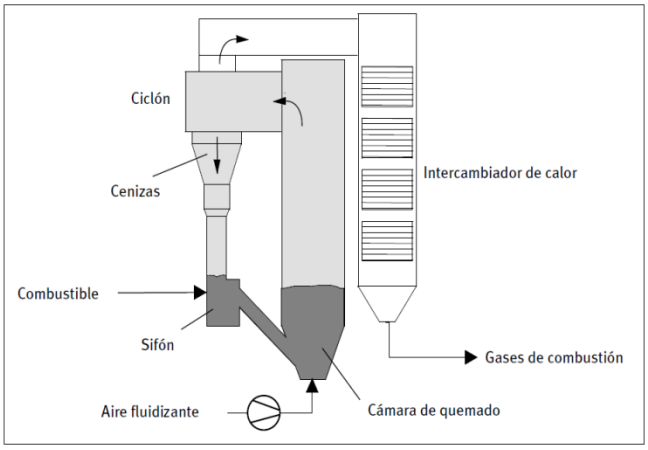



Tabla 27 Esquema de caldera del lecho fluidizado circulante.

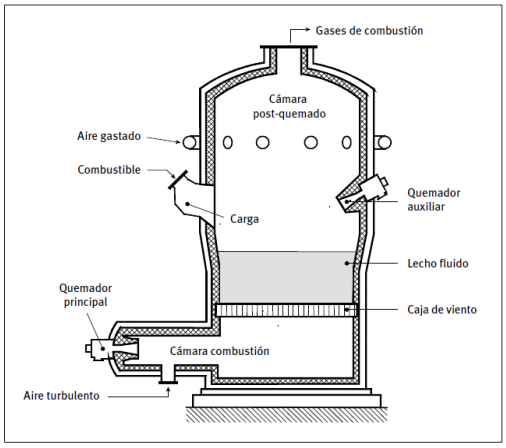



Tabla 26 Esquema caldera de lecho fluidizado estacionario.

**1.4 Calderas.**

Las calderas de biomasa pueden clasificarse atendiendo al tipo de combustible que admiten, a la clase de tecnología que utilizan y en función de la eficiencia.

Según tipos de combustible, existen tres tipos:

- **Calderas específicas de pellets:** Suelen ser pequeñas (hasta 40 kW) y altamente eficientes. Destaca su compacidad debido a la estabilidad del combustible suministrado. La razón de ser de estas calderas tiene sentido por su bajo coste, pequeño tamaño y un elevado rendimiento.
  En algunos casos pueden utilizar otros biocombustibles con características similares siempre que el fabricante lo garantice.

- **Calderas de biomasa:** Su potencia varía desde 25 kW a cientos de kW. No admiten varios combustibles simultáneamente, aunque se puede cambiar el combustible si se programa con suficiente antelación el vaciado del silo, la nueva recarga y la reprogramación de la caldera. Precisan de modificaciones en tornillo de alimentación y parrilla.

- **Calderas mixtas o multicombustible:** Admiten varios tipos distintos de combustible, cambiando de unos a otros de manera rápida y eficiente, como por ejemplo pellets y astillas. Suelen fabricarse para potencias medias (alrededor de 200 kW) o grandes.

De acuerdo a su tecnología, las calderas se dividen en cuatro grupos

- **Calderas convencionales adaptadas para biomasa:** Suelen ser antiguas calderas de carbón adaptadas para poder ser utilizadas con biomasa o calderas de gasóleo con un quemador de biomasa.
  Aunque resultan baratas, su eficiencia es reducida, situándose en torno al 75-85%. Suelen ser semiautomáticas ya que, al no estar diseñadas específicamente para biomasa no disponen de sistemas específicos de mantenimiento y limpieza.
  En España existen varios fabricantes con este tipo de calderas.

- **Calderas estándar de biomasa:** Diseñadas específicamente para un biocombustible determinado (pellets, astillas, leña,...), alcanzan rendimientos de hasta un 92%, aunque suele ser posible su uso con un combustible alternativo a costa de una menor eficiencia. Generalmente se trata de calderas automáticas ya que disponen de sistemas automáticos de alimentación del combustible, de limpieza del intercambiador

de calor y de extracción de las cenizas.

- **Calderas mixtas:** Las calderas mixtas permiten el uso alternativo de dos combustibles, haciendo posible el cambio de uno a otro si las condiciones económicas o de suministro de uno de los combustibles así lo aconsejan. Necesitan un almacenamiento y un sistema de alimentación de la caldera para cada combustible, por lo que el coste de inversión es mayor que para otras tecnologías. Su rendimiento es alto, cercano al 92%, y son calderas totalmente automáticas.

- **Calderas de pellets a condensación:** Pequeñas, automáticas y para uso exclusivo de pellets, estas calderas recuperan el calor latente de condensación contenido en el combustible bajando progresivamente la temperatura de los gases hasta que se condensa el vapor de agua en el intercambiador.
  Mediante esta tecnología, el ahorro de pellets es del 15% respecto a una combustión estándar, logrando así las mayores eficiencias del mercado, con un rendimiento de hasta el 103% respecto al poder calorífico inferior (PCI).

En función de la eficiencia, las calderas se clasifican en tres clases:

- **Clase 1:** 53-62% de eficiencia.

- **Clase 2:** 63-72% de eficiencia.

- **Clase 3:** 73-82% de eficiencia.

**1.5 Recuperadores auxiliares de calor.**

En cuanto a los sistemas de eliminación del calor residual, las instalaciones de biomasa tienen mayor inercia que las de gas o gasóleo a seguir generando calor cuando tenga lugar un corte eléctrico. Esto se debe a que la biomasa introducida en la caldera continuará quemándose y por lo tanto, se sigue produciendo calor con una inercia considerable, difícilmente controlable a corto plazo. Por consiguiente, las calderas de biomasa pueden encontrarse en condiciones especialmente críticas; estas condiciones son básicamente dos:

1. Interrupción del suministro eléctrico.
2. Avería de la bomba de circulación de la caldera.

En esas circunstancias, se produce un bloqueo casi total de la circulación del agua en la caldera

y se interrumpe la aportación del calor producido por la combustión de la biomasa. Por consiguiente, la temperatura del agua puede subir hasta alcanzar y superar los 100° C. Con temperaturas más altas a la de ebullición, la producción de vapor provoca un fuerte aumento de la presión del sistema. A falta de dispositivos de seguridad adecuados se puede llegar rápidamente a una situación de peligro.

El sistema de eliminación del calor residual debe garantizar la liberación de este calor adicional producido en la caldera cuando se interrumpe el funcionamiento del sistema de combustión. Para la evacuación del calor residual, en una caldera cargada de combustible, la solución es instalar un sistema de acumulación en el tubo de equilibrio del colector (agua o material de cambio de fase).

Hay varias alternativas para la eliminación de este calor:

- Un recipiente de expansión abierto que pueda liberar el vapor si la temperatura del agua alcanza los 100ºC dentro de la caldera.

- Un intercambiador de calor de seguridad en la caldera, refrigerado por una corriente de agua cuando la temperatura en el interior de la caldera aumente demasiado.

- Un depósito de acumulación o de inercia, siempre y cuando la circulación natural tenga capacidad de enfriar la caldera.

Las bombas que impulsan el agua de calefacción por el orificio no deben estar controladas mediante sistemas electrónicos incluidos en la caldera, de modo que puedan seguir funcionando hasta que se haya eliminado el calor residual en el caso de un corte eléctrico en la caldera.

**1.6 Extracción de ceniza.**

A diferencia del gas natural y gasóleo, la combustión de la biomasa genera cenizas. Por ello es necesario un dispositivo de extracción de las mismas. Las cenizas de madera no son peligrosas y frecuentemente se utilizan como fertilizantes. En ambientes urbanos pueden tirarse a la basura. En cualquier caso, debe cumplirse la normativa local al respecto. Uno de los aspectos a tener en cuenta es la temperatura de fusión de las cenizas. Si el horno donde se produce la combustión alcanza temperaturas elevadas y el biocombustible disponible produce unas cenizas con temperatura de fusión reducida, éstas pueden llegar a fundirse. Si esto ocurre, el flujo de aire primario puede quedar limitado, y la calidad de la combustión y la extracción de cenizas puede sufrir bloqueos o poca efectividad.

En el caso de los residuos agroindustriales la variedad de orígenes y tipos de residuos hace

imposible dar unos valores medios para los componentes de sus cenizas. En la mayoría de los casos estas podrán ser utilizadas como fertilizantes o tiradas a la basura junto con el resto de residuos orgánicos. Se recomienda que, antes de tomar una decisión, se consulte al proveedor de biomasa y se pidan los datos referentes a la composición de la misma.

Las calderas de biomasa poseen diferentes sistemas de evacuación de cenizas en función del diseño de la caldera. El mecanismo más común para la retirada de cenizas consiste en dos tornillos sinfín que transportan la ceniza de manera automática de la cámara de combustión al contenedor de cenizas. Allí se comprimen y hace que el manejo sea aún más confortable. En las calderas más modernas existe un control electrónico del llenado del cajón de cenizas, que puede llegar a desactivar la caldera en el caso de que no se produzca la retirada de las cenizas.

En aquellas calderas que, debido a su tamaño o al biocombustible utilizado, se genera gran cantidad de cenizas, existe la posibilidad de conducirlas a un contenedor de mayor capacidad y prolongar así los intervalos de vaciado. Este sistema también puede ser útil para instalaciones con una baja producción de cenizas donde se desee ampliar los intervalos de recogida de las mismas.

**1.7 Chimenea y depuración de gases.**

Las emisiones a la atmósfera de los sistemas de climatización con biomasa no varían mucho respecto a las de otros combustibles, y son mucho menores que las de carbón.
El sistema de evacuación de humos consiste en una chimenea. La única diferencia con una chimenea de un sistema de combustible líquido o gaseoso es el diámetro necesario. En el caso de biomasa hay que prever un volumen de gases ligeramente superior, debido a que la humedad que contiene la biomasa se evapora en la caldera y da lugar a vapor de agua que sale mezclado con los productos de la combustión, aumentando así el volumen de los gases

Además, han de cumplirse las siguientes exigencias:

- Queda prohibida la unificación del uso de los conductos de evacuación de los productos de la combustión con otras instalaciones de evacuación.

- Las calderas de potencia térmica nominal mayor que 400 kW tendrán su propio conducto de evacuación de los productos de la combustión.

- Las calderas de potencia térmica nominal igual o menor que 400 kW, que tengan la misma configuración para la evacuación de los productos de la combustión, podrán tener el conducto de evacuación común a varias de ellas, siempre y cuando la suma de la potencia sea igual o menor a 400 kW. De estar instaladas en cascada, el ramal

auxiliar, antes de su conexión al conducto común, tendrá un tramo vertical ascendente de altura igual o mayor que 0,2 m.

• En ningún caso se podrán conectar a un mismo conducto de humos calderas que empleen combustibles diferentes.

• Se dispondrá un registro en la parte inferior del conducto de evacuación que permita la eliminación de residuos sólidos y líquidos.

• La chimenea será de material resistente a la acción agresiva de los productos de la combustión y a la temperatura, con la estanquidad adecuada al tipo de generador empleado.

Los productos de la combustión deberán cumplir con los requerimientos medioambientales de las autoridades nacionales, regionales o locales, que limitan los valores máximos de las emisiones de contaminantes.

| Potencia nominal (kWt) | Límite de emisiones | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | CO (mg/m³ en 10% $O_2$) | | | COV[1] (mg/m³ en 10% $O_2$) | | | Partículas (mg/m³ en 10% $O_2$) | | |
| | Clase 1 | Clase 2 | Clase 3 | Clase 1 | Clase 2 | Clase 3 | Clase 1 | Clase 2 | Clase 3 |
| < 50 | 15.000 | 5.000 | 3.000 | 1.750 | 200 | 100 | 200 | 180 | 150 |
| 50-150 | 12.500 | 4.500 | 2.500 | 1.250 | 150 | 80 | 200 | 180 | 150 |
| 150-300 | 12.500 | 2.000 | 1.200 | 1.250 | 150 | 80 | 200 | 180 | 150 |

Tabla 28 Límite de emisiones para calderas de diferentes tipos de biomasa y potencia: Fuente: Normativa UNE-EN 303-5

# ANEJO Nº VII

# Dimensionado

**1.0 Necesidades previas.**

Antes de llevar a cabo el dimensionado de los elementos de la instalación es necesario conocer tanto el consumo de combustible, en nuestro caso Gas Licuado del Petróleo (GLP), como el tipo de caldera utilizada previamente.

**1.1 Necesidades térmicas de la explotación.**

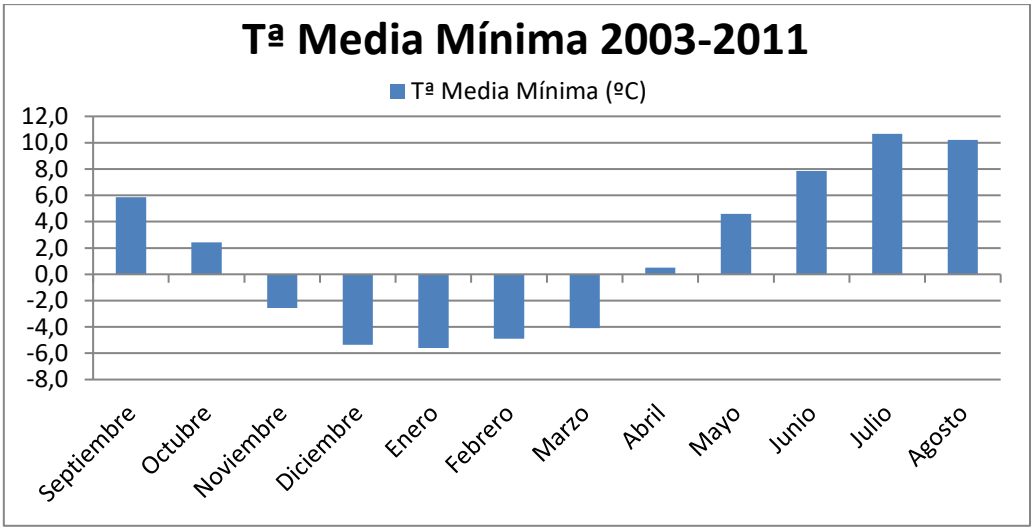
La explotación reproductiva requiere un control preciso de la temperatura en las zonas de parto y destete puesto que es en estos periodos cuando tanto las cerdas madre como los lechones son más débiles, y por tanto están más expuestos a padecer alguna enfermedad.

La temperatura más adecuada durante ese periodo es de entre 20-22 ºC), temperatura ideal para poder optimizar la ingestión voluntaria de alimento en la época previa al parto, sin embargo, una vez producido el parto, existe un conflicto de intereses entre el lechón y la madre, ya que la zona de termoneutralidad del lechón se encuentra entre los 30-37 ºC..

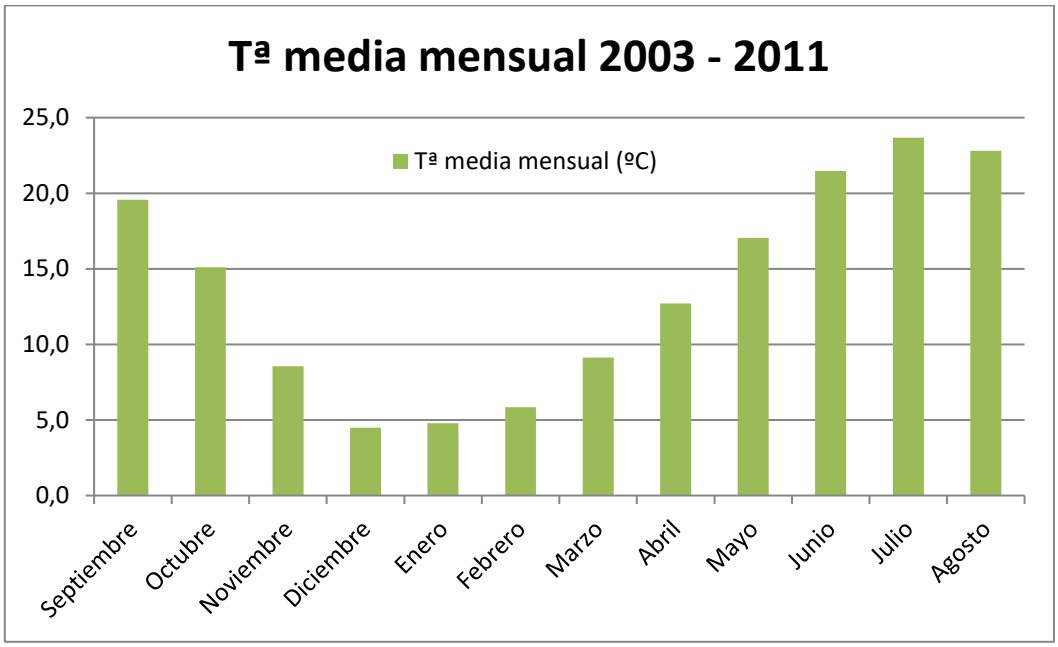
Lógicamente es más importante priorizar el lechón durante los primeros días de vida de este, por lo que la temperatura de la sala sobrepasará los 20-22 ºC hasta llegar a unos 30 ºC durante las primeras semanas, bajando gradualmente hasta llegar a 20-25 ºC.

La explotación reproductiva porcina tiene unos altos requerimientos térmicos que suponen un elevado gasto en combustible, en particular Gas Licuado del Petróleo (GLP). Estos consumos ascienden a **45000 litros de GLP al año**, cuyo precio actual es de 0,77 € por litro.

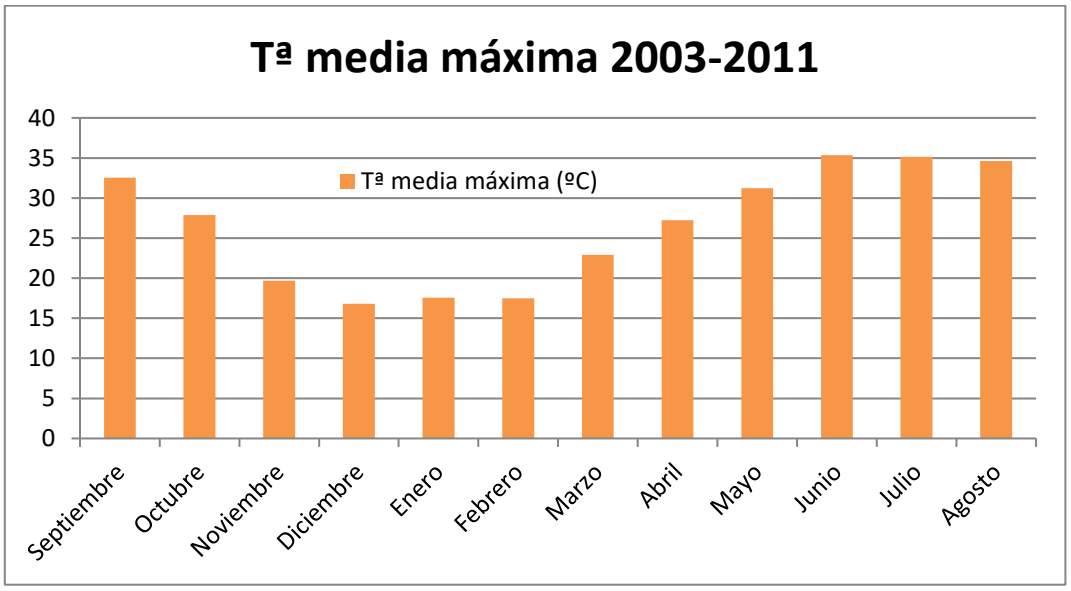
A partir de estos datos anuales, y comprobando la evolución mensual de las temperaturas a lo largo del año en el municipio donde está situada la explotación obtendremos los consumos y requerimientos térmicos mensuales.




Gráfica 1 Tª Media Mínima en el periodo 2003-2011 en Torres de Alcanadre. Fuente: Oficina del regante de Aragón




Gráfica 2 Tª Media en el periodo 2003-2011 en Torres de Alcanadre. Fuente: Oficina del regante de Aragón



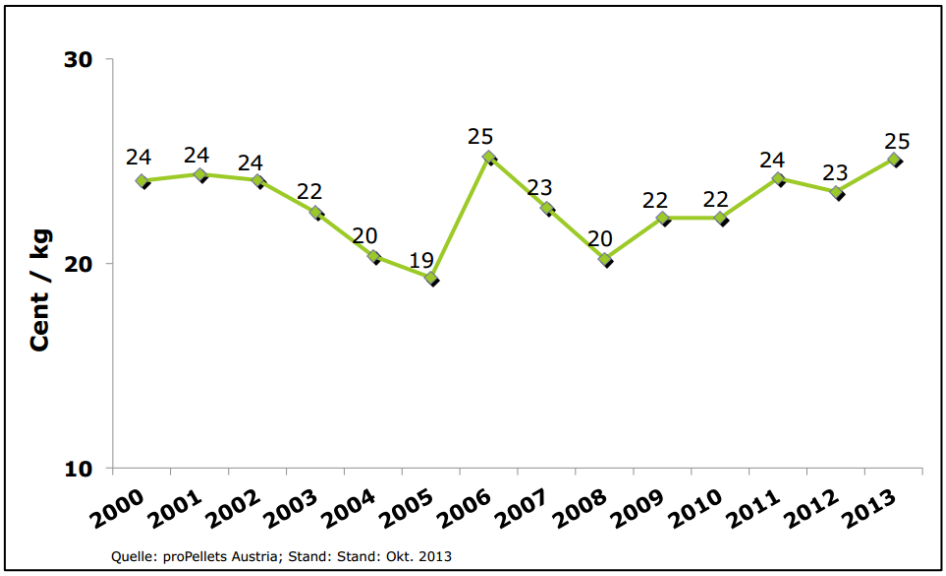

Gráfica 3 Tª media Máxima en el periodo 2003-2011 en Torres de Alcanadre. Fuente: Oficina del regante de Aragón

Por consiguiente, los requerimientos térmicos se centrarán principalmente en el periodo comprendido entre Septiembre y Mayo, donde las temperaturas medias son inferiores a 20 ºC Con un claro punto crítico en los meses invernales de Diciembre, Enero y Febrero.

**1.2 Elección de biocombustible.**

Una de las consideraciones más importantes para decidirse por la instalación de los sistemas de calefacción con biomasa de un tipo u otro es el aseguramiento del suministro de combustible. Debe asegurarse el suministro a medio-largo plazo con una calidad de la biomasa alta y constante, antes de su establecimiento

Dada la situación de la explotación en una zona sin un biocombustible de referencia y tras el estudio de las diferentes posibilidades existentes en el mercado actual, elegiremos los pellets de madera como materia prima debido principalmente a su alto poder calorífico (4300 Kcla/kg), a su alta densidad aparente (650 kg/m3), que permite una reducción de la zona de almacenamiento, a su estabilidad económica, ya que no depende del precio de otros combustible y a su estabilidad física, ya que no es volátil, no tiene olores ni presenta riesgo de explosión y puede ser almacenado durante largos periodos sin mermas en su calidad.




Gráfica 4 Evolución del precio del pellet de madera 2000 - 2013. Fuente: Propellets Austria.

Aunque la astilla sea más barata, los volúmenes necesarios son mayores y aunque la cascara de almendra tenga un menor precio, éste es menos estable que en el caso del pellet y el contenido en cenizas es mayor por lo que tendrá un mayor coste de mantenimiento.

**1.3 Necesidades de biocombustible.**

El pellet de madera deberá ser almacenado herméticamente evitando el contacto con agua, lo que podría provocar una reducción de su calidad y problemas de bloqueos dentro de la tolva o silo de almacenamiento.

El volumen anual de pellets de madera requerido por la explotación vendrá determinado por sus requerimientos térmicos, los cuales obtendremos a partir del consumo de combustible (GLP) lo largo de un año.

Los datos físicos del GLP:

- Densidad: 0,535 g/cm3

- Poder calorífico: 10830 Kcal/Kg

Por tanto las necesidades energéticas totales de la explotación serán de:

45000 L GLP $\frac{1\ dm3}{1\ L}\ \frac{1000\ cm3}{1\ dm3}\ \frac{0{,}535\ g}{1\ cm3}\ \frac{1\ Kg}{1000 g}$ **= 24075 Kg GLP al año**

24075 kg GLP $\frac{10830\ Kcal}{1\ Kg\ GLP}\ \frac{4{,}18\ KJ}{1\ Kcal}$ **= 1 089 860 805 KJ al año**

Esto supondrá una cantidad anual de pellets de madera de:

1 089 860 805 KJ $\frac{1\ Kg\ pellets\ de\ madera}{18000\ KJ}$ **= 60547 Kg pellest de madera al año**

60547 kg pellet de madera / 0,93 (η de la caldera) **= 65104 Kg pellets madera año**

65104 kg pellet de madera $\frac{1\ m3}{650\ Kg\ pellest\ de\ madera}$ **= 100 m3 de pellet al año**

**1.4 Dimensionado del almacenamiento.**

El transporte del pellet se lleva a cabo a granel mediante el uso de camiones cisterna, ya que su transporte y manejo es más sencillo que en el caso de sacos o *big-bags*. El almacenamiento de los pellets al tratarse de grandes volúmenes tendrá lugar en silos y su carga se llevará a cabo de forma neumática.

Para silos de almacenamientos nuevos se recomienda al menos un volumen equivalente a una de las siguientes condiciones, según el caso de aplicación más razonable de acuerdo con la situación específica de la instalación:

- 1 temporada de funcionamiento de la instalación: así sólo es necesario recargar el silo una vez al año.

- 1,5 veces el volumen del camión de suministro: de esta manera es posible recargar el silo con un camión completo antes de que se acabe el combustible.

Necesitaríamos un silo con capacidad para 93 m3 si solo quisiéramos hacer un pedido al año, al ser requerido un silo de tan elevadas dimensiones, lo más razonable es la instalación de uno de menor tamaño y realizar varios pedidos a lo largo del año.

El volumen de transporte de estos camiones cisterna se sitúa entre los 20-25 m3 y cuyo peso suele superar las 16 toneladas. Por ello elegiremos un silo de al menos 30 m3 para poder realizar pedidos de camiones cisternas completos cuando el silo se encuentre al 20 % de su capacidad.

El silo que contendrá el pellet será similar a un silo de pienso con un volumen de 30 m3 y cuyas dimensiones son las siguientes (Ø del silo y altura; 2,75 y 7,71 respectivamente). Éste estará conectado a la caldera mediante un tubo sinfín que lo transportara hasta la tolva previa a la caldera de biomasa. Se realizarán 4 pedidos al año, distribuyéndose tres entre otoño e invierno, y uno entre primavera y verano; momento en el que los requerimientos térmicos son menores.

Figura 18 Silo de almacenamiento de biomasa.

**1.5 Selección de la caldera.**

A las calderas de biomasa utilizadas para la producción de calor se les exige un rendimiento mínimo instantáneo del 75%, aunque cualquiera de las calderas de biomasa disponibles en el mercado supera holgadamente el 75% de rendimiento de acuerdo a las especificaciones de los fabricantes.

Los factores determinantes para la elección de una caldera:

- Tipo y calidad de combustible con el que se la va a alimentar para conocer las tecnologías (tipos de calderas) disponibles para esa biomasa.

- Una vez conocidas las calderas adecuadas disponibles, es aconsejable la elección de sistemas de alto rendimiento (> 90%) y bajas emisiones.

- Para mayor comodidad, es preferible un elevado nivel de automatización, reduciendo al mínimo los trabajos de mantenimiento. Las calderas con niveles de automatización mayores suelen ser más eficientes, pero tienen mayores costes de inversión.

- Son igualmente recomendables los sistemas modulantes que permiten una variación continua de la potencia para adecuarla a la demanda existente en cada momento. También debe valorarse la inclusión de sistemas de telecontrol de los parámetros de la caldera por el mantenedor.

- La disponibilidad de un distribuidor y de una empresa instaladora autorizada es imprescindible, y preferiblemente con un certificado por la empresa fabricante de la caldera de haber recibido el curso formativo correspondiente.

- El coste del sistema y las ayudas públicas existentes.

Siguiendo estas consideraciones elegiremos una caldera automática de pellets de madera de alto rendimiento (93%).

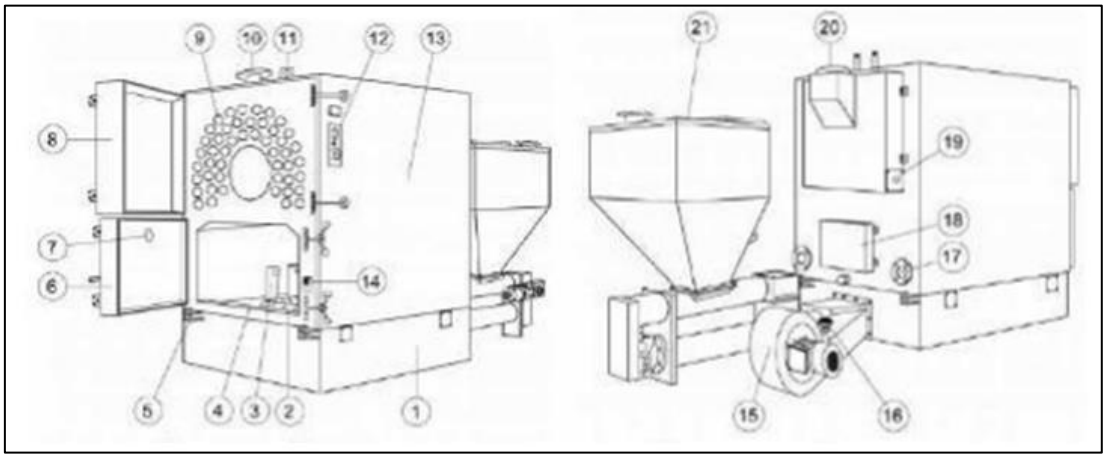



Figura 19 Caldera de biomasa automática.

**1.6 Potencia de la caldera.**

Determinar la potencia de la caldera de biomasa adecuada a instalar es una decisión fundamental para el correcto funcionamiento de la explotación y vital para la óptima amortización de la maquinaria.

Por ello, se debe puede dimensionar la caldera teniendo en cuenta la temperatura máxima necesaria de la sala a calefactar y la temperatura del día más frío del año, o bien, calcular a partir de las necesidades térmicas obtenidas en el punto 1.3, la potencia requerida para cubrir estas exigencias de temperatura a lo largo del año.

Según estos cálculos, la potencia de la caldera tendrá que ser capaz de generar al menos la siguiente cantidad de KJ:

$$1\ 089\ 860\ 805\ \text{KJ/año}\ \frac{1\ año}{365\ días}\ \frac{1\ día}{24\ horas}\ \frac{1\ hora}{3600\ s} = 34{,}55\ \textbf{KJ/s}$$

Esto equivale a 34,55 KW, por tanto, la potencia que tendría que tener la caldera en caso de que los requerimientos térmicos fueran homogéneos durante todo el año sería superior a 34,55 KW.

Como está situación no se corresponde con la realidad, sino que existen unos meses en los que las temperaturas son inferiores mientras en otros son superiores a las condiciones óptimas de desarrollo de lechones y madres, debemos escoger una caldera con una potencia capaz de, durante que los meses en los que las exigencias térmicas son mayores, satisfacer estas necesidades.

Por ello elegiremos una caldera de biomasa de pellet de madera de **60 KW** de potencia entre el amplio abanico de posibilidades de potencias existentes, ya que en los meses de invierno deberá ser capaz de satisfacer las necesidades térmicas sin presentar ningún problema de falta de potencia.

**1.7 Dimensionado de la extracción de cenizas.**

Como ya hemos visto antes, la combustión de la biomasa genera cenizas. Por ello es necesario un dispositivo de extracción de las mismas. Las cenizas de pellets no son peligrosas y frecuentemente se utilizan como fertilizantes.

La retirada de las mismas se producirá periódicamente en el momento en el que el cajón de almacenamiento de cenizas esté lleno. Actualmente, las calderas de biomasa generan entre un 2-6 % de cenizas respecto a la biomasa seca utilizada. La producción anual a partir de la combustión del pellet en el caso más desfavorable será de:

$$60547 \text{ Kg pellets } \frac{0{,}06\ Kg\ de\ ceniza}{1\ Kg\ de\ pellet} = \textbf{3633 Kg de ceniza al año}$$

Este volumen de ceniza será utilizado como fertilizante natural por su alto contenido en minerales útiles para el desarrollo de cualquier cultivo. Evitaremos la acumulación de las cenizas dentro de la explotación para reducir el riesgo de producción de polvo, nocivo para la respiración animal de cerdas madres y sobre todo lechones.

# ANEJO Nº VIII

# Viabilidad económica

**1.0 Introducción**

Se realiza a continuación el estudio de viabilidad económica de la instalación de una caldera de biomasa dentro de la explotación porcina de reproducción. El periodo de estudio serán 10 años.

Se tiene en cuenta la posibilidad de obtención de subvenciones por la aplicación de energías renovables. Las estimaciones de dichas subvenciones se basan en las órdenes emitidas por el BOA (Boletín Oficial de Aragón)

**2.0 Estudio económico.**

Se van a analizar varias alternativas para reducir el gasto generado por los requerimientos térmicos de la explotación; ya sea mediante la sustitución de la caldera de GLP por un nuevo modelo, o mediante la instalación de una caldera de biomasa de alta eficiencia.

**2.1 Precio del GLP**

La evolución del precio del GLP como podemos apreciar en la siguiente gráfica ha sufrido un incremento gradual de su precio desde el año 2009 hasta la actualidad. Este supone un incremento medio de  alrededor del 7,2% anual.

Por ello, a la hora de realizar el estudio económico tendremos en cuenta esta tasa de crecimiento.

Gráfica 5 Evolución del precio del GLP. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE)

Por tanto, el gasto anual de GLP en la actualidad se verá incrementado de la siguiente forma:

| AÑO | Precio GLP (€/L) |
|---|---|
| 0 | 0,73 |
| 1 | 0,78 |
| 2 | 0,84 |
| 3 | 0,90 |
| 4 | 0,96 |
| 5 | 1,03 |
| 6 | 1,11 |
| 7 | 1,19 |
| 8 | 1,27 |
| 9 | 1,36 |
| 10 | 1,46 |

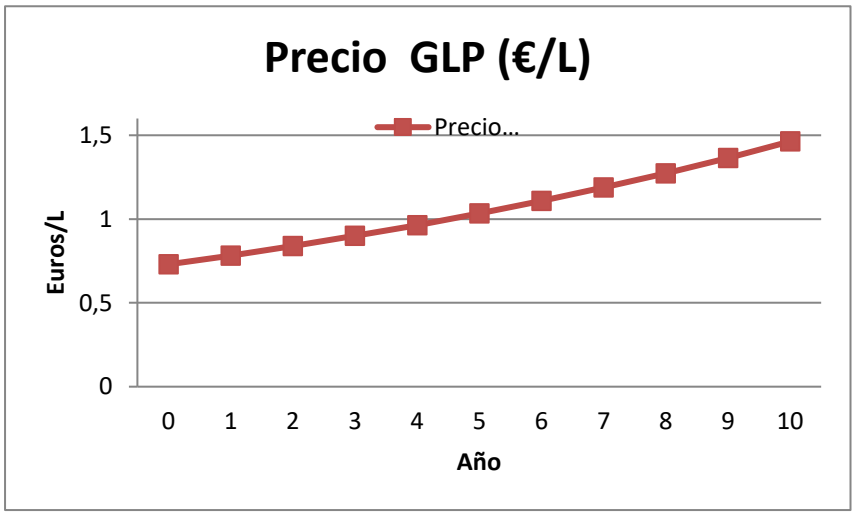



Tabla 29 Evolución del precio del GLP en los próximos 10 años.

**2.2 Precio del pellet.**

Como ya hemos visto en la gráfica anterior, el precio del pellet está sufriendo un estancamiento de su precio en alrededor de los 0,22-0,25 €/Kg desde el año 2000 hasta la actualidad; con algún momento de subidas y bajadas de precio pronunciadas, pero en general de gran estabilidad.

Para el cálculo de la evolución del precio de pellet tomaremos una tasa de crecimiento del 2 % anual y partiremos del precio actual de 0,254 €/Kg.

| AÑO | Precio Pellet (€/Kg) |
|---|---|
| 0 | 0,25 |
| 1 | 0,26 |
| 2 | 0,26 |
| 3 | 0,27 |
| 4 | 0,27 |
| 5 | 0,28 |
| 6 | 0,29 |
| 7 | 0,29 |
| 8 | 0,30 |
| 9 | 0,30 |
| 10 | 0,31 |

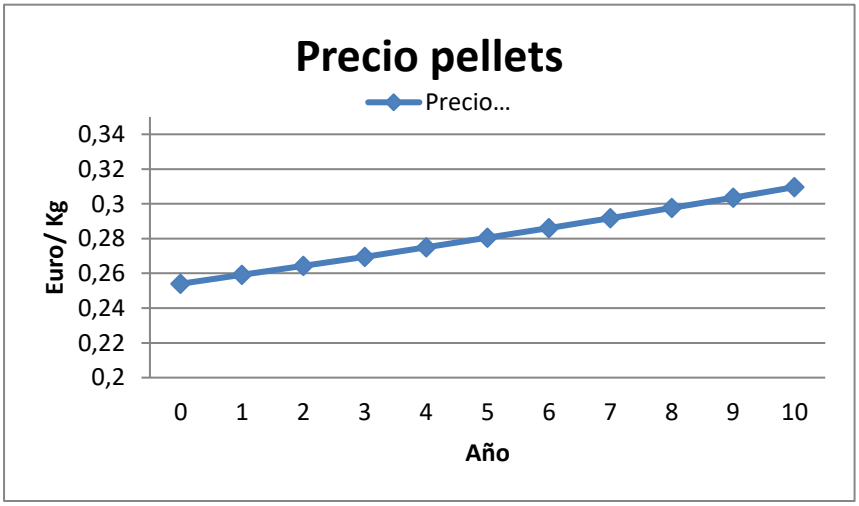



Tabla 30 Evolución del precio del pellet en los próximos diez años.

**2.3 Préstamo financiero.**

Para llevar a cabo el análisis económico estudiaremos diferentes alternativas. En particular veremos 3 posibilidades; con un préstamo del 100, 50 y del 0 % sobre el presupuesto total de inversión.

Este préstamo se solicitaría al Instituto de Crédito Oficial (ICO), banco público con forma jurídica de entidad pública empresarial, adscrita al Ministerio de Economía y Competitividad a través de la Secretaría de Estado de Economía y Apoyo a la Empresa.

El ICO tiene una línea llamada Línea ICO Empresas y Emprendedores 2014, destinada a la financiación orientada a autónomos y empresas que realicen inversiones productivas en el territorio nacional y/o necesiten cubrir sus necesidades de liquidez.

Se solicitará un préstamo de los presupuestos citados previamente, a un plazo de 10 años a interés fijo. Este interés es del 6.937 % anual.

| Plazos | Carencia | Nominal | TAE |
|---|---|---|---|
| 1 año | Sin carencia | 3.295 | 3.322 |
| 1 año | 1 año de carencia | 3.31 | 3.337 |
| 2 años | Sin carencia | 5.19 | 5.257 |
| 2 años | 1 año de carencia | 5.208 | 5.276 |
| 3 años | Sin carencia | 5.241 | 5.31 |
| 3 años | 1 año de carencia | 5.258 | 5.327 |
| 5 años | Sin carencia | 5.955 | 6.044 |
| 5 años | 1 año de carencia | 5.97 | 6.059 |
| 7 años | Sin carencia | 6.161 | 6.256 |
| 7 años | 1 año de carencia | 6.175 | 6.27 |
| 10 años | Sin carencia | 6.927 | 7.047 |
| 10 años | 1 año de carencia | 6.937 | 7.057 |
| 12 años | Sin carencia | 7.113 | 7.239 |
| 12 años | 2 años de carencia | 7.144 | 7.272 |
| 15 años | Sin carencia | 7.345 | 7.48 |
| 15 años | 2 años de carencia | 7.368 | 7.504 |
| 20 años | Sin carencia | 7.602 | 7.746 |
| 20 años | 2 años de carencia | 7.618 | 7.763 |

Tabla 31 Tipo de interés fijo máximo del crédito ICO según número de plazos. Fuente: ICO

**2.4 Índices de rentabilidad.**

Para llevar a cabo el estudio económico se van a tener en cuenta los siguientes índices de rentabilidad.

**V.A.N.:** Es el Valor Actual Neto o valor capital, indicador de la rentabilidad absoluta, y se define como el sumatorio de todos los flujos de caja ordinarios, actualizados, esperados. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Se considera una inversión viable si el V.A.N. obtenido es superior a cero.

Para calcularlo, es necesario prefijar la vida útil del proyecto (n), así como estimar la tasa de actualización (r) y considerar que el mercado de capitales es perfecto.

La tasa de actualización representa el valor del dinero con el paso del tiempo, es decir, es la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto actualizando a valor de hoy los flujos de efectivos estimados para dicho proyecto. Además, a la hora de hacer una inversión, para que resulte rentable, el beneficio obtenido debe ser mayor que el que me aportaría depositarlo en una entidad financiera a largo plazo, que es la inversión con menor riesgo que puedo hacer.

Por tanto voy a considerar la tasa de actualización como el sumatorio de la tasa de variación anual del IPC, unidad de medida de la inflación, y del interés que el banco ofrece por depósitos o captaciones. Este interés es del 3%.

La inflación existe cuando disminuye el precio del dinero y, por tanto, aumenta el precio de los bienes y servicios. Se mide a través de la tasa de variación del IPC (Índice de precios al consumo), el cual mide la evolución del precio de éstos. Se va a estimar la tasa de variación del IPC a partir de un estudio de la evolución de éste a lo largo de los últimos 20 años.

| AÑO | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2014** | 0,2 | 0,0 | -0,1 | 0,4 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **2013** | 2,7 | 2,8 | 2,4 | 1,4 | 1,7 | 2,1 | 1,8 | 1,5 | 0,3 | -0,1 | 0,2 | 0,3 |
| **2012** | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 2,1 | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 2,7 | 3,4 | 3,5 | 2,9 | 2,9 |
| **2011** | 3,3 | 3,6 | 3,6 | 3,8 | 3,5 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 2,4 |
| **2010** | 1,0 | 0,8 | 1,4 | 1,5 | 1,8 | 1,5 | 1,9 | 1,8 | 2,1 | 2,3 | 2,3 | 3,0 |
| **2009** | 0,8 | 0,7 | -0,1 | -0,2 | -0,9 | -1,0 | -1,4 | -0,8 | -1,0 | -0,7 | 0,3 | 0,8 |
| **2008** | 4,3 | 4,4 | 4,5 | 4,2 | 4,6 | 5,0 | 5,3 | 4,9 | 4,5 | 3,6 | 2,4 | 1,4 |
| **2007** | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,3 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,7 | 3,6 | 4,1 | 4,2 |
| **2006** | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,9 | 4,0 | 3,9 | 4,0 | 3,7 | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 2,7 |
| **2005** | 3,1 | 3,3 | 3,4 | 3,5 | 3,1 | 3,1 | 3,3 | 3,3 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,7 |
| **2004** | 2,3 | 2,1 | 2,1 | 2,7 | 3,4 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 3,2 | 3,6 | 3,5 | 3,2 |
| **2003** | 3,7 | 3,8 | 3,7 | 3,1 | 2,7 | 2,7 | 2,8 | 3,0 | 2,9 | 2,6 | 2,8 | 2,6 |
| **2002** | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 3,4 | 3,6 | 3,5 | 4,0 | 3,9 | 4,0 |
| **2001** | 3,7 | 3,8 | 3,9 | 4,0 | 4,2 | 4,2 | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 3,0 | 2,7 | 2,7 |
| **2000** | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,4 | 3,6 | 3,6 | 3,7 | 4,0 | 4,1 | 4,0 |
| **1999** | 1,5 | 1,8 | 2,2 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 2,9 |
| **1998** | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,1 | 1,6 | 1,7 | 1,4 | 1,4 |
| **1997** | 2,9 | 2,5 | 2,2 | 1,7 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,8 | 2,0 | 1,9 | 2,0 | 2,0 |
| **1996** | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 3,5 | 3,8 | 3,6 | 3,7 | 3,7 | 3,6 | 3,5 | 3,2 | 3,2 |
| **1995** | 4,4 | 4,8 | 5,1 | 5,2 | 5,1 | 5,1 | 4,7 | 4,3 | 4,4 | 4,3 | 4,4 | 4,3 |
| **1994** | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 4,9 | 4,9 | 4,7 | 4,8 | 4,8 | 4,5 | 4,4 | 4,4 | 4,3 |
| **M.MENS** | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 2,9 | 2,9 | 2,9 |
| **M.ANUAL** | 3,01 | | | | | | | | | | | |

Tabla 32 Tasa de variación anual del IPC. Fuente: INE (Instituto Nacional de Estadística)

El valor medio de la tasa de variación del IPC a lo largo de los últimos 20 años es del 3,0%. Por tanto considero una tasa de actualización del **6%**.

**T.I.R.:** Es la Tasa Interna de Rentabilidad o tasa de rendimiento interno, indicador de la rentabilidad relativa. Determina cual es la rentabilidad por euro invertido.

**PayBack:** Es el número de años necesarios para recuperar el esfuerzo inversor.

## 3.0 Presupuesto.

### 3.1 Caldera alta eficiencia de GLP.

La explotación porcina presenta en la actualidad una instalación térmica basada en una caldera antigua que utiliza GLP como combustible y que presenta una eficiencia de alrededor del 63%.

La sustitución de esta caldera por una nueva con mayor eficiencia (90,9%) puede ser una alternativa rentable para reducir los consumos de GLP de la explotación. Por tanto elegiremos un nuevo modelo de caldera de gas, Ferroli PEGASUS 56 LN, con la misma potencia que la antigua caldera (56 KW).

| PEGASUS LN | | | 56 LN |
|---|---|---|---|
| Gasto calorífico P.C.I. | | kW | 61,6 |
| | | kcal/h | 52.976 |
| Potencia nominal útil | | kW | 56 |
| | | kcal/h | 48.160 |
| **Rendimiento útil** | | **100% Pot. máx.** | **90,9** |
| | | **30% Pot. máx.** | **91,3** |
| **Clasificación NOx** | | | **5** |
| Dimensiones | A | mm | 600 |
| | B | mm | 95 |
| | C | mm | 180 |
| | D | mm | 40 |
| | E | mm | 80 |
| | F | mm | 83 |
| | G | mm | 850 |
| | H | mm | 615 |
| | a1 | | 1" |
| | a2 | | 1" |
| | a3 | | 1/2" |
| Contenido agua | | litros | 16,6 |
| Número elementos | | | 6 |
| Presión trabajo | | bar | 6 |
| Peso | | kg | 216 |
| CÓDIGO | | Natural | 353300564 |
| | | Propano | 353300563 |

Ilustración 14 Caldera de gas Ferroli PEGASUS56 LN

### 3.1.1 Resumen del presupuesto

El presupuesto general para la instalación de la caldera de GLP de alta eficiencia asciende a **3038,19 Euros.**

**RESUMEN DE PRESUPUESTO**

| CAPITULO | RESUMEN | | EUROS | % |
|---|---|---|---|---|
| C01 | CALDERA DE GAS FERROLI..... | | 2.110,00 | 100,00 |
| | | **TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL** | **2.110,00** | |
| | 13,00% Gastos generales..... | 274,30 | | |
| | 6,00% Beneficio industrial..... | 126,60 | | |
| | | SUMA DE G.G. y B.I. | 400,90 | |
| | 21,00% I.V.A. ..... | | 527,29 | |
| | | **TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA** | **3.038,19** | |
| | | **TOTAL PRESUPUESTO GENERAL** | **3.038,19** | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de TRES MIL TREINTA Y OCHO EUROS con DIECINUEVE CÉNTIMOS

Ilustración 15 Resumen del presupuesto de la instalación de la nueva caldera de GLP.

### 3.2 Caldera de alta eficiencia de biomasa.

La caldera de biomasa que encaja mejor con los requerimientos térmicos de la explotación es la **D`ALESSANDRO CS-60**, con una potencia nominal de 60 KW (superior a 56 KW) y con una alta eficiencia del 92,60 %.

| Fabricante | Marca | Modelo | Rendimiento Nominal 100% | Rendimiento Nominal 30% |
|---|---|---|---|---|
| D'Alessandro Termomeccanica | | CS 30 | 91.50% | 87% |
| D'Alessandro Termomeccanica | | CS 45 | 92.20% | 87% |
| D'Alessandro Termomeccanica | | CS 60 | 92.60% | 87% |
| D'Alessandro Termomeccanica | | CS 80 | 92.80% | 87% |

Ilustración 16 Caldera de biomasa D`Alessandro CS-60.

#### 3.2.1 Resumen del presupuesto

El presupuesto general para la instalación de la caldera de biomasa y del silo de almacenaje del pellet asciende a **11312,53 Euros.**

**RESUMEN DE PRESUPUESTO**

| CAPITULO | RESUMEN | | EUROS | % |
|---|---|---|---|---|
| C01 | CALDERA DE BIOMASA D'ALESSANDRO..... | | 5.294,50 | 67,39 |
| C02 | SILO ALMACENAJE PELLET..... | | 2.561,97 | 32,61 |
| | | TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL | 7.856,47 | |
| | 13,00% Gastos generales..... | 1.021,34 | | |
| | 6,00% Beneficio industrial..... | 471,39 | | |
| | | SUMA DE G.G. y B.I. | 1.492,73 | |
| | 21,00% I.V.A..... | | 1.963,33 | |
| | | TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA | 11.312,53 | |
| | | TOTAL PRESUPUESTO GENERAL | 11.312,53 | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de ONCE MIL TRESCIENTOS DOCE EUROS con CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS

Ilustración 17 Resumen del presupuesto de la instalación de la caldera de biomasa.

**4.0 Cálculo de coste de inversión y amortización.**

La explotación porcina presenta en la actualidad una instalación térmica basada en una caldera antigua que utiliza GLP como combustible y que presenta una eficiencia de alrededor del 63%, mientras que la caldera de biomasa de pellets tiene una eficiencia del 93%. Podría existir la posibilidad de instalar una nueva caldera de GLP cuya eficiencia energética sería de alrededor del 90%.

Comparando las diferentes posibilidades citadas recientemente obtenemos la siguiente tabla:

| Demanda Gestación-Transición 1 089 860 MJ | η rendimiento | PCI (MJ/l o Kg) | Consumo combustible (Kg) | Coste unitario combustible (€/un) | Coste anual combustible (€/año) | Ahorro anual (€/año) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Caldera GLP actual | 0,65 | 45,27 | 24075 | 0,73 | 17574,75 | 0 |
| Caldera GLP nueva | 0,90 | 45,27 | 17215 | 0,73 | 12566,65 | 5008,1 |
| Caldera biomasa Pellets | 0,92 | 18 | 65104 | 0,25 | 16276 | 1298,75 |

Tabla 33 Coste anual del combustible según tipo de caldera.

Elaboraremos ahora una tabla sobre la evolución del coste anual de combustible según el incremento anual del precio del GLP (7,2 %) y pellets (2 %) durante los próximos 10 años.

| Año | Precio GLP (€/L) | Precio Pellet (€/Kg) | Coste anual caldera GLP (€/año) | Coste anual caldera Biomasa (€/año) | Ahorro combustible GLP (€/año) | Ahorro combustible Biomasa (€/año) | ∑ Ahorro GLP (€) | ∑ Ahorro Biomasa (€) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | 0,73 | 0,25 | 12566,65 | 16276,00 | 5008,1 | 1298,75 | 5008,10 | 1298,75 |
| 2015 | 0,78 | 0,26 | 13471,45 | 16601,52 | 5368,68 | 2238,61 | 10376,78 | 3537,36 |
| 2016 | 0,84 | 0,26 | 14441,39 | 16933,55 | 5755,23 | 3263,07 | 16132,01 | 6800,43 |
| 2017 | 0,90 | 0,27 | 15481,17 | 17272,22 | 6169,60 | 4378,56 | 22301,62 | 11178,99 |
| 2018 | 0,96 | 0,27 | 16595,82 | 17617,67 | 6613,82 | 5591,97 | 28915,43 | 16770,96 |
| 2019 | 1,03 | 0,28 | 17790,72 | 17970,02 | 7090,01 | 6910,71 | 36005,44 | 23681,67 |
| 2020 | 1,11 | 0,28 | 19071,65 | 18329,42 | 7600,49 | 8342,72 | 43605,94 | 32024,39 |
| 2021 | 1,19 | 0,29 | 20444,81 | 18696,01 | 8147,73 | 9896,53 | 51753,66 | 41920,91 |
| 2022 | 1,27 | 0,29 | 21916,83 | 19069,93 | 8734,36 | 11581,27 | 60488,03 | 53502,18 |
| 2023 | 1,36 | 0,30 | 23494,85 | 19451,33 | 9363,24 | 13406,76 | 69851,27 | 66908,94 |
| 2024 | 1,46 | 0,30 | 25186,47 | 19840,35 | 10037,39 | 15383,51 | 79888,66 | 82292,45 |
| Ahorro total (€) | | | | | | | 79888,66 | 82292,45 |

Tabla 34 Evolución del ahorro de combustible durante un periodo de 10 años.

El periodo de amortización por tanto será el que se muestra a continuación.

| Tipos de caldera | Ahorro combustible (€) | Inversión Inicial Obra (€) | Pay Back (años) | Subvención (40% inversión) | Pay back (c/subv).años) |
|---|---|---|---|---|---|
| Caldera GLP nueva | 79888,66 | 3038,19 | 0,60 | - | 0,60 |
| Caldera biomasa Pellets | 82292,45 | 11312,53 | 4 | 3142,58 | 3,68 |

**Tabla 35 Comparativa de los periodos de amortización según el tipo de caldera a instalar y de la aplicación de subvenciones.**

## 5.0 Análisis de la inversión

### 5.1 Caldera de GLP nueva de alta eficiencia.

Una vez conocido el ahorro anual obtenido a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 10 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere de una inversión de 3038,19 €, teniendo en cuente el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A, se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que el proyecto pude necesitar de financiación, por ello vamos a estudiar diferentes niveles de financiación (100 – 50 – 0 %). Estos préstamos serán solicitados a una entidad financiera a un interés fijo (6,937 %) y en un plazo de amortización de 10 años.

#### 5.1.1 Financiación del 100%.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 10 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 3038,19 | - | - | - | 3038,19 | -3038,19 |
| **1** | 5008,1 | - | - | - | 324,89 | - | 1645,02 |
| **2** | 5368,68 | - | - | - | 324,89 | - | 6688,81 |
| **3** | 5755,23 | - | - | - | 324,89 | - | 12119,15 |
| **4** | 6169,60 | - | - | - | 324,89 | - | 17963,86 |
| **5** | 6613,82 | - | - | - | 324,89 | - | 24252,79 |
| **6** | 7090,01 | - | - | - | 324,89 | - | 31017,91 |
| **7** | 7600,49 | - | - | - | 324,89 | - | 38293,51 |
| **8** | 8147,73 | - | - | - | 324,89 | - | 46116,35 |
| **9** | 8734,36 | - | - | - | 324,89 | - | 54525,82 |
| **10** | 9363,24 | - | - | - | 324,89 | - | 63564,17 |

Tabla 36 Flujos de caja con el 100% de financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 2 años | 5 años | 10 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | 6.356,17€ | 47.890,75 € | 192.467,46 € |

Tabla 37 V.A.N. de la inversión con el 100% de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto es viable, puesto que el V.A.N. es positivo. Esto demuestra que renovar la instalación de la caldera de GLP por una nueva caldera con mayor eficiencia y con una financiación del 100 %, es rentable.

### 5.1.2 Financiación del 50%.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 10 años de vida útil de la instalación

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 3038,19 | - | - | - | 3038,19 | -3038,19 |
| **1** | 5008,1 | - | - | - | 162,44 | - | 1807,47 |
| **2** | 5368,68 | - | - | - | 162,44 | - | 7013,71 |
| **3** | 5755,23 | - | - | - | 162,44 | - | 12606,5 |
| **4** | 6169,6 | - | - | - | 162,44 | - | 18613,66 |
| **5** | 6613,82 | - | - | - | 162,44 | - | 25065,04 |
| **6** | 7090,01 | - | - | - | 162,44 | - | 31992,61 |
| **7** | 7600,49 | - | - | - | 162,44 | - | 39430,66 |
| **8** | 8147,73 | - | - | - | 162,44 | - | 47415,95 |
| **9** | 8734,36 | - | - | - | 162,44 | - | 55987,87 |
| **10** | 9363,24 | - | - | - | 162,44 | - | 65188,67 |

Tabla 38 Flujos de caja con el 50% de financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 2 años | 5 años | 10 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | 6.653,81€ | 49.864,01 € | 198.472 € |

Tabla 39 V.A.N. de la inversión con el 50% de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto es viable, puesto que el V.A.N. es positivo. Esto demuestra que renovar la instalación de la caldera de GLP por una nueva caldera con mayor eficiencia y con una financiación del 50 %, es rentable.

### 5.1.3 Sin financiación.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 10 años de vida útil de la instalación

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | - | - | - | - | 3038,19 | -3038,19 |
| **1** | 5008,1 | - | - | - | - | - | 1969,91 |
| **2** | 5368,68 | - | - | - | - | - | 7338,59 |
| **3** | 5755,23 | - | - | - | - | - | 13093,82 |
| **4** | 6169,6 | - | - | - | - | - | 19263,42 |
| **5** | 6613,82 | - | - | - | - | - | 25877,24 |
| **6** | 7090,01 | - | - | - | - | - | 32967,25 |
| **7** | 7600,49 | - | - | - | - | - | 40567,74 |
| **8** | 8147,73 | - | - | - | - | - | 48715,47 |
| **9** | 8734,36 | - | - | - | - | - | 57449,83 |
| **10** | 9363,24 | - | - | - | - | - | 66813,07 |

Tabla 40 Flujos de caja con el sin financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 2 años | 5 años | 10 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | 6.951,81€ | 51.837,16 € | 204.476,18 € |

Tabla 41 V.A.N. de la inversión sin financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto es viable, puesto que el V.A.N. es positivo. Esto demuestra que renovar la instalación de la caldera de GLP por una nueva caldera con mayor eficiencia y con una financiación del 50 %, es rentable.

### 5.2 Caldera de biomasa de alta eficiencia.

Una vez conocido el ahorro anual obtenido a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 10 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere de una inversión de 11312,53 €, teniendo en cuente el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A, se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que el proyecto pude necesitar de financiación, por ello vamos a estudiar diferentes niveles de financiación (100 – 50 – 0 %). Estos préstamos serán solicitados a una entidad financiera a un interés fijo (6,937 %) y en un plazo de amortización de 10 años.

En relación a las subvenciones, según la Orden de 14 de febrero de 2014 del Consejo de Industria e Innovación, por la que se convoca para el año 2014 ayudas en materia de ahorro y diversificación energética, uso racional de la energía, aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables, e infraestructuras energéticas, se obtendrá hasta un máximo del 40 % del coste de la inversión; en nuestro caso eso supondría 3142,58 €.

#### 5.2.1 Financiación del 100%.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 10 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 8169,95 | 3142,58 | - | - | 11312,53 | -11312,53 |
| **1** | 1298,75 | - | - | - | 873,67 | - | -10887,45 |
| **2** | 2238,61 | - | - | - | 873,67 | - | -9522,51 |
| **3** | 3263,07 | - | - | - | 873,67 | - | -7133,11 |
| **4** | 4378,56 | - | - | - | 873,67 | - | -3628,22 |
| **5** | 5591,97 | - | - | - | 873,67 | - | 1090,08 |
| **6** | 6910,71 | - | - | - | 873,67 | - | 7127,12 |
| **7** | 8342,72 | - | - | - | 873,67 | - | 14596,17 |
| **8** | 9896,53 | - | - | | 873,67 | - | 23619,02 |
| **9** | 11581,27 | - | - | | 873,67 | - | 34326,62 |
| **10** | 13406,76 | - | - | | 873,67 | - | 46859,71 |

Tabla 42 Flujos de caja con el 100% de financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 2 años | 5 años | 10 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -7882,41€ | -34.769,48 € | 43.280,69 € |

Tabla 43 V.A.N. de la inversión con el 100% de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto es viable a largo plazo pero no a corto plazo (2 y 5 años), puesto que el V.A.N. es negativo para los dos primeros casos y positivo para el último. Esto demuestra que renovar la instalación de la caldera de GLP por una caldera de biomasa de alta eficiencia y con una financiación del 100 %, es rentable en el caso de largo plazo.

### 5.2.2 Financiación del 50%.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 4084,97 | 3142.58 | - | - | 11312,53 | -11312,53 |
| **1** | 1298,75 | - | - | - | 436,83 | - | -10450,61 |
| **2** | 2238,61 | - | - | - | 436,83 | - | -8648,83 |
| **3** | 3263,07 | - | - | - | 436,83 | - | -5822,59 |
| **4** | 4378,56 | - | - | - | 436,83 | - | -1880,86 |
| **5** | 5591,97 | - | - | - | 436,83 | - | 3274,28 |
| **6** | 6910,71 | - | - | - | 436,83 | - | 9748,16 |
| **7** | 8342,72 | - | - | - | 436,83 | - | 17654,05 |
| **8** | 9896,53 | - | - | - | 436,83 | - | 27113,74 |
| **9** | 11581,27 | - | - | - | 436,83 | - | 38258,18 |
| **10** | 13406,76 | - | - | - | 436,83 | - | 51228,11 |

Tabla 44 Flujos de caja con el 50% de financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 2 años | 5 años | 10 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -7081,51€ | -29.463,22 € | 59.427,35 € |

Tabla 45 V.A.N. de la inversión con el 50% de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto es viable a largo plazo pero no a corto plazo (2 y 5 años), puesto que el V.A.N. es negativo para los dos primeros casos y positivo para el último. Esto demuestra que renovar la instalación de la caldera de GLP por una caldera de biomasa de alta eficiencia y con una financiación del 50 %, es rentable en el caso de largo plazo.

### 5.2.3 Sin financiación

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | - | 3142,58 | - | - | 11312,53 | -11312,53 |
| 1 | 1298,75 | - | - | - | - | - | -10013,78 |
| 2 | 2238,61 | - | - | - | - | - | -7775,17 |
| 3 | 3263,07 | - | - | - | - | - | -4512,10 |
| 4 | 4378,56 | - | - | - | - | - | -133,54 |
| 5 | 5591,97 | - | - | - | - | - | 5458,43 |
| 6 | 6910,71 | - | - | - | - | - | 12369,14 |
| 7 | 8342,72 | - | - | - | - | - | 20711,86 |
| 8 | 9896,53 | - | - | - | - | - | 30608,38 |
| 9 | 11581,27 | - | - | - | - | - | 42189,65 |
| 10 | 13406,76 | - | - | - | - | - | 55596,40 |

Tabla 46 Flujos de caja sin financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 2 años | 5 años | 10 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -6280,63 € | -24.157,09 € | 75.573,64 € |

Tabla 47 V.A.N. de la inversión sin financiación.

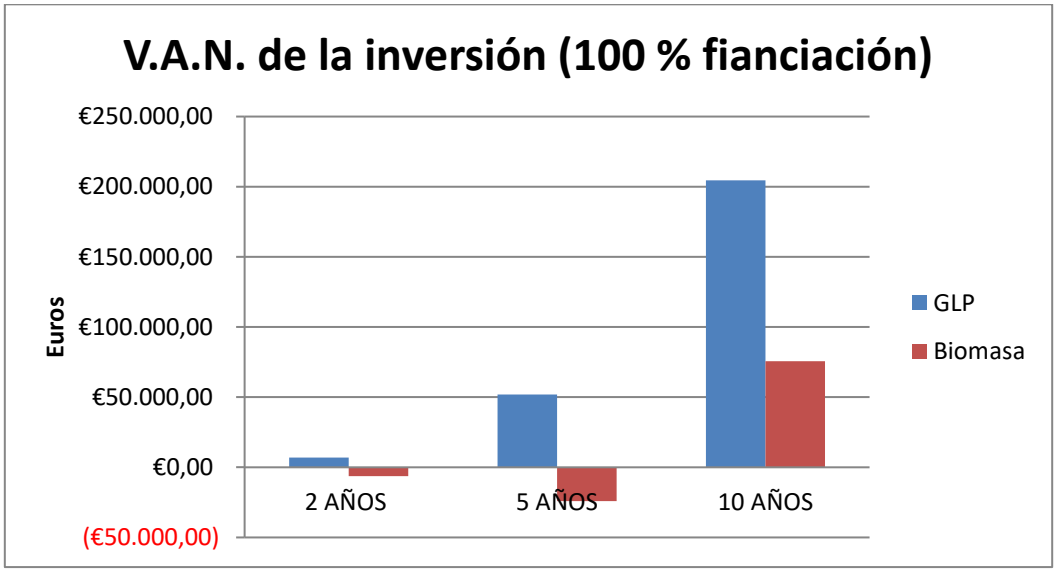
Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto es viable a largo plazo pero no a corto y medio plazo (2 y 5 años), puesto que el V.A.N. es negativo para los dos primeros casos y positivo para el último. Esto demuestra que renovar la instalación de la caldera de GLP por una caldera de biomasa de alta eficiencia y sin financiación, es rentable en el caso de largo plazo.

### 5.3 V.A.N y PAYBACK de la inversión.

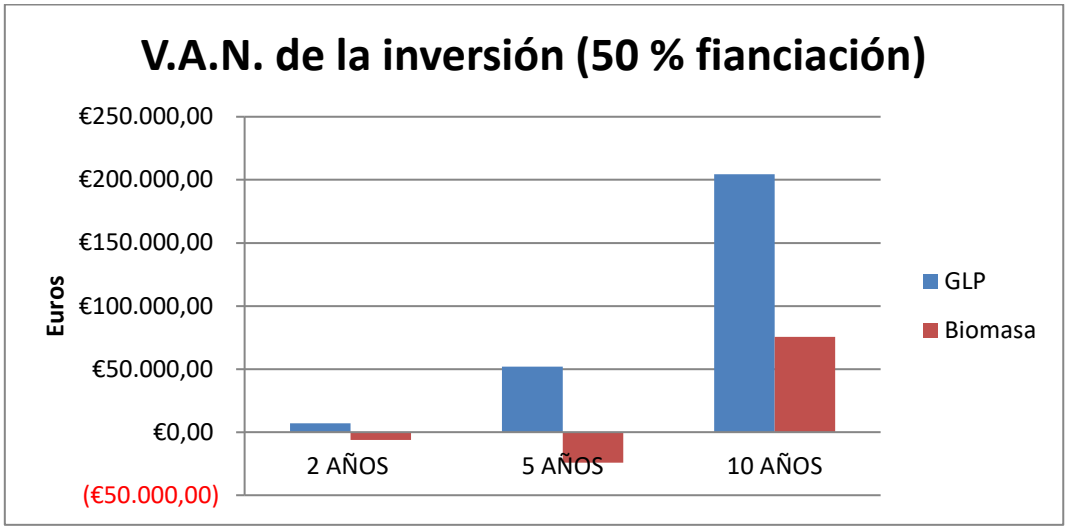
La sustitución de la caldera de GLP actual por una nueva de mayor eficiencia o una caldera de biomasa nos permite reducir los gastos asociados al calentamiento de la instalación, los cuáles son muy elevados. Se ha elegido comparar la rentabilidad de los dos tipos de calderas, dimensionadas en función de las necesidades térmicas actuales de la explotación.

#### 5.3.1 V.A.N

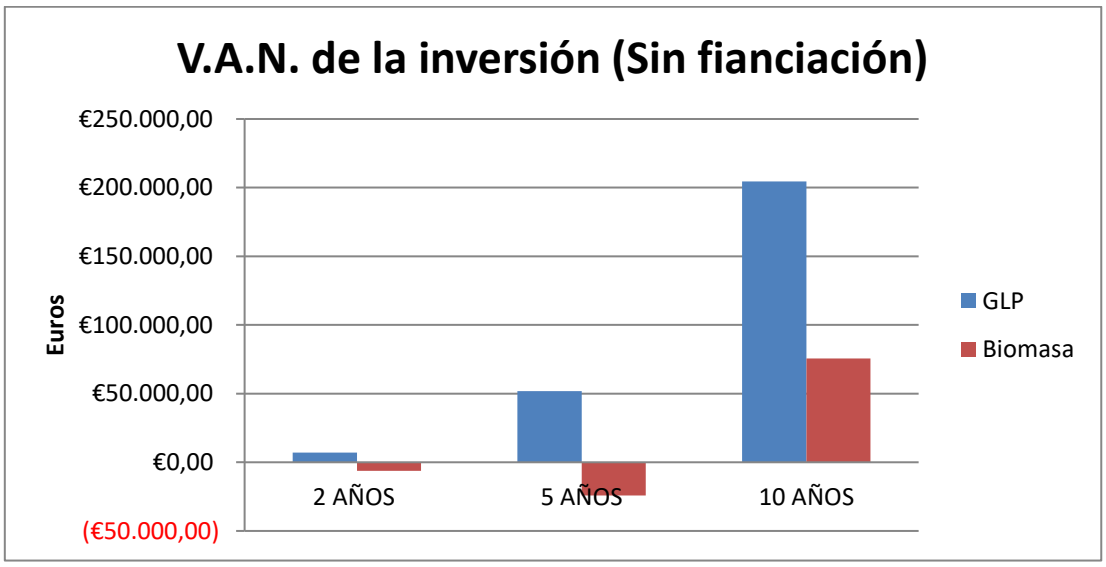
A continuación se muestran los resultados obtenidos en los dos casos anteriores, con una variación del tipo de financiación.




Gráfica 6 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (100 % financiación)




Gráfica 7 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (50 % financiación)

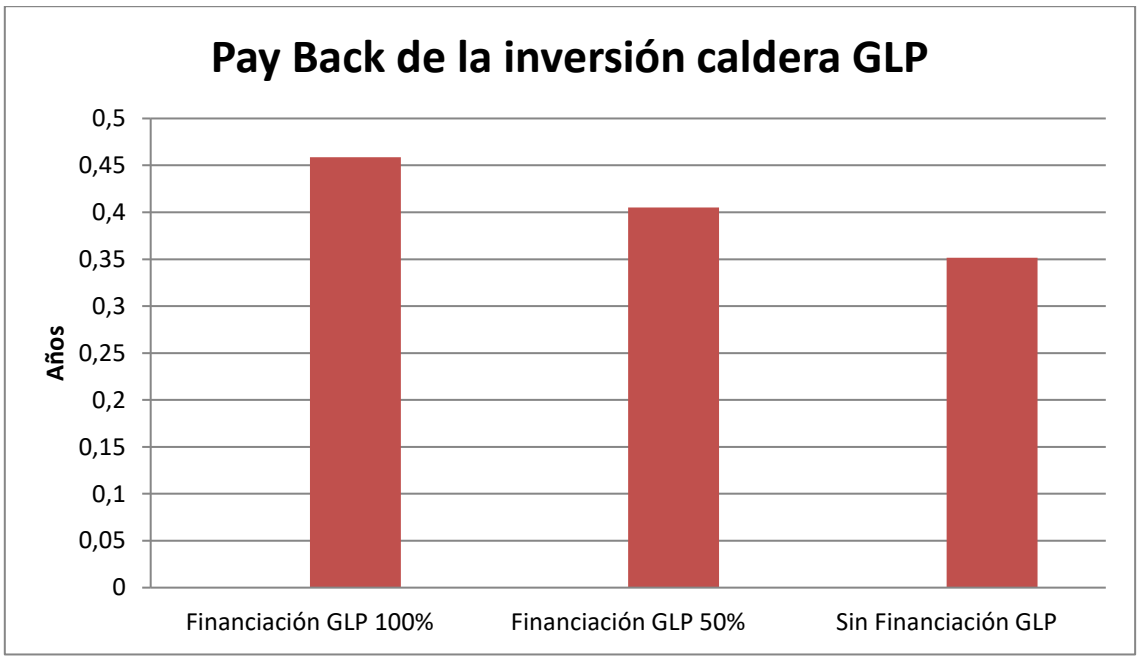



Gráfica 8 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (Sin financiación)

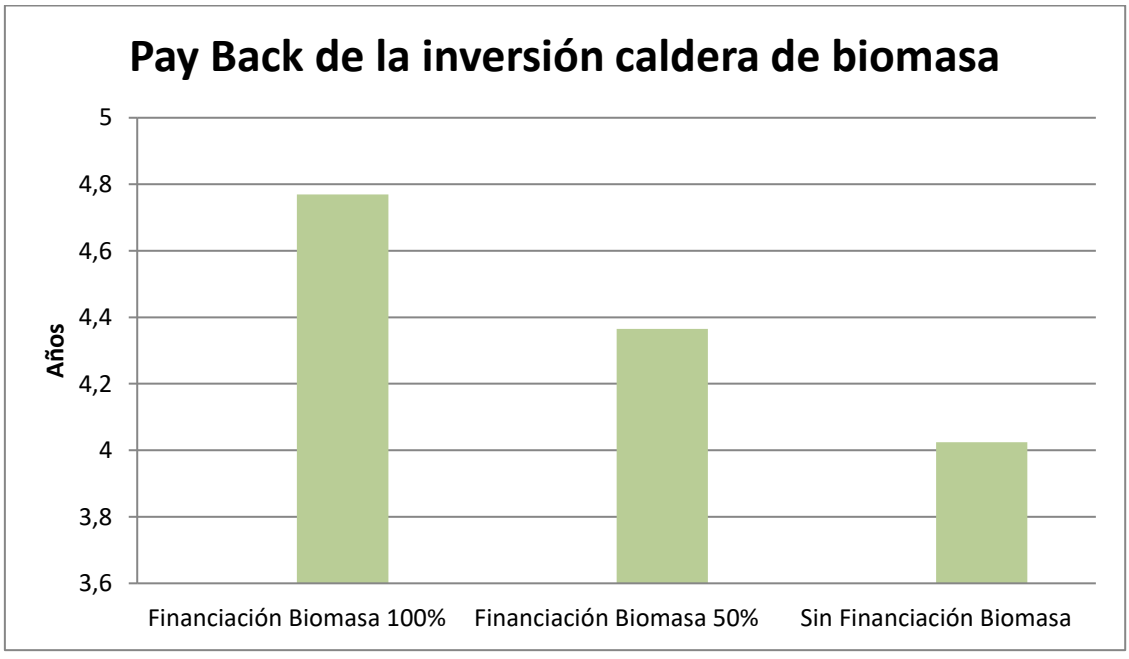
Como podemos observar, la mayor rentabilidad se da en todos los casos instalando una nueva caldera de GLP de mayor eficiencia. Esto es debido a su bajo coste de compra en comparación con la caldera de biomasa, 2110 € y 5294,50 € respectivamente; y sobre todo por la necesidad de instalar un depósito de almacenamiento del pellet que provoca un aumento considerable del precio total de la obra.

### 5.3.2 Pay Back

En cuanto al tiempo de amortización o ¨Pay back¨ de la inversión, los resultados que obtenemos son los siguientes:




Gráfica 9 Pay Back de la inversión de la caldera de GLP.




Gráfica 10 Pay Back de la inversión de la caldera de biomasa.

En todos los casos el periodo de retorno es menor en la caldera de GLP nueva en relación a la caldera de biomasa de alta eficiencia.

## 6.0 Conclusiones

Como se observa en las tablas anteriores, el ahorro de combustible con una nueva caldera de GLP estaría sobre los 5008,1 €/año, mientras que utilizando una caldera de pellets este ahorro sería inicialmente menor, hasta los 1298,75 €/año. Se debe tener en cuenta que, en el caso de caldera de la biomasa el ahorro no se produce solamente por la mejora de la eficiencia de la caldera sino también por el descenso del precio del combustible. Por lo tanto, ante cualquier subida del precio del GLP, la diferencia del ahorro obtenido a través del uso de la caldera de la biomasa será mayor.

En cuanto a la inversión, la caldera de GLP es más económica que la de biomasa, y es por ese motivo por el que la amortización sin financiación de la primera se produce en un periodo de tiempo más reducido (0,60 años) frente al tiempo de amortización de la caldera de biomasa antes de subvenciones (4 años), en el cual ya está añadido el silo de almacenamiento de pellet que provoca el aumento significativo del tiempo de retorno.

No obstante, gracias a las subvenciones existentes en lo referido a la instalación de calderas de biomasa (40 % de la inversión), el periodo de amortización disminuye hasta 3,68 años. Ante la posibilidad de instalación de una nueva caldera de GLP o de biomasa, el periodo de amortización representa un factor significativo que decante la balanza hacia la elección de una u otra.

En cuanto al precio del combustible, será un factor fundamental ya que la estabilidad del precio del pellet como ya hemos visto antes, es mucho mayor a la del precio del GLP, el cual ha ido aumentando paulatinamente a lo largo de los últimos años mientras que el pellet de madera ha sufrido un estancamiento del precio a lo largo de los últimos años.

Además, si tomamos un periodo de referencia de la caldera de biomasa de 10 años, observamos (Tabla 34) que el ahorro total es ligeramente superior en el caso de la caldera de biomasa con respecto a la de GLP  al final de dicho periodo.

Por tanto, cualquiera de las dos instalaciones será rentable respecto a la actual. Sin embargo, decidiremos instalar la caldera de biomasa ya que su periodo de amortización (3,68 años), aunque mayor que el de la caldera de GLP eficiente (0,6 años), se encuentra dentro del rango de 10 años que teníamos prefijado como máximo. Esta elección nos permitirá evitar las subidas extra que pudieran originarse a lo largo de la vida de la instalación en el precio del GLP y utilizar material combustible de la zona u otros diferentes (cascara de almendra, hueso de aceituna…), cuyo precio pudiera ser inferior al del pellet, gracias a la plasticidad de la caldera en cuanto a diversidad de uso de combustibles.

# PROYECTO FIN DE CARRERA

## ANEXO II

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y DE BIOMASA EN UNA EXPLOTACIÓN DE CERDAS REPRODUCTORAS EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE TORRES DE ALCANADRE (HUESCA)

VIABILITY ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC AND BIOMASS INSTALATION IN A SOW FARM AT THE MUNICIPAL TERM OF TORRES DE ALCANADRE (HUESCA)

Autor/es

Juan Viñuales del Egido

Director/es

Hugo Malón

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

Año 2017

**ÍNDICE**

**ANEJO Nº I La energía solar fotovoltaica** ..... 0

1.0 Introducción ..... 1

2.0 La radiación solar ..... 1

3.0 Variación de la radiación solar. ..... 3

4.0 Horas picos solar ..... 5

5.0 El efecto fotovoltaico. ..... 6

**ANEJO Nº II El sector fotovoltaico** ..... 7

1.0 Descripción del sector. ..... 8

2.0 Situación actual. ..... 9

2.1 En el mundo. ..... 9

2.2 En Europa. ..... 10

2.3 En España. ..... 14

2.4 Previsión de futuro del sector fotovoltaico. ..... 17

**ANEJO Nº III Orígenes y usos de la energía fotovoltaica** ..... 19

1.0 La energía solar fotovoltaica ..... 20

1.1 Introducción ..... 20

1.2 Componentes de una instalación fotovoltaica. ..... 21

1.2.1 La célula solar. ..... 21

1.2.1.1 Características básicas. ..... 21

1.2.1.2 Parámetros fundamentales de la célula solar. ..... 22

1.2.2 El panel solar. ..... 22

1.2.2.1 Características básicas. ..... 22

1.2.2.2 Potencia de los paneles solares. ..... 24

1.2.2.2.1 La conexión en serie. ..... 24

1.2.2.2.2 La conexión en paralelo. ..... 25

1.2.2.2.3 La conexión en serie- paralelo. ..... 26

1.2.2.3 Parámetros característicos. ..... 28

1.2.2.3.1 Curva de potencia (Curva V-I) ..... 29

1.2.2.3.2 Potencia máxima (Pmpp) ..... 31

1.2.2.3.3 Tensión nominal (VN) ..... 31

1.2.2.3.4 Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp) ..... 31

1.2.2.3.5 Intensidad en el punto de máxima potencia (Impp) ..... 31
1.2.2.3.6 Intensidad de cortocircuito (Icc) ..... 31
1.2.2.3.7 Tensión de cortocircuito (Voc) ..... 31
1.2.3 El regulador. ..... 32
1.2.3.1 Características básicas. ..... 32
1.2.3.2 Tipos de reguladores. ..... 34
1.2.3.2.1 Reguladores en serie. ..... 34
1.2.3.2.1 Reguladores en paralelo. ..... 35
1.2.3.3 Parámetros característicos. ..... 36
1.2.3.3.1 Tensión nominal. ..... 36
1.2.3.3.2. Intensidad máxima en generación. ..... 36
1.2.3.3.3 Intensidad máxima de consumo. ..... 36
1.2.3.3.4 Sobrecarga. ..... 36
1.2.3.3.5 Autoconsumo. ..... 36
1.2.3.3.6 Pérdida máxima generación/consumo. ..... 36
1.2.4 Acumuladores o baterías. ..... 37
1.2.4.1 Características básicas. ..... 37
1.4.1.2 Parámetros característicos. ..... 38
1.4.1.2.1 Tensión. ..... 38
1.4.1.2.2 Capacidad. ..... 38
1.4.1.2.3 Eficiencia de carga. ..... 39
1.4.1.2.4 Autodescarga. ..... 39
1.4.1.2.5 Profundidad de descarga. ..... 39
1.2.4.3 Tipos de baterías. ..... 40
1.2.4.3.1 Baterías de plomo-ácido ..... 40
1.2.4.3.1 Baterías de Níquel-cadmio. ..... 41
1.2.4.3.2 Baterías de Níquel-metal hidruro. ..... 42
1.2.4.3.3 Baterías de Ion Litio. ..... 43
1.2.4.3.3 Otros. ..... 44
1.2.5 Inversor y convertidores. ..... 46
1.2.5.1 Características básicas de los inversores. ..... 46
1.2.5.2 Parámetros característicos. ..... 48
1.2.5.2.1 De entrada del inversor. ..... 48
1.2.5.2.2 De salida del inversor ..... 48

1.2.5.2 Características básicas de los conversores. 49
1.2.6 Cables. 51
1.2.7 Soportes. 52
1.2.7.1 Características básicas. 52
1.2.7.2 Tipos de soportes. 53
1.2.7.3 Consideraciones prácticas. 57
1.2.7.3.1 Emplazamiento de estructuras 57
1.2.7.3.1.1 Suelo. 57
1.2.7.3.1.2 Mástil. 58
1.2.7.3.1.3 En pared. 59
1.2.7.3.1.4 En tejado. 59

**ANEJO Nº IV Caracterización de las instalaciones fotovoltaicas** 61
1.0 Tipos de instalaciones fotovoltaicas. 62
1.1 Instalaciones fotovoltaicas aisladas a la red eléctrica. 62
1.2 Instalaciones fotovoltaicas con inyección a la red eléctrica. 64
1.3 Instalaciones fotovoltaicas con apoyo de red u otro sistema de generación. 65
1.3.1 El autoconsumo instantáneo 66
1.3.2 El autoconsumo con balance neto. 66

**ANEJO Nº V Metodología** 69
1.0 Necesidades previas al dimensionado. 70
1.1 Consumo eléctrico de la explotación. 71
1.2 Radiación solar en la explotación. 73

**ANEJO Nº VI Dimensionado** 77
1.0 Dimensionado de la instalación fotovoltaica. 78
1.1 Cálculo de la demanda energética. 78
1.2 Evaluación del aporte solar. 79
1.3 Potencia del campo generador. 80
2.0 Diseño del sistema de captación 83
2.1 Orientación e inclinación. 84
2.2 Sombras. 85
2.2.1 Diagrama de sombras. 87

2.3 Distancia entre módulos. ..... 89
2.4 Estructura soporte. ..... 90
3.0 Dimensionado del sistema de baterías. ..... 91
3.1. Parámetros nominales de la batería. ..... 91
3.1.1 Capacidad nominal. ..... 91
3.1.2 Profundidad de descarga. ..... 92
3.1.3 Capacidad útil. ..... 92
3.2 Condiciones de funcionamiento de la instalación. ..... 93
4.0 Dimensionado del regulador. ..... 96
5.0 Dimensionado del inversor. ..... 97
6.0 Dimensionado del cableado. ..... 98

**ANEJO Nº VII Simulaciones** ..... 100
1.0 Opción 1: Sistema fotovoltaico aislado de la red. ..... 101
1.1.1 Elección de los módulos solares. ..... 104
1.1.2 Simulación de la instalación fotovoltaica aislada. ..... 108
1.1.3 Distancia entre soportes. ..... 110
1.1.4 Orientación y sombreado. ..... 114
1.1.5 Producción ..... 115
1.1.5.1 Base de datos PVGIS e inclinación fija (60º). ..... 115
1.1.5.2 Base de datos PVGIS e inclinación estacional variable. ..... 116
1.1.5.3 Base de datos Meteonorm e inclinación fija (60º). ..... 117
1.1.5.4 Base de datos Meteonorm e inclinación estacional variable ..... 118
1.1.5.5 Resumen de la producción electrica según base de datos e inclinación. ..... 119
1.1.6 Conexión serie-paralelo. ..... 119
1.1.7 Elección del regulador ..... 120
1.1.8 Elección de las baterías ..... 121
1.1.8.1 Autonomía de 3 días ..... 121
1.1.8.1 Autonomía de 1 día (con equipo auxiliar). ..... 123
1.1.9 Elección del inversor. ..... 125
1.1.10 Generador auxiliar. ..... 126
1.1.11 Caseta eléctrica. ..... 127
1.1.11.1 Iluminación. ..... 129
1.1.11.2 Alumbrado de emergencia. ..... 132

1.1.11.3 Seguridad contra incendios. 133
1.2 Opción 2: Sistema fotovoltaico conectado a red. 133
1.2.1 Tamaño de la instalación. 133
1.2.2 Conexión serie-paralelo. 134
1.2.3 Elección del inversor. 136
1.2.4 Caseta eléctrica. 141
1.2.4.1 Iluminación. 142
1.2.4.2 Alumbrado de emergencia. 144
1.2.5 Seguridad contra incendios. 145

**ANEJO Nº VIII Conductores y aparamenta de seguridad** 146
1.0 Elección del cableado 147
2.0 Cableado de la opción 1 y 2: Instalación aislada. 153
2.1 Tramo Módulos - Regulador 154
2.1.1 Paneles en serie 155
2.1.3 Soporte 3 y 4 - CMP 159
2.1.4 CMP - Regulador 161
2.2 Tramo Regulador - Baterías 162
2.3 Tramo Generador - Regulador 163
2.4 Tramo Generador - CGP 163
2.5 Tramo Baterías - Inversor 165
2.6 Tramo Inversor - CGP 167
2.7 Tramo CGP caseta – CGP granja 168
2.8 Tubos protectores 171
2.9 Puesta a tierra 173
2.10 Diagrama unifilar de la instalación aislada 174
3.0 Cableado de la opción 3: Instalación conectada a red. 175
3.1 Tramo Módulos – CMP 176
3.1.1 Paneles en serie 177
3.1.2 Soporte 1 y 2 - CMP. 178
3.1.3 Soporte 3 y 4 - CMP. 180
3.2 CMP - Inversor. 181
3.3 Inversor – CMP alterna. 182
3.5 CMP – Conexión a red 183

4.0 Iluminación de la caseta eléctrica. ..... 185
5.0 Tubos protectores. ..... 186
6.0 Puesta a tierra ..... 187

**ANEJO Nº IX Estudio de viabilidad** ..... 188
1.0 Introducción. ..... 189
2.0 Datos de la explotación. ..... 190
2.1 Consumo. ..... 190
2.2 Opciones de instalación. ..... 190
2.2.1 Instalación aislada con 3 días de autonomía ..... 190
2.2.2 Instalación aislada con 1 día de autonomía. ..... 192
2.2.3 Instalación conectada a red ..... 193
2.2.3 .1 Instalación conectada a red con soportes variables estacionales. ..... 193
2.2.3.2 Instalación conectada a red con soportes fijo. ..... 194
3.0 Producción eléctrica. ..... 195
3.1 Instalación aislada (soportes fijos). ..... 195
3.2 Instalación conectada a red. ..... 196
3.2.1 Variación de la inclinación estacional (30/60º). ..... 196
3.2.2 Inclinación fija (40 º) ..... 198
3.2.3 Producción eléctrica según inclinación ..... 199
4.0 Estudio económico. ..... 200
4.1 Tarifa eléctrica ..... 200
4.2 Préstamo financiero ..... 201
4.3 Índices de rentabilidad. ..... 202
5.0 Presupuesto ..... 205
5.1 Opción 1: Instalación Aislada con 3 días de autonomía. ..... 205
5.1.1 Resumen del presupuesto ..... 205
5.1.2 Cobros ordinarios ..... 205
5.1.3 Subvenciones y ayudas ..... 205
5.1.4 Pagos ordinarios. ..... 206
5.1.5 Análisis de la inversión. ..... 208
5.1.5.1 Financiación del 100% ..... 209
5.1.5.1.1 Umbral de rentabilidad. ..... 210
5.1.5.2 Financiación del 50% ..... 211

5.1.5.2.1 Umbral de rentabilidad. ..... 212
5.1.5.3 Sin Financiación ..... 213
5.1.5.1.1 Umbral de rentabilidad. ..... 214
5.2 Opción 2: Instalación Aislada con 1 días de autonomía. ..... 215
5.2.1 Resumen del presupuesto ..... 215
5.2.2 Cobros ordinarios ..... 215
5.2.3 Subvenciones y ayudas ..... 215
5.2.4 Pagos ordinarios. ..... 216
5.2.5 Análisis de la inversión. ..... 218
5.2.5.1 Financiación del 100% ..... 219
5.2.5.1.1 Umbral de rentabilidad. ..... 220
5.2.5.2 Financiación del 50% ..... 221
5.2.5.2.1 Umbral de rentabilidad. ..... 222
5.2.5.3 Sin Financiación ..... 223
5.2.5.1.1 Umbral de rentabilidad. ..... 224
5.3 Opción 3: Instalación conectada a red. ..... 225
5.3.1 Resumen del presupuesto ..... 225
5.3.2 Subvenciones y ayudas ..... 225
5.3.3 Cobros ordinarios ..... 226
5.3.4 Pagos ordinarios. ..... 226
5.3.5 Análisis de la inversión. ..... 227
5.3.5.1 Financiación del 100% ..... 228
5.3.5.1.1 Umbral de rentabilidad. ..... 229
5.3.5.2 Financiación del 50% ..... 230
5.3.5.2.1 Umbral de rentabilidad. ..... 231
5.3.5.3 Sin Financiación ..... 232
5.3.5.1.1 Umbral de rentabilidad. ..... 233
6.0 Conclusiones ..... 234

**ÍNDICE TABLAS**

Tabla 1 Diferencias entre paneles fabricados con Silicio. ..... 23
Tabla 2 Clasificación de los reguladores. ..... 33
Tabla 3 Características de los principales tipos de baterías. ..... 40
Tabla 4 Tipos de baterías de plomo-acido utilizadas en instalaciones fotovoltaicas. ..... 40
Tabla 5 Comparación entre las características de los diferentes tipos de baterías ..... 44
Tabla 6 Consumo electrico diario total mayorado según el factor de seguridad (kWh). ..... 72
Tabla 7 Pérdidas máximas admitidas en el CTE para instalaciones fotovoltaicas. ..... 83
Tabla 8 Caída de tensión en máxima en el cableado de la instalación (%). ..... 99
Tabla 9 Irradiación mensual según inclinación del soporte fotovoltaico (kW/m2/día). Fuente: PVGIS ..... 103
Tabla 10 Horas picos solar (HPS) en la localización de la explotación por mes (h) para la instalación con inclinación variable. Fuente: PVGIS. ..... 106
Tabla 11 Información técnica del modelo fotovoltaico ISF-250P. ..... 106
Tabla 12 Numero de módulos fotovoltaicos necesarios mensualmente en una instalación fotovoltaica aislada. ..... 107
Tabla 13 Distancia mínima entre soportes según cada método cuando los paneles están a 30º de inclinación. ..... 113
Tabla 14 Distancia mínima entre soportes según cada método cuando los paneles están a 60º de inclinación. ..... 113
Tabla 15 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos PVGIS e inclinación fija) ..... 115
Tabla 16 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos PVGIS e inclinación variable) ..... 116
Tabla 17 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos Meteonorm e inclinación fija) ..... 117
Tabla 18 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos Meteonorm e inclinación variable) ..... 118
Tabla 19 Resumen de la producción eléctrica de la instalación calculada a través del PVSyst según base de datos e inclinación. ..... 119
Tabla 20 Características técnicas del regulador de carga de la instalación aislada. ..... 120
Tabla 21 Capacidad de descarga de la batería OPzS Solar 1650 a diferentes tiempos de descarga ¨C¨. ..... 121
Tabla 22 Características técnicas de la batería OPzS Solar 1650 para la instalación aislada. ..... 121
Tabla 23 Cálculo del número de baterías necesarias para cada mes en la instalación aislada con 3 día de autonomía. ..... 122
Tabla 24 Capacidad de descarga de la batería OPzS Solar 1410 a diferentes tiempos de descarga ¨C¨. ..... 123
Tabla 25 Características técnicas de la batería OPzS Solar 1410 para la instalación aislada. ..... 124
Tabla 26 Cálculo del número de baterías necesarias para cada mes en la instalación aislada con 1 día de autonomía. ..... 124
Tabla 27 Especificaciones del inversor para la instalación FV aislada. ..... 126
Tabla 28 Factor de reflactancia de la caseta eléctrica. ..... 130
Tabla 29 Especificaciones del inversor Fronius IG Plus 150 ..... 136

Tabla 30 Tensión máxima y mínima del sistema. 140
Tabla 31 Factor de reflactancia de la caseta eléctrica. 143
Tabla 32 Intensidades admisibles (A) al aire 40° C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento 148
Tabla 33 Intensidad máxima admisibles (A) para cables con conductores de cobre en instalaciones enterradas (servicio permanente) 149
Tabla 34 Tipos de protectores de sobretensiones. 152
Tabla 35 Caída de tensión máxima en las diferentes pártes de la instalación fotovoltaica. 153
Tabla 36 Longitud de los subtramos de la instalación 155
Tabla 37 Parámetros del cableado entre paneles 155
Tabla 38 Parámetros del cableado desde los soportes 1y 2 hasta el Cuadro de Mando y Protección (CMP). 156
Tabla 39 Parámetros del cableado desde los soportes 3 y 4 hasta el Cuadro de Mando y Protección (CMP). 159
Tabla 40 Parámetros del cableado desde CMP hasta Regulador 161
Tabla 41 Caída de tensión tramo Soporte - CMP - Regulador 161
Tabla 42 Conductores tramo Soporte - CMP – Regulador 162
Tabla 43 Parámetros cableado conexión Regulador - Baterías 162
Tabla 44 Caída de tensión tramo Regulador - Baterías. 163
Tabla 45 Conductores tramo Regulador - Baterías. 163
Tabla 46 Parámetros cableado conexión Generador - CGP. 164
Tabla 47 Caída de tensión tramo Generador – CGP 164
Tabla 48 Conductores tramo Generador - CGP. 164
Tabla 49 Parámetros cableado conexión Regulador - Inversor. 165
Tabla 50 Caída de tensión tramo Regulador – Inversor. 165
Tabla 51 Conductor tramo Regulador - Inversor. 166
Tabla 52 Pérdidas de tensión desde la zona de generación hasta el inversor en la instalación fotovoltaica aislada. 166
Tabla 53 Parámetros cableado Inversor - CGP 167
Tabla 54 Caída de tensión entre Inversor – CGP 167
Tabla 55 Conductor tramo Inversor – CGP 167
Tabla 56 Parámetros cableado CGP - CGP granja 168
Tabla 57 Caída de tensión entre CGP – CGP granja 169
Tabla 58 Conductor tramo CGP - CGP granja 169
Tabla 59 Caída de tensión tramo Inversor - CGP - CGP granja 170
Tabla 60 Conductores tramo Inversor - CGP - CGP granja 170
Tabla 61 Diámetros exteriores mínimos de los tubos enterrados. 171
Tabla 62 Sección de los tubos conductores enterrados 172
Tabla 63 Longitudes conductores tramo Soportes - CMP. Opción 2. 176
Tabla 64 Parámetros de cableados entre paneles. 177
Tabla 65 Parámetros de cableados entre soporte 1 y CMP. 178
Tabla 66 Parámetros de cableados entre soporte 2 y 3 – CMP 180
Tabla 67 Parámetros de cableados entre CMP y Inversor. 182
Tabla 68 Parámetros de cableados entre Regulador y CMP. 183
Tabla 69 Parámetros de cableados entre ICP y la conexión a red. 183

Tabla 70 Caida de tensión total del todos los subtramos. Opción 2. ..... 184
Tabla 71 Resumen de conductores todos los subtramos. Opción 2. ..... 184
Tabla 72 Sección de los conectores enterrados. Opción 2. ..... 186
Tabla 73 Elementos de la instalación fotovoltaica aislada. ..... 190
Tabla 74 Elementos de la instalación fotovoltaica aislada. ..... 192
Tabla 75 Elementos de la instalación fotovoltaica conectada a red. ..... 193
Tabla 76 Elementos de la instalación fotovoltaica conectada a red. ..... 194
Tabla 77 Energía generada y requerida en la explotación aislada. ..... 195
Tabla 78 Tarifa eléctrica actual en la explotación porcina. ..... 200
Tabla 79 Coste de la electricidad mensual de la explotación porcina. ..... 201
Tabla 80Tipo de interés fijo máximo del crédito ICO según número de plazos. Fuente: ICO... 202
Tabla 81 Tasa de variación anual del IPC. Fuente: INE (Instituto Nacional de Estadística) ..... 203
Tabla 82 Valores climatológicos normales en Huesca. Fuente: AEMET ..... 207
Tabla 83 Consumo anual de combustible por días sin sol. ..... 207
Tabla 84 Flujos de caja con el 100% financiado. ..... 209
Tabla 85 V.A.N. de la inversión con el 100 % de financiación. ..... 210
Tabla 86 Precio umbral del kWh con una financiación del 100 %. ..... 210
Tabla 87 Incremento del precio del kWh respecto al actual (100 % financiación) ..... 210
Tabla 88 Flujos de caja con el 50% financiado. ..... 211
Tabla 89 V.A.N. de la inversión con el 50 % de financiación. ..... 211
Tabla 90 Precio umbral del kWh con una financiación del 50 %. ..... 212
Tabla 91 Incremento del precio del kWh respecto al actual (50 % financiación) ..... 212
Tabla 92 Flujos de caja sin financiación. ..... 213
Tabla 93 V.A.N. de la inversión sin financiación ..... 214
Tabla 94 Precio umbral del kWh sin financiación. ..... 214
Tabla 95 Incremento del precio del kWh respecto al actual (Sin financiación) ..... 214
Tabla 96 Valores climatológicos normales en Huesca. Fuente: AEMET ..... 217
Tabla 97 Consumo anual de combustible por días sin sol. ..... 217
Tabla 98 Flujos de caja con el 100% financiado. ..... 219
Tabla 99 V.A.N. de la inversión con el 100 % de financiación. ..... 220
Tabla 100 Precio umbral del kWh con una financiación del 100 %. ..... 220
Tabla 101 Incremento del precio del kWh respecto al actual (100 % financiación) ..... 220
Tabla 102 Flujos de caja con el 50% financiado. ..... 221
Tabla 103 V.A.N. de la inversión con el 50 % de financiación. ..... 221
Tabla 104 Precio umbral del kWh con una financiación del 50 %. ..... 222
Tabla 105 Incremento del precio del kWh respecto al actual (50 % financiación) ..... 222
Tabla 106 Flujos de caja sin financiación. ..... 223
Tabla 107 V.A.N. de la inversión sin financiación ..... 224
Tabla 108 Precio umbral del kWh sin financiación. ..... 224
Tabla 109 Incremento del precio del kWh respecto al actual (Sin financiación) ..... 224
Tabla 110 Retribución por kWh. ..... 226
Tabla 111 Flujos de caja con el 100% financiado. ..... 228
Tabla 112 V.A.N. de la inversión con el 100 % de financiación. ..... 229
Tabla 113 Precio umbral del kWh con una financiación del 100 %. ..... 229
Tabla 114 Incremento del precio del kWh respecto al actual (100 % financiación) ..... 229

Tabla 115 Flujos de caja con el 50% financiado. ..... 230
Tabla 116 V.A.N. de la inversión con el 50 % de financiación. ..... 231
Tabla 117 Precio umbral del kWh con una financiación del 50 %. ..... 231
Tabla 118 Incremento del precio del kWh respecto al actual (50 % financiación) ..... 231
Tabla 119 Flujos de caja sin financiación. ..... 232
Tabla 120 V.A.N. de la inversión sin financiación ..... 233
Tabla 121 Precio umbral del kWh sin financiación. ..... 233
Tabla 122 Incremento del precio del kWh respecto al actual (Sin financiación) ..... 233

**ÍNDICE ILUSTRACIONES**

Ilustración 1Tipos de radiación solar. ..... 2
Ilustración 2 Dirección del sol según la estación del año. ..... 3
Ilustración 3 Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano. ..... 4
Ilustración 4 Mapa de radiación solar mundial (W/m2). Fuente: http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/. ..... 5
Ilustración 5 Efecto fotovoltaico en una celda solar. ..... 6
Ilustración 6 Evolución de la capacidad solar fotovoltaica en el mundo desde 1995 hasta 2012 en GW. Fuente: Renewables 2013 Global Status Report. ..... 9
Ilustración 7 Esquema conexión en serie de paneles fotovoltaicos. ..... 25
Ilustración 8 Esquema conexiones en paralelo de paneles fotovoltaicos. ..... 26
Ilustración 9 Esquema conexión serie-paralelo en paneles fotovoltaicos. ..... 27
Ilustración 10 Asociación de células solares en serie-paralelo. ..... 27
Ilustración 11 Esquema de funcionamiento de un regulador fotovoltaico en serie. ..... 34
Ilustración 12 Esquema de funcionamiento de un regulador fotovoltaico en paralelo. ..... 35
Ilustración 13 Esquema de un convertidor CC/CC dentro de una instalación fotovoltaica. ..... 49
Ilustración 14 Esquema de un convertidor CC/CC. ..... 50
Ilustración 15 Efecto del viento frontal sobre los paneles. ..... 52
Ilustración 16 Efecto del viento trasero sobre los paneles. ..... 52
Ilustración 17 Seguidor automático pasivo. ..... 55
Ilustración 18 Esquema de movimiento de un seguidor automático pasivo. ..... 55
Ilustración 19 Esquema de movimiento de un seguidor automático pasivo durante el día. ..... 56
Ilustración 20 Esquema de un soporte automático activo. ..... 56
Ilustración 21 Instalacion fotovoltacia en suelo ..... 58
Ilustración 22 Instalación fotovoltaica en mástil. ..... 58
Ilustración 23 Instalación fotovoltaica en tejado. ..... 59
Ilustración 24 Imagen de Torres de Alcanadre desde la web PVGIS. ..... 73
Ilustración 25 Radiación horizontal y temperatura media diaria en Torres de Alcanadre. Fuente: PVGIS ..... 73
Ilustración 26 Página de inicio de PVsyst ..... 74
Ilustración 27 Página de ¨Herramientas¨ del PVsyst ..... 74
Ilustración 28 Página de importación de base de datos climáticos en PVsyst. ..... 75
Ilustración 29 Página con los datos importados desde PVGIS. ..... 75
Ilustración 30 Trayectoria solar en Torres de Alcanadre (Huesca). ..... 76
Ilustración 31 Base de datos de PVGIS y Meteonorm ..... 79

Ilustración 32 Grado de orientación e inclinación de los módulos. ..... 84
Ilustración 33 Diagrama de cálculo de perdidas por inclinación y sombreamiento. ..... 85
Ilustración 34 Diagrama estereográfico y diagrama cilíndrico..... 86
Ilustración 35 Cálculo de la altura solar y sombra proyecta mediante trigonometría. ..... 86
Ilustración 36 Diagrama de sombra a lo largo del año. ..... 88
Ilustración 37 Distancia mínima entre módulos. ..... 89
Ilustración 38 esquema de actuación del viento sobre un módulo. ..... 91
Ilustración 39 Baterías en serie y en paralelo. ..... 95
Ilustración 40 Página principal PVsyst. ..... 101
Ilustración 41 Páginas para la creación del proyecto de la instalación aislada..... 101
Ilustración 42 Página secundaria PVsyst ..... 101
Ilustración 43 Página de guardado PVsyst ..... 102
Ilustración 44 Página inclinación solar PVsyst..... 102
Ilustración 45 Estructuras fijas con movimiento en un eje para posición de invierno y verano, respectivamente. ..... 103
Ilustración 46 Vista lateral y 3D detallada de la estructura fija (60º) ..... 104
Ilustración 47 Esquema instalación de los módulos solares en la opción aislada. ..... 107
Ilustración 48 Páginas simulación PVsyst..... 109
Ilustración 49 Vista en alzado de la configuración de los paneles y soportes fotovoltaicos. ... 109
Ilustración 50 Cálculo de la altura del seguidor solar. ..... 110
Ilustración 51 Vista lateral del soporte fotovoltaico en las posiciones invernales y estivales; y del soporte fijo. ..... 111
Ilustración 52 Esquema distancia mínima según el método del día más desfavorable..... 112
Ilustración 53 Esquema distancia mínima según el método del CTE. ..... 112
Ilustración 54 Comprobación de ausencia de sombreado en la instalación fotovoltaica en el día más desfavorable. ..... 113
Ilustración 55 Zona de instalación de la instalación fotovoltaica. ..... 114
Ilustración 56 Imagen 3D producida en PVSyst de la instalación fotovoltaica. ..... 114
Ilustración 57 Esquema módulos fotovoltaicos en instalación aislada. ..... 120
Ilustración 58 Esquema de instalación de un grupo de baterías en la opción aislada con 3 días de autonomía. ..... 123
Ilustración 59 Esquema de instalación de un grupo de baterías en la opción aislada con 1 días de autonomía. ..... 125
Ilustración 60 Localización de la caseta eléctrica en la explotación (8x4m). ..... 127
Ilustración 61 Caseta prefabricada de hormigón. ..... 127
Ilustración 62 Distribución de la caseta eléctrica ..... 129
Ilustración 63 Iluminación interior de la caseta eléctrica. ..... 131
Ilustración 64 Iluminación de emergencia de la caseta eléctrica. ..... 132
Ilustración 65 Pantalla de inicio de PVSyst..... 133
Ilustración 66 Vista 3D del soporte fotovoltaico fijo Hiasa HF2HP-2PV-T. ..... 134
Ilustración 67 Vista lateral y 3D detallada de la estructura fija con movimiento en un eje para invierno (60º) y verano (30º). ..... 134
Ilustración 68 Análisis de alternativas en la conexión serie-paralelo de los paneles fotovoltaicos..... 135
Ilustración 69 Esquema de conexiones de la instalación fotovoltaica conectada a red. ..... 135

Ilustración 70 Localización de la caseta eléctrica en la explotación (2x2 m). ..... 142
Ilustración 71 Distribución de la caseta eléctrica..... 142
Ilustración 72 Instalación de iluminación en la caseta eléctrica. ..... 144
Ilustración 73 Iluminación de emergencia de la caseta eléctrica (2x2 m) ..... 145
Ilustración 74 Formulas de cálculo de conductores (Monofásico y trifásico)..... 147
Ilustración 75 Partes de un fusible. ..... 149
Ilustración 76 Curva I/t de un fusible. ..... 150
Ilustración 77 Curva de desconexión de un interruptor automático (I). ..... 150
Ilustración 78 Partes de un Interruptor automático. ..... 151
Ilustración 79 Vigilante de aislamiento con motor ..... 151
Ilustración 80 Protector de sobretensiones. ..... 152
Ilustración 81 Ubicación del cableado desde los soportes hasta la caseta eléctrica (I)..... 154
Ilustración 82 Ubicación del cableado desde los soportes hasta la caseta eléctrica (II)..... 154
Ilustración 83 String de dos paneles ..... 156
Ilustración 84 Esquema de composición del Cuadro de Mando y Protección (CMP). ..... 157
Ilustración 85 String de dos paneles ..... 159
Ilustración 86 Ubicación del cableado desde el CGP caseta hasta el CGP granja ..... 168
Ilustración 87 Pica de cobre para toma a tierra de la instalación. ..... 173
Ilustración 88 Ubicación de la caseta eléctrica y CMP. ..... 176
Ilustración 89 Diseño de los conductores enterrados. Opción 2. ..... 176
Ilustración 90 Instalación de iluminación de la caseta eléctrica. ..... 185
Ilustración 91 Pica de cobre para toma a tierra de la instalación (II)..... 187
Ilustración 92 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación. ..... 191
Ilustración 93 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación. ..... 192
Ilustración 94 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación. ..... 193
Ilustración 95 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación. ..... 194

**ÍNDICE GRÁFICAS**

Gráfica 1 Efecto de la irradiancia sobre la curva V-I ..... 30
Gráfica 2 Efecto de la temperatura sobre la curva V-I. ..... 30
Gráfica 3 Comparación de la densidad energética según tipo de batería. ..... 43
Gráfica 4 Consumos eléctrico bimensual (kWh). ..... 71
Gráfica 5 Definición de Horas Pico Solar (HPS) ..... 105
Gráfica 6 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst.(Base de datos PVGIS e inclinación fija) ..... 115
Gráfica 7 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst. (Base de datos PVGIS e inclinación Variable)..... 116
Gráfica 8 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst. (Base de datos Meteonorm e inclinación fija) ..... 117
Gráfica 9 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst. (Base de datos Meteonorm e inclinación variable) ..... 118
Gráfica 10 Consumo total (KWh)..... 190
Gráfica 11 Energía Producida - Requerida en la explotación aislada..... 195

Gráfica 12 Energía producida en la explotación conectada a red con soporte de inclinación variable. ..... 196
Gráfica 13 Precio mensual del precio del ¨pool¨ electrico durante los años 2012 y 2013. Fuente:OMIE ..... 197
Gráfica 14 Energía producida en la explotación conectada a red con soporte de inclinación fija. ..... 198
Gráfica 15 Comparativa entre producción fotovoltaica con estructura variable (30/60º) o fija (40º) en una instalación conectada a red. ..... 199
Gráfica 16 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (100 % financiación) ..... 234
Gráfica 17 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (50 % financiación) ..... 235
Gráfica 18 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (Sin financiación). ..... 235
Gráfica 19 Umbral de rentabilidad de la instalación (100% financiación) ..... 236
Gráfica 20 Umbral de rentabilidad de la instalación (50% financiación) ..... 237
Gráfica 21 Umbral de rentabilidad de la instalación (Sin financiación) ..... 237

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº I

# La energía solar fotovoltaica

## 1.0 Introducción

La energía solar es en la actualidad uno de los métodos más limpios de producción de energía conocidos. Los paneles solares constituyen uno de los métodos más simples que se pueden usar para convertir la energía del sol en energía eléctrica aprovechable, sin que en esta transformación se produzcan subproductos peligrosos para el medio ambiente. Cada vez es mayor el número de actividades en las que la energía solar resulta aplicable, abarcando diseños tan diferentes como pueden ser un coche solar o los satélites.

La principal desventaja que presenta la energía solar es su coste. Los paneles solares no son baratos (aunque la materia prima, silicio, sea muy abundante), y además están construidos con materiales frágiles y sensibles (semiconductores, cristal, etc.), que requieren mantenimiento constante y a menudo, ser reemplazados.

Actualmente se tiende a una mejora de los rendimientos de las células energéticas y a una disminución del coste de los mismos, lo que se traduce en una creciente disminución de los costes por lo que resulta una alternativa viable a otras fuentes de energía.

## 2.0 La radiación solar

El sol es una poderosa fuente de energía. Esa energía solar que nos llega a la tierra puede ser transformada en energía eléctrica en un proceso denominado efecto fotovoltaico (FV) en células o celdas solares que se montan en paneles, como veremos a continuación.

Según cómo llegue la luz solar a la superficie de la tierra, podemos clasificar la radiación en tres tipos diferentes:

- Directa.
- Dispersa o difusa.
- Albedo.

La radiación solar directa es la que incide sobre cualquier superficie con un ángulo único y preciso. La radiación solar viaja en línea recta, pero los gases y partículas en la atmósfera pueden desviar esta energía, lo que se llama dispersión. Esto explica que un área con sombra o pieza sin luz solar esté iluminada: le llega luz difusa o radiación difusa.

Los gases de la atmósfera dispersan más efectivamente las longitudes de onda más cortas (violeta y azul) que las longitudes de onda más largas (naranja y rojo). Esto explica el color azul del cielo y los colores rojo y naranja del amanecer y atardecer. Cuando amanece o anochece, la radiación solar recorre un mayor espesor de atmósfera y la luz azul y violeta es dispersada hacia el espacio exterior, pasando mayor cantidad de luz roja y naranja hacia la Tierra, lo que da el color del cielo a esas horas.

Se llama albedo a la fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie. El albedo es variable de un lugar a otro y de un instante a otro, por ejemplo, para un cuerpo negro, su valor es igual a cero, pero para la nieve es de 0,9; para un suelo mojado es 0,18; etc.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie dependen:

- De las condiciones meteorológicas: en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad mientras que en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total.

- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal: una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie- y la mínima reflejada. Al aumentar la inclinación de la superficie de captación disminuye la componente dispersa y aumenta la componente reflejada.

- De la presencia de superficies reflectantes (debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno).

Para concretar, decir que la radiación total que incide sobre una superficie inclinada corresponde a la suma de las tres componentes de la radiación:

$$I_{Total} = I_{Directa} + I_{Difusa} + I_{Albedo}$$

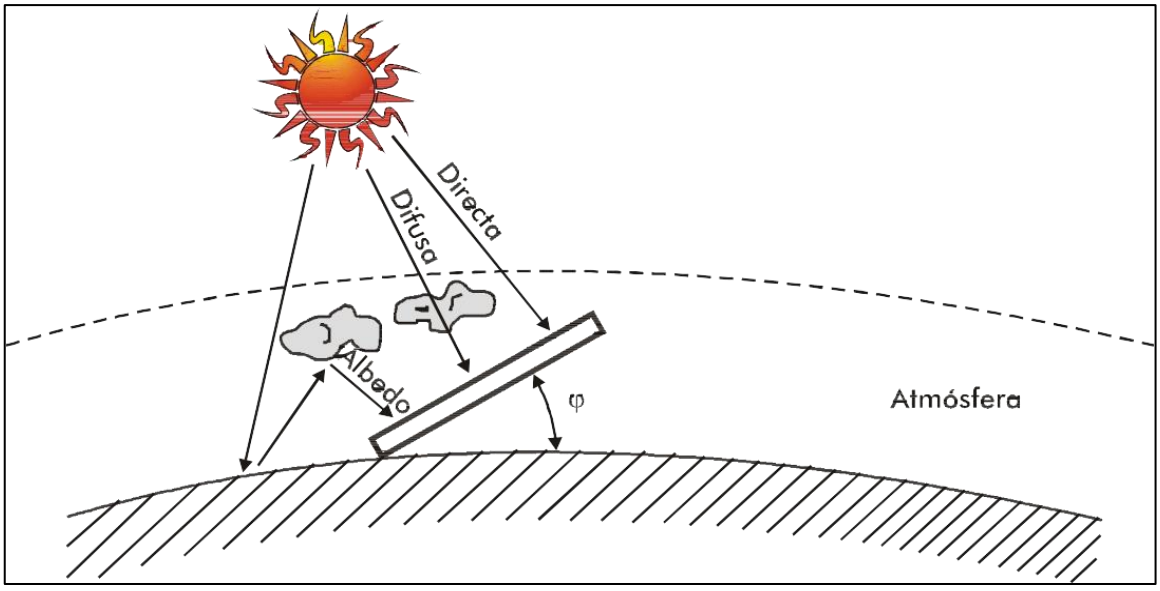



Ilustración 1Tipos de radiación solar.

**3.0 Variación de la radiación solar.**

La posición del sol varía diariamente desde el amanecer hasta el ocaso. Si se observan las posiciones del sol al amanecer, mediodía y atardecer en cualquier lugar del hemisferio norte, se verá como el sol sale por el este, se desplaza en dirección sur y se pone por el oeste. En realidad, es la Tierra la que cada día hace una rotación completa alrededor de su eje, y eso crea en el observador la sensación de permanecer estático, mientras que el universo gira a su alrededor. Por tanto, aunque es la Tierra la que gira, nos hemos acostumbrado a decir que es el sol el cada día realiza este recorrido, aunque este es, como sabemos, un movimiento aparente.

La Tierra tiene dos tipos de movimientos: el de rotación que ya hemos visto, y el de traslación alrededor del sol, siguiendo una trayectoria elíptica, que da lugar a las estaciones del año.

Las condiciones óptimas de operación implican la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz directa. Para aprovechar al máximo esa radiación solar, la orientación de los paneles se hace hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur, es decir, siempre se instalarán mirando al Ecuador.

La insolación, parámetro clave en el diseño de sistemas solares, también es distinta según la estación del año: el sol no se encuentra a la misma altura sobre el horizonte en invierno que en verano, lo que significa que la inclinación de los paneles no debería ser fija si se quiere que en todo momento estén orientados perpendicularmente al sol. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Pero si se mantuviera esa posición en invierno, los mismos paneles no estarían, entonces, en posición óptima para el sol del invierno.

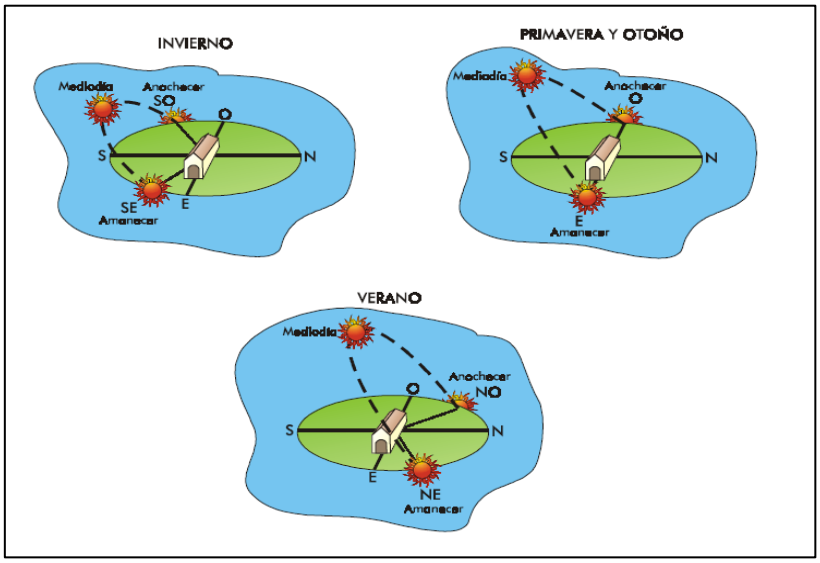



Ilustración 2 Dirección del sol según la estación del año.

Por lo visto en este punto, podemos decir que para que un captador solar pudiera estar en todo momento correctamente orientado, debería estar dispuesto sobre un mecanismo de anclaje que le permitiera girar sobre su eje horizontal y sobre el vertical.

La inclinación de los captadores se establece en función de la latitud y de la aplicación. Así pueden darse diferentes casos:

- Para la utilización principalmente en invierno: 20° mayor que la latitud.
- Para la utilización principalmente en primavera y verano: 10° menor que la latitud.
- Para una utilización uniforme a lo largo de todo el año: 10° mayor que la latitud.

Ligeras variaciones respecto al ángulo de inclinación óptimo no afectan prácticamente al rendimiento energético del sistema captador.

En nuestras latitudes (la latitud de España es aproximadamente 40°), la orientación óptima de los módulos fotovoltaicos es hacia el sur. Sin embargo lo que se deja de generar por estar orientados hacia el sureste o suroeste representa sólo un 0,2% por cada grado de desviación respecto al sur (en un entorno de ±25° respecto al sur).

Del mismo modo, la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar (lo que implica una inclinación entre 5° y 10° menos que la latitud; por ejemplo resultarían unos 35° en el centro de la península) y de la época del año en la que se quiere maximizar la producción (lo normal es colocarlos para que capten el máximo de irradiación anual); aunque lo que se deja de generar por estar inclinados por encima o por debajo de este óptimo representa sólo un 0,08% por cada grado de desviación respecto a la inclinación óptima.

En cualquier caso, es recomendable una inclinación superior a los 15°, para permitir que el agua de la lluvia se escurra; y donde nieva con cierta frecuencia es recomendable una inclinación a partir de los 45°, para favorecer el deslizamiento de la nieve.

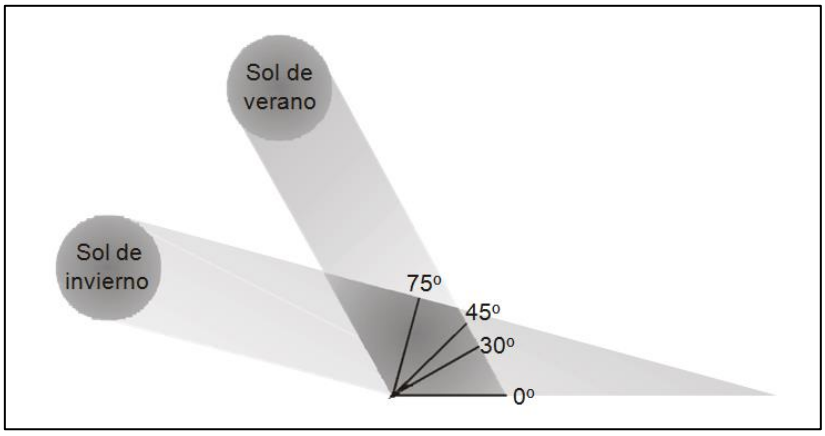



Ilustración 3 Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano.

**4.0 Horas picos solar**

Es un parámetro fundamental para el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos. Corresponde al número de horas en las que cada metro cuadrado de superficie captadora, obtiene de modo constante 1.000 W de energía. Los módulos fotovoltaicos se caracterizan bajo unas condiciones determinadas que son tomadas como referencia y que se denominan *Condiciones Estándar de Medida*. Éstas son:

- 1 kW/m2 de radiación solar.
- 25 ºC de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Incidencia normal.

Si se quiere evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, habría que conocer cuántas horas diarias con una radiación de 1.000 W/m2 equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina Horas pico solar.

La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en *Wp* (vatios pico). A esta potencia se le denomina potencia nominal del módulo.

La energía producida por los sistemas fotovoltaicos es el resultado de multiplicar su potencia nominal por el nº de horas pico, dado que no todas las horas de sol son horas de intensidad considerada como pico (esto es 1.000 W/m2). El número de horas pico de un día concreto se obtendrá dividiendo toda la energía producida en ese día entre 1.000 W/m2. En España, la media de horas solares pico es de 3 a 6, aunque varía entre el norte y el sur, y de invierno a verano.

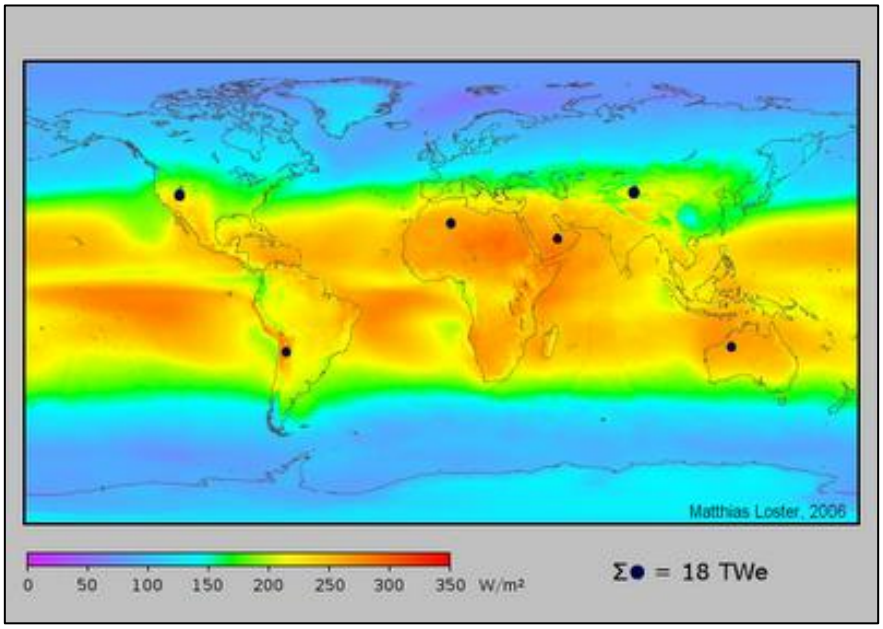



**Ilustración 4 Mapa de radiación solar mundial (W/m2). Fuente: http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/.**

**5.0 El efecto fotovoltaico.**

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que poseen los fotones que constituyen la luz solar. Por lo tanto, cuando la luz solar incide sobre el semiconductor (generalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el material. Por cada electrón que se libera, aparece un hueco. Dichos huecos se comportan como partículas con carga positiva (+). Cuando en el semiconductor se generan pares electrón-hueco debido a la absorción de la luz, se dice que hay una fotogeneración de portadores de carga negativos y positivos, los cuales contribuyen a disminuir la resistencia eléctrica del material. Este es el principio básico de operación de las fotorresistencias.

Cuando la radiación luminosa en forma de fotones es absorbida por los semiconductores se generan, en exceso de su concentración en equilibrio, pares de portadores de carga eléctrica, electrones y huecos, los cuales deben de ser separados para poder usar la energía que cada uno representa. Estos portadores, generados por la energía de los fotones, viajan bajo un gradiente de concentración hacia la unión en donde son separados por efecto del campo eléctrico. Esta separación envía electrones fotogenerados a la capa n y huecos fotogenerados a la capa p, creándose una diferencia de potencial entre las superficies superior e inferior de las capas.

La acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado un voltaje eléctrico que se puede medir externamente. La unidad de medición es el voltio. Este voltaje fotogenerado es lo que se conoce como efecto fotovoltaico.

Si se establece un circuito eléctrico externo entre las dos superficies, los electrones acumulados fluirán a través de él regresando a su posición inicial. Este flujo de electrones forma lo que se llama una corriente fotogenerada o fotovoltaica (FV).

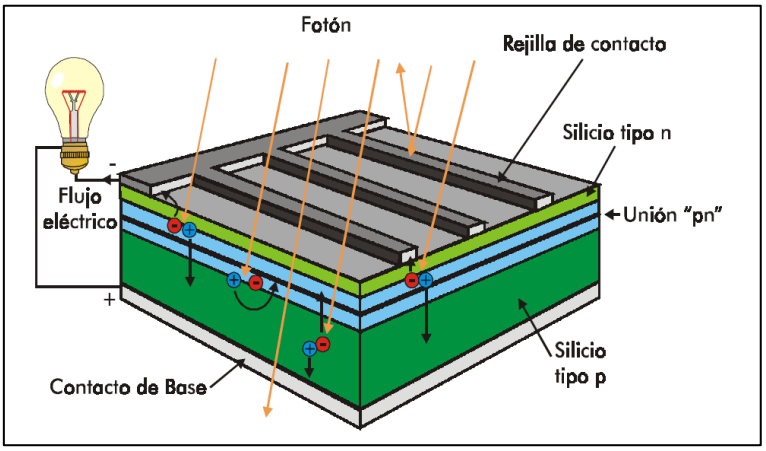



Ilustración 5 Efecto fotovoltaico en una celda solar.

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº II

# El sector fotovoltaico

**1.0 Descripción del sector.**

El sector de la energía solar fotovoltaica emergió a comienzos de la pasada década como una tecnología de producción de energía limpia, escasamente desarrollada, pero con un gran potencial para contribuir a la consecución de los objetivos definidos en el protocolo de Kyoto para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global.

La energía fotovoltaica presenta las ventajas de provenir de un recurso ilimitado y constante como es el sol, de ser fácilmente integrable en multitud de elementos de la vida cotidiana de cualquier ser humano (su vivienda, su vehículo, gadgets, entre otros), y de poseer un margen de mejora amplio que puede convertirla en una de las principales fuentes energéticas del futuro.

El sector fotovoltaico actual se puede definir como una industria sometida a cambios constantes que implican una adaptación periódica a los mismos. La energía solar fotovoltaica ha experimentado un gran crecimiento impulsada por la necesidad de asumir nuevos retos más sostenibles para la generación de energía a nivel mundial.

Existen tres factores determinantes de este crecimiento:

- Los mecanismos de fomento de algunos países, como España, que para cumplir sus compromisos con la mitigación del cambio climático y en pro de un cambio del modelo energético hacia una energía limpia, propiciaron el incremento de la capacidad de instalación de esta tecnología.

- El encarecimiento de los combustibles fósiles, el progresivo agotamiento de estos, y la necesidad de frenar los efectos de los gases invernadero y las fuentes contaminantes a nivel mundial.

- La rápida reducción de los costes de los paneles solares y del resto de los componentes, se han reducido en un 80% en 5 años, ha posicionado esta fuente de energía como una nueva tecnología energética de referencia a nivel mundial.

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de acceso a la red eléctrica o bien para generar energía a la red.

## 2.0 Situación actual.

### 2.1 En el mundo.

Durante la última década, la tecnología fotovoltaica ha demostrado el potencial que tiene para convertirse en la principal fuente para generar potencia, con sólidos y continuos crecimientos incluso durante tiempos de crisis económica y financiera. Después del crecimiento record alcanzado en 2011, la capacidad fotovoltaica ha continuado creciendo a niveles ligeramente superiores a los logrados en ese año.

Se trata de una fuente de energía fiable, inagotable, limpia, segura y no genera residuos, por lo que el mercado fotovoltaico ha crecido a un ritmo superior al 35% en los últimos años. Se espera que este crecimiento continúe a la vez que aumente la conciencia social acerca de las ventajas de la energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es ahora, después de la hidroeléctrica y la eólica, la tercera energía renovable más importante en términos de capacidad global instalada. La tasa de crecimiento durante 2012 alcanzo casi el 70%, un nivel sobresaliente entre todas las energías renovables.

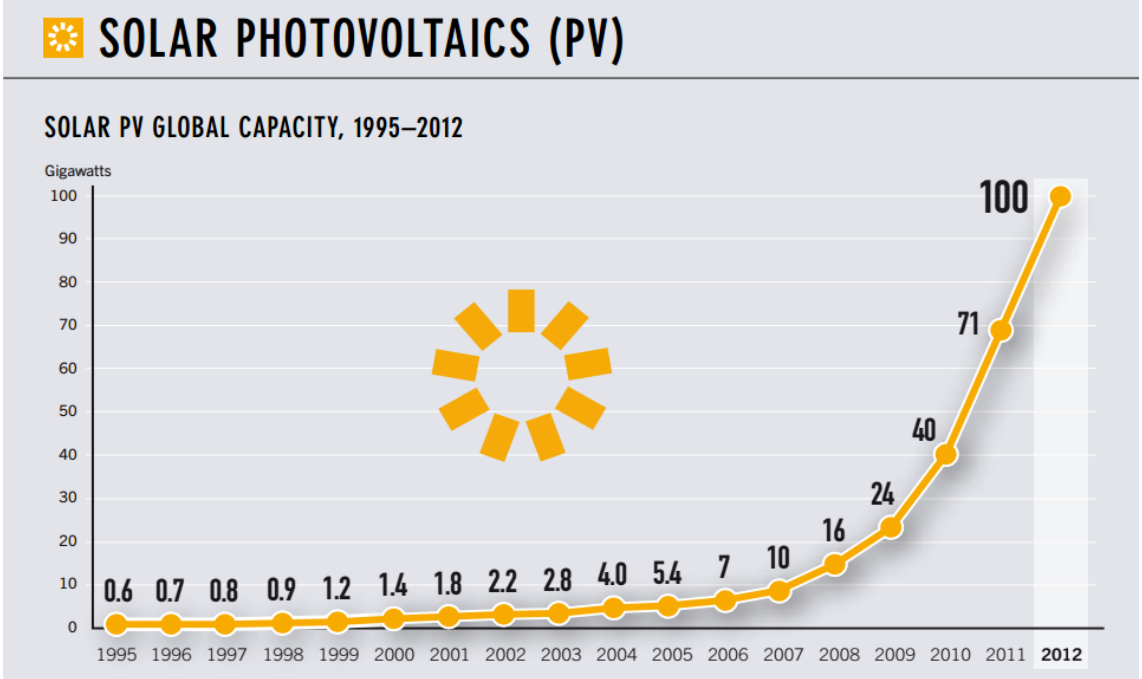



**Ilustración 6 Evolución de la capacidad solar fotovoltaica en el mundo desde 1995 hasta 2012 en GW. Fuente: Renewables 2013 Global Status Report**

El mercado mundial fotovoltaico actual está muy concentrado, de hecho en 2012, entre Alemania, Italia, EEUU, China y Japón se repartieron casi el 70 % de la potencia instalada total. La causa de tal concentración se debe a que estando aún en un estadio de desarrollo, la fotovoltaica debe contar con el apoyo gubernamental ya que sus costes de generación eléctrica no son competitivos con los del resto de fuentes energéticas. Este ha sido el principal

causante de que sólo algunos países hayan apostado fuerte por esta tecnología, mientras que el resto han preferido ver como se desarrollaba.

Los mercados más importantes como Alemania, Italia, China, EEUU, y Japón continuaron siendo líderes en cuanto a capacidad fotovoltaica, como podemos apreciar en la siguiente figura:

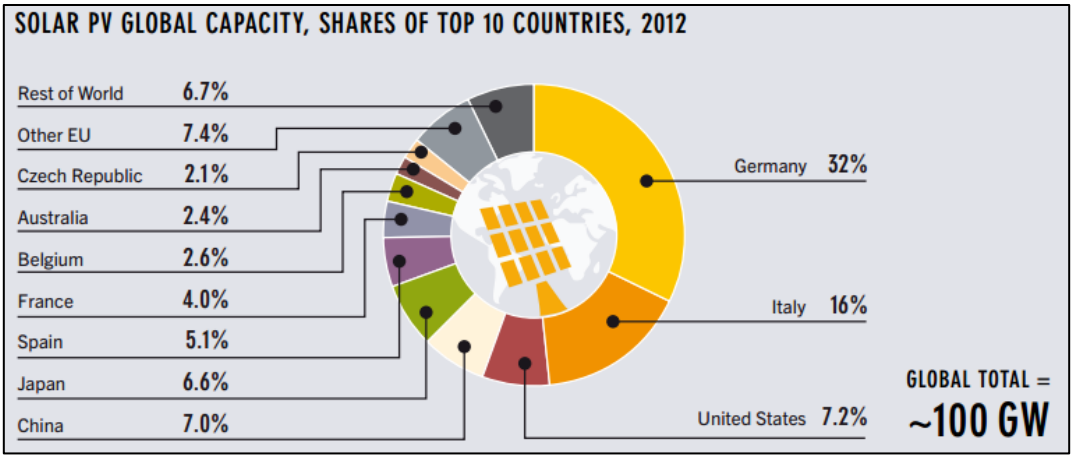



**Figura 1 Capacidad fotovoltaica de los distintos países en 2012 (%). Fuente: Renewables 2013 Global Status Report.**

**2.2 En Europa**.

El desarrollo del mercado europeo es el resultado de la iniciativa tomada por unos pocos países año tras año, con Alemania mostrando un constante compromiso de sus políticos, apoyando el desarrollo de la energía FV. Por séptimo año durante los últimos trece, Alemania ha sido el país con mayor crecimiento fotovoltaico del mundo con 7,6 GW nuevos conectados a la red.

Después del boom español en 2008, Alemania fue el único mercado importante en 2009, y consecuentemente el crecimiento europeo en su conjunto fue limitado. Esto puede ser visto como consecuencia de la primera fase de la crisis financiera, pero también como un año de estabilización después del boom experimentado por la energía FV en el 2008. Un mayor crecimiento regreso en 2010, con Alemania marcando un número de explotaciones sin precedentes, e Italia y Republica Checa incrementando juntos cerca de 4 GW de sistemas FV. Como hemos visto en España y Republica Checa, el desarrollo del sobrecargado mercado puede producir un boom en un año, y un fracaso en el siguiente, como resultado de la presión que ejercen productores de energía convencional y autoridades competentes sobre el rápido crecimiento del mercado.

En 2011, el auge de las instalaciones italianas y alemanas propicio de nuevo un enorme crecimiento. El crecimiento de Francia durante el año 2011 fue al menos en parte debido a las conexiones de los proyectos instalados en 2010.

Con el fin de mantener las tendencias del desarrollo del mercado que hemos visto hasta 2012, la industria fotovoltaica va a tener que diversificar los mercados hacia varios países, para aliviar la presión sobre Alemania y permitir a los mercados que han quebrado revivan de una manera sostenible. La evolución de la potencia acumulada muestra una historia similar, con países estabilizando su capacidad instalada después de un fuerte crecimiento mientras Alemania continua expandiendo su energía fotovoltaica.

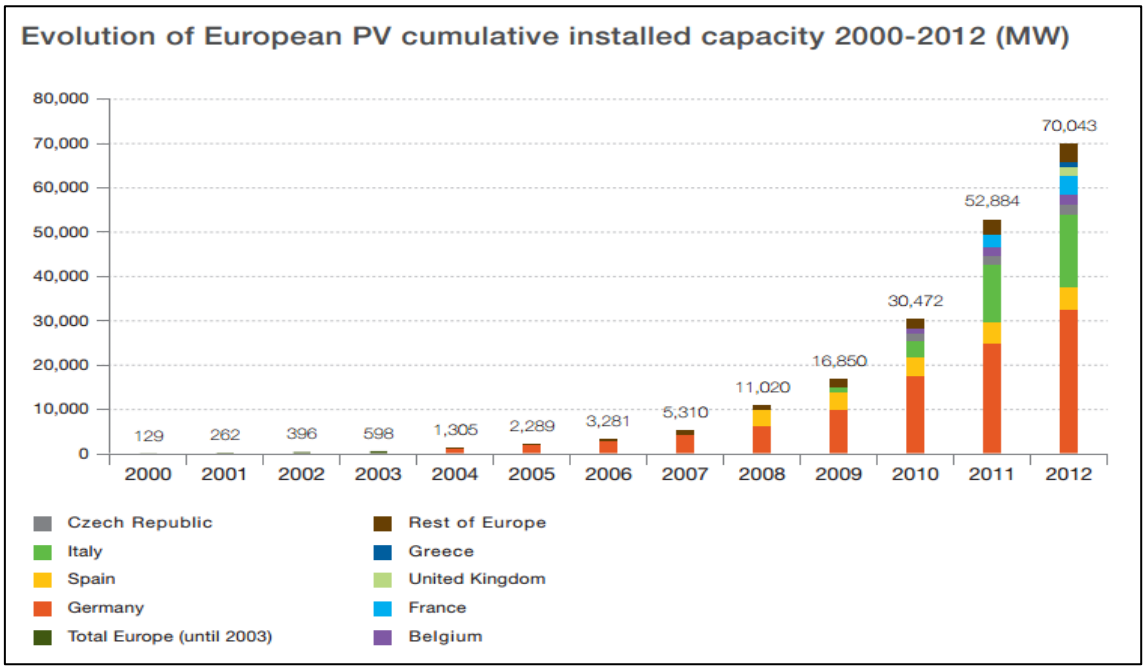



Figura 2 Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada en Europa (MW). Fuente: IDAE

Con más de 17 GW de nueva capacidad fotovoltaica en 2012 (comparado con los 22,4 GW en 2011), Europa ha aumentado su capacidad global hasta alcanzar los 70 GW. Esta impresionante cifra ha sido posible gracias a la actuación e implementación de nuevas instalaciones en dos países principalmente, Alemania e Italia.

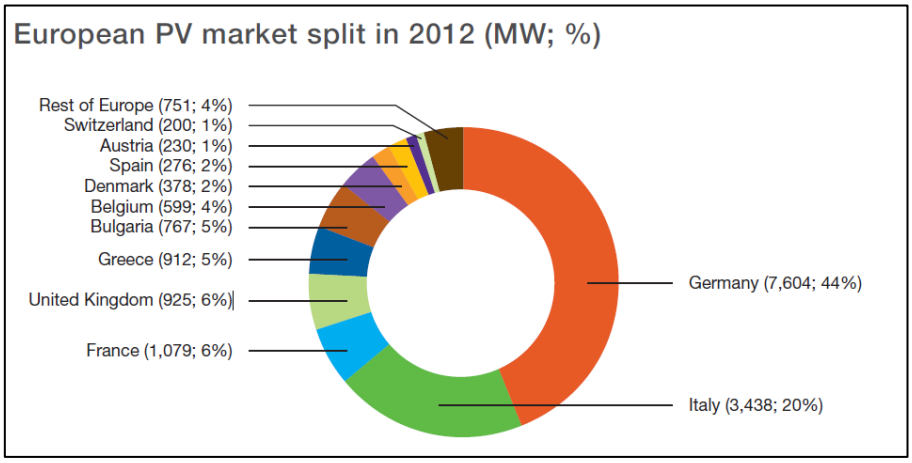
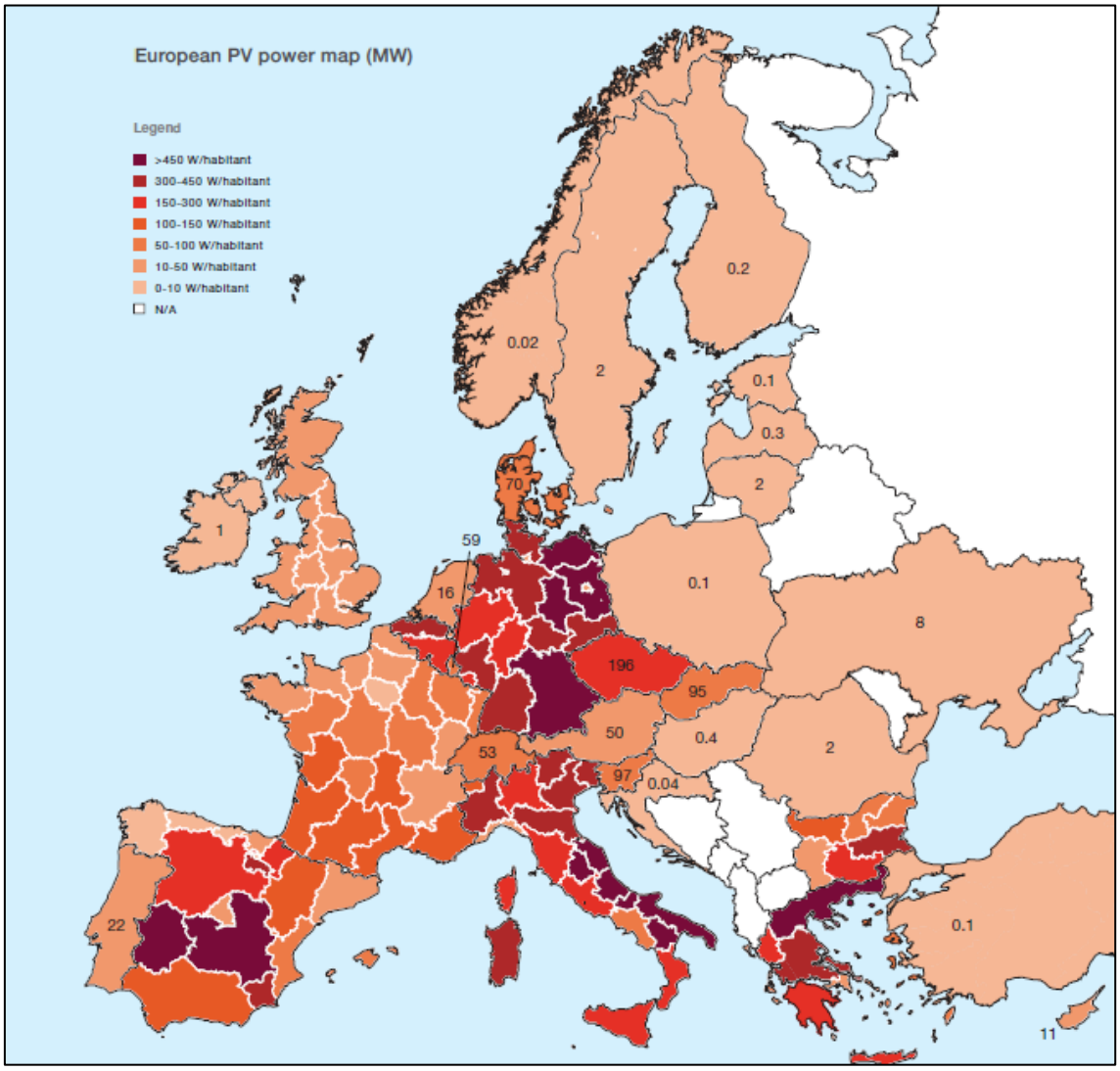



**Figura 3 División europea del mercado fotovoltaico en el 2012. Fuente: IDAE**

Desde una perspectiva de fotovoltaica, el desarrollo de Europa no tiene rival. Los EE.UU. y Japón, una vez pioneros fotovoltaicos, están ahora años por detrás de Europa en términos de penetración de la fotovoltaica y China ha alcanzado a su nivel en tan sólo unos pocos años de desarrollo rápido.




| | Market 2011 | Cumulative 2011 | Market 2012 | Cumulative 2012 | W/habitant 2012 | | Market 2011 | Cumulative 2011 | Market 2012 | Cumulative 2012 | W/habitant 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Austria | 92 | 188 | 230 | 418 | 50 | Lithuania | 0.1 | 0.3 | 6 | 6 | 2 |
| Belgium | 996 | 2,051 | 599 | 2,650 | 241 | Luxembourg | 5 | 30 | 0 | 30 | 59 |
| Bulgaria | 105 | 141 | 767 | 908 | 123 | Malta | 10 | 12 | 0 | 12 | 29 |
| Croatia | 0 | 0 | 0.2 | 0.2 | 0.04 | Netherlands | 58 | 141 | 125 | 266 | 16 |
| Cyprus | 3 | 9 | 0 | 9 | 11 | Norway | 0 | 0.1 | 0 | 0.1 | 0.02 |
| Czech Republic | 6 | 1,959 | 113 | 2,072 | 196 | Poland | 1 | 3 | 4 | 7 | 0.1 |
| Denmark | 10 | 16 | 378 | 394 | 70 | Portugal | 47 | 195 | 49 | 244 | 22 |
| Estonia | 0.1 | 0.2 | 0 | 0.2 | 0.1 | Romania | 2 | 4 | 26 | 30 | 2 |
| Finland | 1 | 1 | 0 | 1 | 0.2 | Slovakia | 321 | 508 | 15 | 523 | 95 |
| France | 1,756 | 2,924 | 1,079 | 4,003 | 61 | Slovenia | 46 | 81 | 117 | 198 | 97 |
| Germany | 7,485 | 24,807 | 7,604 | 32,411 | 398 | Spain | 472 | 4,889 | 276 | 5,166 | 110 |
| Greece | 426 | 624 | 912 | 1,536 | 144 | Sweden | 4 | 11 | 8 | 19 | 2 |
| Hungary | 3 | 4 | 0 | 4 | 0.4 | Switzerland | 105 | 216 | 200 | 416 | 53 |
| Ireland | 3 | 3 | 0 | 3 | 1 | Turkey | 1 | 7 | 2 | 9 | 0.1 |
| Italy | 9,454 | 12,923 | 3,438 | 16,361 | 273 | Ukraine | 188 | 191 | 182 | 373 | 8 |
| Latvia | 0.2 | 0.2 | 0.4 | 1 | 0.3 | United Kingdom | 813 | 904 | 925 | 1,829 | 29 |

**Figura 4 Potencia acumulada por habitante (MW). Fuente: EPIA.**

**2.3 En España.**

España se situó en 2012 como el sexto país a nivel mundial, tras Japón, en potencia instalada. La potencia total acumulada en el año 2012 alcanzó los 5.100 MW. España, que en 2010 ocupaba el segundo puesto en potencia total acumulada tras Alemania, ha sufrido un drástico descenso en su potencia acumulada como consecuencia de diversos factores, principalmente de tipo económico y legal. A diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible.

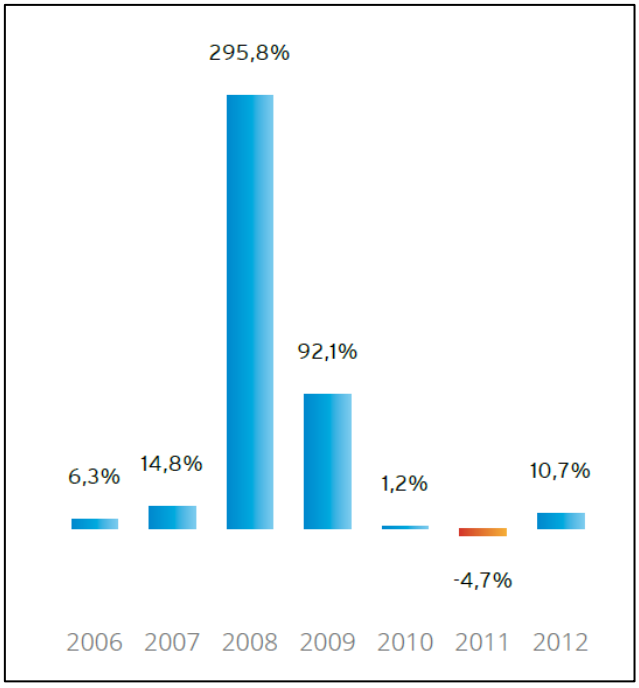



Figura 5 Tasa de crecimiento del sector solar fotovoltaico en España (%). Fuente: APPA.

El desarrollo de la energía fotovoltaica ha coincidido hasta ahora con el desarrollo económico de los países. Como consecuencia, a finales de 2007 y principalmente en 2008 (antes de la crisis global), el mercado sufrió una espectacular subida, aumentando en casi 23 veces la potencia acumulada en dos años. Esto es debido en gran parte a una retribución favorable y a la simplificación de las condiciones de conexión de sus instalaciones.

Un año más tarde, el sector fotovoltaico español pasó por uno de sus peores momentos dada la disminución de las primas y la inseguridad jurídica, lo que provocó un hundimiento de la demanda, agravado por el contexto económico de reducción del gasto.
Así Alemania al verse afectado en menor intensidad por la crisis ha continuado aumentando su capacidad fotovoltaica.

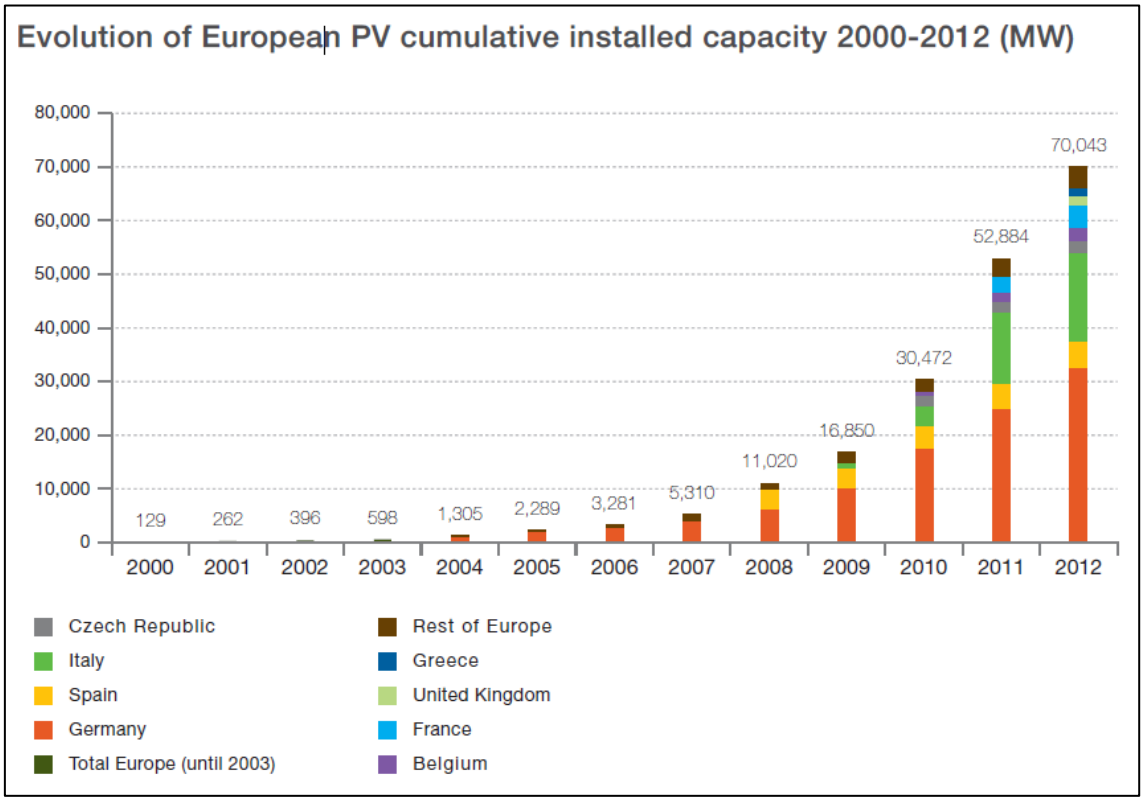



Figura 6 Evolución de la capacidad fotovoltaica global en Europa según los diferentes países. Fuente: IDAE

Además, la implementación de una serie de condicionantes legales a en el año 2008, año en el cual se aprobó el Real Decreto 1578/2008, según el cual se recortaban las ayudas a la instalación de nuevas instalaciones fotovoltaicas, provocó la paralización del mercado fotovoltaico Español durante más de 6 meses por el cambio regulatorio que este decreto supuso.

Además se redujo la retribución por la energía producida en un 30 %, se introdujo una reducción progresiva de esta retribución en un 10 % anual, estableció un límite productivo anual de 500 MW, y dividió el mercado en 2 segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones solares incorporadas a la edificación, cuando más del 95 % del mercado estaba orientado al suelo. Toda esta serie de medidas se tradujo en una tremenda reducción de la potencia instalada en España y una caída en la inversión en este tipo de instalaciones.

**Figura 7 Evolución de la potencia instalada y acumulada entre los años 2000-2010 (MW). Fuente: PER 2011-2020.**

En el año 2010 se promulgo el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, el cual se define como la diferencia entre el coste real de producir energía y el precio que se cobra realmente por ella y surgió en el año 2000.
Este Real Decreto fue llamado "ley anti-fotovoltaica". Se aplicó retroactividad suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil, así como se redujo la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.

La contribución al PIB del sector fotovoltaico fue de 3.344 millones de euros en 2012. La mayor parte de esta contribución (2.978 millones que representan el 89,1%) fue de manera directa. La contribución indirecta en este sector representó 365 millones de euros (10,9%) en 2012.
La fotovoltaica es la tecnología renovable del Régimen Especial que más aporta al PIB nacional, con un 31,7% del total. Tras un año, 2011, en el que su contribución al PIB descendió por primera vez en la serie histórica analizada, en 2012 aumentó la misma en 332 millones de euros. Este aumento supuso en términos reales un incremento del 10,7% respecto al año 2011. Esto se ha debido en parte a la entrada de nueva potencia y por tanto a una mayor generación fotovoltaica.

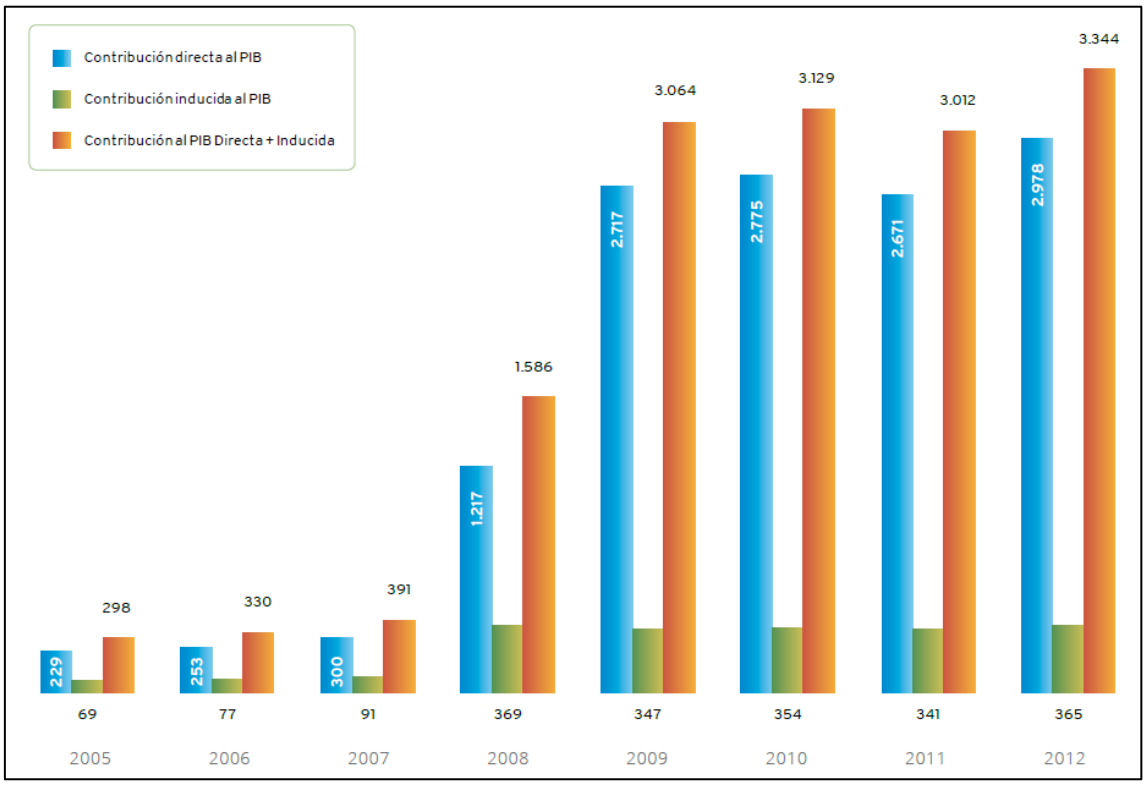



Figura 8 Aportación al PIB del sector fotovoltaico en España. (M€). Fuente: APPA

No obstante, se debe tener en cuenta que como resultado de las medidas retroactivas del Real Decreto Ley 14/2010, que limita las horas equivalentes con derecho a prima, la contribución del sector fotovoltaico al PIB se verá reducida una vez se lleven a cabo las reliquidaciones a los productores de energía por el exceso de energía primada facturada durante el periodo.

### 2.4 Previsión de futuro del sector fotovoltaico.

Tras una fase de consolidación de la industria fotovoltaica en los dos últimos años, todos los indicios vuelven a señalar hacia un crecimiento del mercado mundial. Las previsiones actuales esperan un crecimiento de al menos el 18% para 2014, impulsado, sobre todo, por los mercados de Asia, seguidos de América del Norte y del Sur. Pero también en Oriente Medio, en Sudáfrica y en Turquía se espera una dinamización del sector en el futuro. Así, junto a los mercados establecidos, próximamente aparecerán nuevas regiones en el mapa fotovoltaico.

Los recién llegados se beneficiarán del know-how y de la experiencia que el sector ha acumulado en Europa en los últimos años tanto en el ámbito de la integración inteligente en la red, como en el de la supervisión y el mantenimiento de la potencia instalada o el almacenamiento del superávit de electricidad solar.

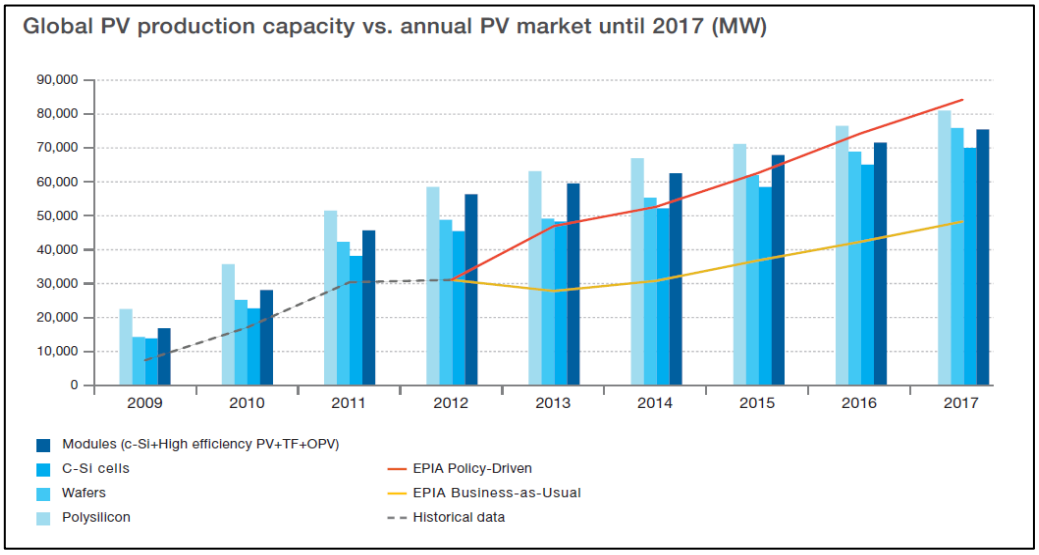



Figura 9 Evolución de la producción global fotovoltaica y del mercado fotovoltaico hasta 2017 (MW). Fuente: IDAE

En cuanto a España, Pese a que la perspectiva del futuro mercado fotovoltaico no es muy optimista la EPIA (Asociación de la Industria Europea Fotovoltaica) prevé un ligero incremento de la potencia acumulada en España durante los próximos años. He incluso el PER 2011-2020 se atreve a decir que la fotovoltaica será la energía limpia que más aportará al PIB nacional al final de la década.

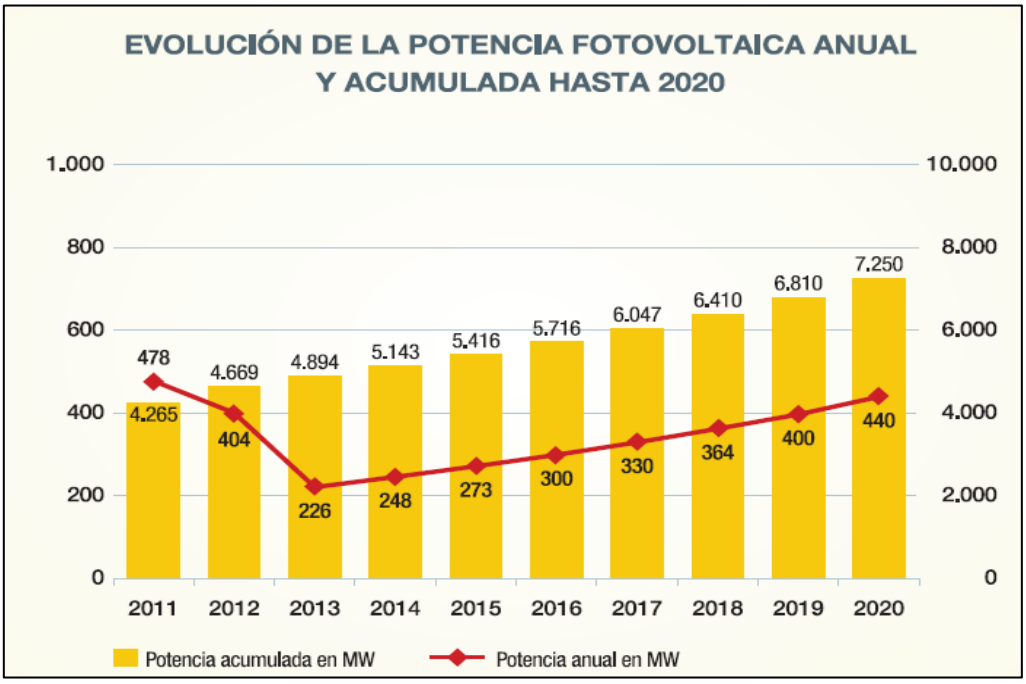



Figura 10 Previsión de la evolución de la potencia instalada y acumulada en España hasta el año 2020 (MW). Fuente: IDAE

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº III

# Orígenes y usos de la energía fotovoltaica

## 1.0 La energía solar fotovoltaica

### 1.1 Introducción

Hoy en día, tanto a nivel europeo como mundial, se está apostando por fuentes de producción de electricidad que no contribuyan al cambio climático, a la emisión de sustancias nocivas como el $CO_2$, ni a la dependencia del petróleo. Ahí entran en juego las energías renovables, ya que se busca un modelo sostenible, limpio e inagotable, que garantice el acceso a la energía eléctrica a todo el mundo.

Dentro de este grupo, es la energía fotovoltaica por la que más se ha apostado, debida a que España tiene un alto nivel de irradiación comparado con otros países europeos. Dado que esta fuente de energía no es todavía rentable por sí sola, su empleo se ha subvencionado en gran medida, provocando la apuesta por este mercado por parte de la iniciativa privada.

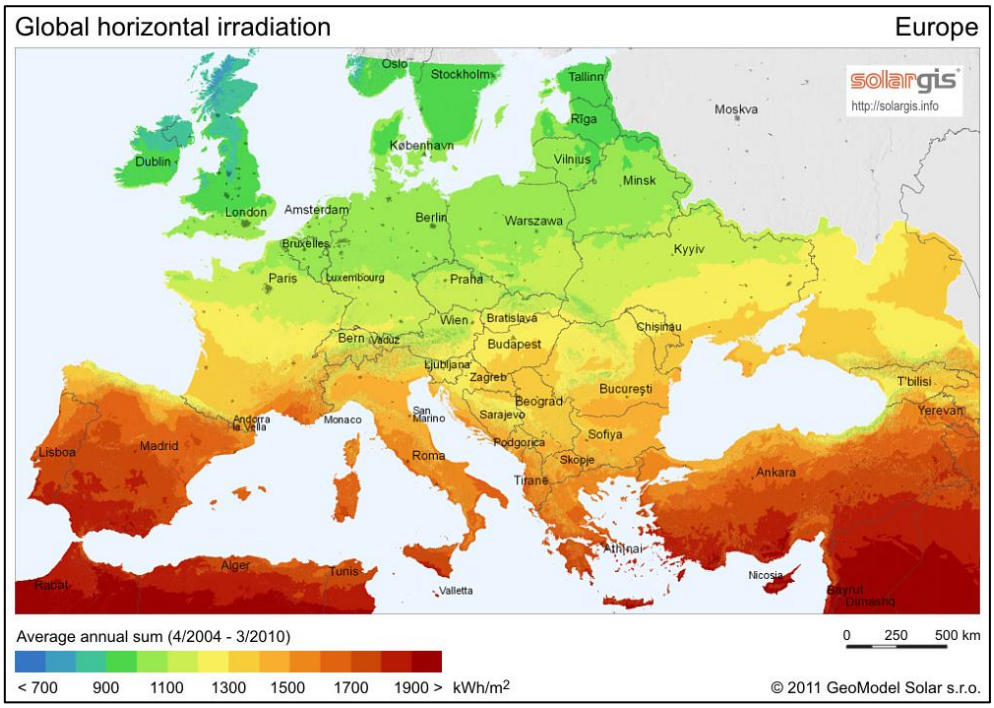



Figura 11 Radiación global horizontal anual en Europa (kW/m2). Fuente: Geomodel Solar

La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación solar para transformarla directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este proceso de transformación se produce en un elemento semiconductor que se denomina célula fotovoltaica.

Cuando la luz del Sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del

material semiconductor generándose así una corriente eléctrica continua (potencia mediada en vatios o kilovatios) capaz de circular por un circuito externo.

La energía solar fotovoltaica permite tanto satisfacer la demanda energética de aquellos que no disponen de red eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos aislados, como generar energía para su posterior venta a la red eléctrica mediante sistemas conectados a red. Por tanto, a día de hoy, la energía solar se ha convertido en la fuente más versátil y social de todas, contribuyendo tanto al desarrollo de zonas rurales aisladas como al de aplicaciones tecnológicamente más complejas.

## 1.2 Componentes de una instalación fotovoltaica.

### 1.2.1 La célula solar.

#### 1.2.1.1 Características básicas.

El elemento principal de cualquier instalación de energía solar es el generador, que recibe el nombre de célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

Una célula solar se comporta como un diodo: la parte expuesta a la radiación solar es la N, y la parte situada en la zona de oscuridad, la P. Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona P se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir luz), mientras que en la zona N el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor

En una célula solar la producción de corriente depende de la irradiancia (nivel de iluminación), de tal forma que a medida que aumenta la irradiancia, aumenta la intensidad a través de la célula.

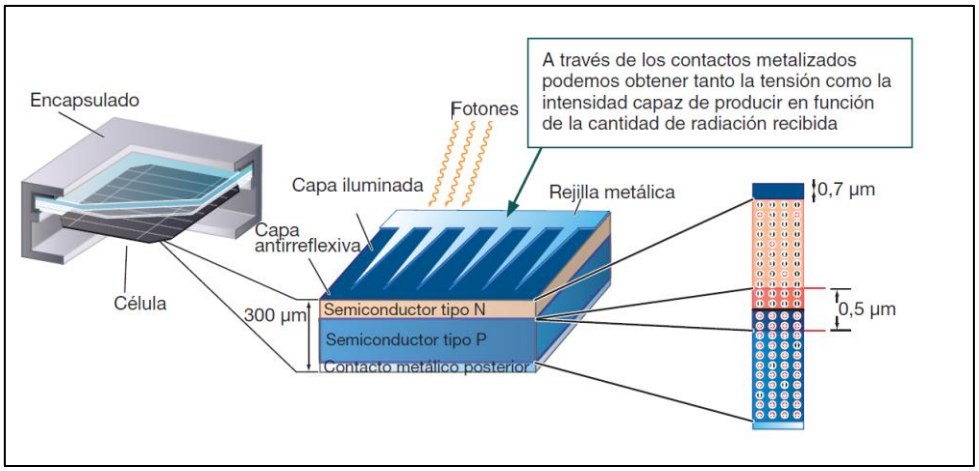



Figura 12 Estructura de la célula solar.

#### 1.2.1.2 Parámetros fundamentales de la célula solar.

• **Corriente de iluminación ($I_L$):** la corriente generada cuando incide la radiación solar sobre la célula.
• **Corriente de oscuridad:** es debida a la recombinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.
• **Tensión de circuito abierto ($V_{OC}$):** la máxima tensión que se obtiene en los extremos de la célula solar, que se da cuando no está conectada a ninguna carga. Es una característica del material con el que está construida la célula.

• **Corriente de cortocircuito ($I_{SC}$):** máximo valor de corriente que puede circular por la célula solar. Se da cuando sus terminales están cortocircuitados.

Cuando la célula solar es conectada a una carga, los valores de tensión e intensidad varían. Existirán dos de ellos para los cuales la potencia entregada sea máxima: $V_m$ (tensión máxima) e $I_m$ (intensidad máxima), que siempre serán menores que $V_{OC}$ e $I_{SC}$. En función de estos valores, la potencia máxima que puede entregar la célula solar será:

$$P_m = V_m I_m$$

Esto nos permite definir un parámetro de la célula solar que recibe el nombre de *factor de forma* (FF) y que se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$FF = \frac{Vm\ Im}{Voc\ Isc}$$

Así pues, el *factor de forma* es el cociente entre la máxima potencia que puede entregar la célula a la carga y el producto de la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. En las células solares más habituales, los valores típicos de FF son 0,7 o 0,8.

### 1.2.2 El panel solar.

#### 1.2.2.1 Características básicas.

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco.
Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- **Con silicio**

  - Silicio cristalino (monocristalino y multicristalino)
  - Silicio amorfo.

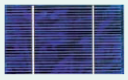
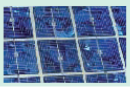
| Células | Silicio | Rendimiento laboratorio | Rendimiento directo | Características | Fabricación |
|---|---|---|---|---|---|
| | Monocristalino | 24 % | 15 - 18 % | Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski). | Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. |
|  | Policristalino | 19 - 20 % | 12 - 14 % | La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules. | Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización. |
|  | Amorfo | 16 % | < 10 % | Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células. | Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico. |

Tabla 1 Diferencias entre paneles fabricados con Silicio.

Se trata de la tecnología fotovoltaica más madura, por lo que su senda tecnológica se ha centrado tanto en el aumento de la eficiencia como en la reducción de costes de la misma. Las ventajas más significativas residen en su mayor eficiencia comparada, que redunda en menores usos de superficie utilizada, así como en una curva tecnológica con mayor recorrido en lo relativo a eficiencia que su competidora más cercana, la capa delgada.

Sin embargo, se trata de una tecnología con un mayor coste de fabricación comparado con la capa delgada y con una alta dependencia del coste del polisilicio, lo que hace que sea altamente vulnerable a la volatilidad del mercado de esta materia prima. Esta tecnología supone aproximadamente un 90% de la potencia instalada mundial y las soluciones comerciales alcanzan eficiencias energéticas en un rango situado entre el 14 y el 20%.

- **Capa delgada de otros materiales**

  - Telururo de cadmio (CdTe).
  - CIS y CIGS, diseleniuro de indio y cobre, con galio en ocasiones.
  - Células multiunión de materiales de los grupos III y V de la tabla periódica (arseniuros de indio y galio).

Esta tecnología consiste en la superposición de láminas de diversos materiales. Es una tecnología menos madura que la de silicio cristalino pero con amplia experiencia en plantas comerciales, llegando a suponer aproximadamente el 10% de la potencia instalada mundial. La ventaja sobre la tecnología cristalina es su menor dependencia del polisilicio y sus menores costes de fabricación. Asimismo, mantiene una mayor flexibilidad

Sin embargo, la mayor desventaja proviene de las eficiencias de sus módulos, que se encuentran en el entorno del 7-12%, menores que la de los módulos cristalinos (esta menor eficiencia implica mayores necesidades de terreno para las mismas potencias pico).

- **Células orgánicas**

  - Células de diversos materiales (p.e. polímeros), con un gran potencial pero aun por desarrollar.

Pertenecientes a un campo todavía incierto que implica la utilización de la nanotecnología. Los principales enfoques se están concentrando en los Polímeros Orgánicos, los Puntos Cuánticos, o las celdas Graetzel, que apuntan a eficiencias en el entorno del 20-35% pero que, por el momento, no han presentado resultados fuera del ámbito experimental del laboratorio.

### 1.2.2.2 Potencia de los paneles solares.

La potencia que proporciona una célula de tamaño estándar (digamos de 10 x 10 cm) es muy pequeña (en torno a 1 o 2 W), por lo que generalmente será necesario tener que asociar varias de ellas con el fin de proporcionar la potencia necesaria al sistema fotovoltaico de la instalación. Es de este hecho de donde surge el concepto de panel solar o módulo fotovoltaico.

Según la conexión eléctrica que hagamos de las células, nos podemos encontrar con diferentes posibilidades:

#### 1.2.2.2.1 La conexión en serie.

Este tipo de conexión se basa en conectar el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie. Los terminales del grupo generador estarán en el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del primero. Cuando los paneles se conectan en serie la tensión resultante es la suma de la de todos los paneles, mientras que la intensidad será la proporcionada por uno solo de ellos. Si falla uno de los paneles conectados en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo "puentean" ese módulo, haciendo que la corriente siga su camino.

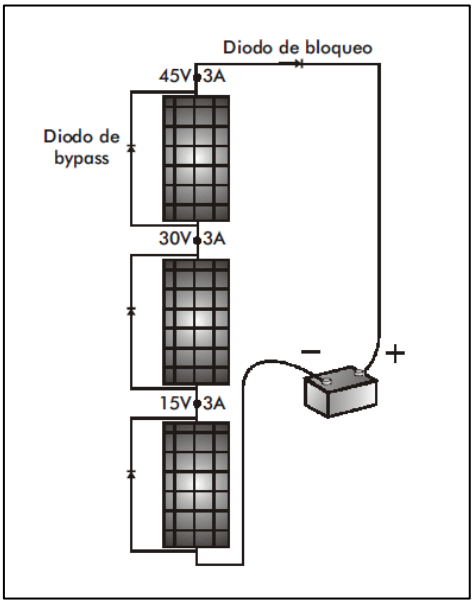



Ilustración 7 Esquema conexión en serie de paneles fotovoltaicos.

Normalmente se conectan módulos en serie para conseguir voltajes de 24 ó 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores, 96 a 144 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación para bombeos directos. Hay que recordar que el voltaje de un módulo fotovoltaico, cuando funciona en el punto de máxima potencia, puede llegar a ser 1,4 veces el voltaje nominal. Permitirá aumentar de este modo la tensión final en los extremos de la célula equivalente.

**1.2.2.2.2 La conexión en paralelo.**

Este tipo de conexión consiste en conectar por un lado los terminales positivos de todos los paneles, y por otro, todos los terminales negativos. La salida del grupo generador la forman el terminal positivo común y el terminal negativo, también común.

Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo módulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos, de manera que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia que puede dar un módulo y la suma de intensidades que proporcionen los módulos conectados. Normalmente se hacen conexiones en paralelo para conseguir intensidades de 20 ó 25 A, en instalaciones autónomas de electrificación y/o bombeo, y superiores en instalaciones de conexión a la red de elevada potencia. Permitirá aumentar de este modo la intensidad total del conjunto.

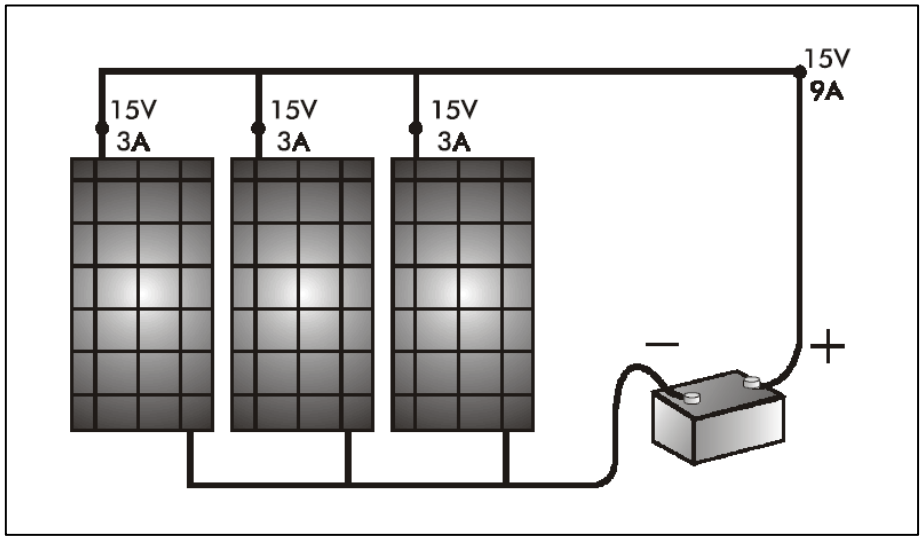



Ilustración 8 Esquema conexiones en paralelo de paneles fotovoltaicos.

Hay que recordar que el aumento de intensidad produce un aumento de pérdidas por efecto Joule (calentamiento de los conductores) de forma cuadrática, ya que:

$$P = R \cdot I^2$$

Lo que obliga a utilizar conductores de mayor sección para que puedan soportar intensidades elevadas, aunque siempre teniendo en cuenta que no superen las establecidas en el REBT para cada sección de conductor.

Los elementos conectados en serie tienen todos la misma corriente, mientras que los elementos asociados en paralelo tienen todos la misma tensión. Además, dos elementos se encontrarán unidos en serie cuando solo compartan un terminal, mientras que dos elementos se encontraran conectados en paralelo cuando tienen en común los 2 terminales.

#### 1.2.2.2.3 La conexión en serie- paralelo.

Para satisfacer diferentes necesidades de tensión y voltaje, los módulos pueden combinarse en agrupaciones serie-paralelo.

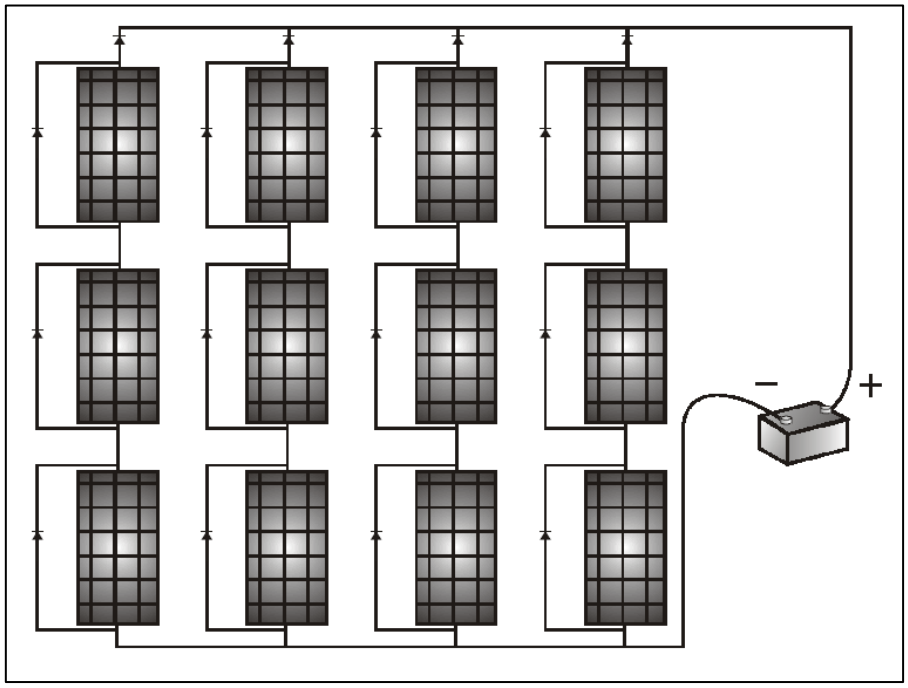



Ilustración 9 Esquema conexión serie-paralelo en paneles fotovoltaicos.

A menudo, nos encontramos ante el dilema de a qué voltaje hay que diseñar una instalación (12, 24 ó 48 V). Aunque esta pegunta no tiene una respuesta clara y contundente, podría enfocarse desde dos puntos de vista diferentes:

- **Desde el punto de vista del rendimiento:** es decir, el que procura minimizar las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores y/o de los equipos de regulación. Según este criterio, tendríamos que diseñar las instalaciones a 48 V, ya que cuanto mayor voltaje se tenga, menor es la intensidad para un valor de potencia constante. El problema de trabajar a esta tensión es que el sistema de baterías que debe emplearse encarece la instalación.

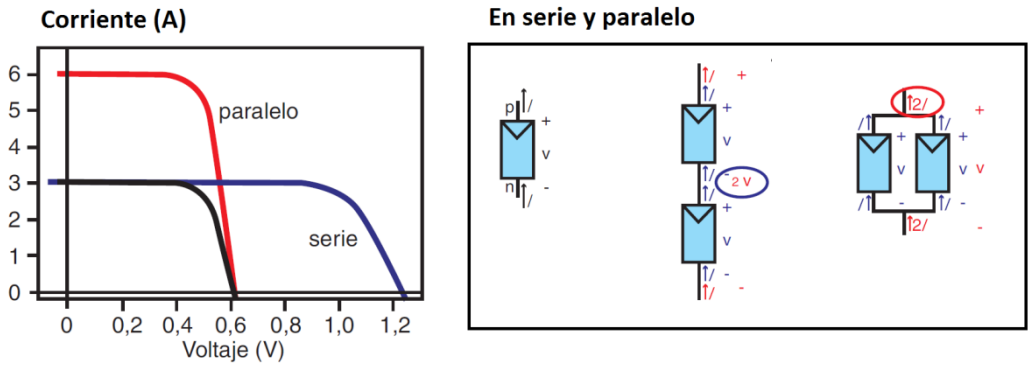



Ilustración 10 Asociación de células solares en serie-paralelo.

- **Desde el punto de vista económico:** es decir, el que procura el mínimo coste de la instalación. Según este criterio, siempre se montarían instalaciones de 12 V, con lo que se necesitaría una batería pequeña, pero a costa de tener elevadas intensidades de paso en los conductores y controladores, a medida que aumenta la potencia de la instalación.

Una vez analizados estos planteamientos, parece apropiado encontrar algún parámetro que nos permita relacionar la economía y el rendimiento. Normalmente este parámetro es la intensidad que se calcula que puede producir el generador fotovoltaico (el conjunto de módulos instalados).

$$I_T = I_{CC} \cdot N_p$$

Donde

$I_T$ = intensidad máxima que se espera recibir en el generador solar.

$I_{CC}$ = intensidad de cortocircuito de un panel.

$N_p$ = número de grupos o módulos en paralelo.

Como hay que escoger entre rendimiento y economía, siempre que sea posible se trabajará con conductores estandarizados y con reguladores de baja intensidad, para lo cual se trabajará con el voltaje más bajo posible, siempre y cuando la intensidad máxima no supere demasiado los 50 A. A partir de este valor, habría que aumentar el voltaje (de 12 a 24 V o de 24 a 48 V) con tal de mantener la intensidad en niveles bajos. A partir de los 48 V, las condiciones de diseño varían, ya que un aumento de voltaje ha de estar justificado debido a los peligros y problemas legales que conlleva.

#### 1.2.2.3 Parámetros característicos.

A la hora de trabajar con los paneles solares nos interesa saber qué datos nos proporciona el fabricante, con el in de utilizarlos correctamente. En los catálogos aparecen todos aquellos parámetros que nos son de utilidad a la hora de realizar el diseño de la instalación.

Entre toda la información que proporciona el fabricante, vamos a ir viendo cuál puede ser de mayor relevancia, desde el punto de vista práctico, a la hora de elegir un panel solar.

No obstante, hay que tener cuidado, ya que los valores proporcionados por el fabricante son obtenidos siempre en unas determinadas condiciones de irradiación solar y temperatura

ambiente.
En la práctica siempre existirá una pequeña desviación sobre los valores teóricos cuando el panel esté colocado en la instalación.

#### 1.2.2.3.1 Curva de potencia (Curva V-I)

Todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga, y los paneles fotovoltaicos no son una excepción. La curva V-I de un panel FV proporciona, indirectamente, la relación mencionada, ya que asocia los valores de V e I para diferentes cargas. Si se conecta una cierta carga eléctrica al panel, el punto de trabajo vendrá determinado por la corriente I y la tensión V existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que los $I_{CC}$ y $V_{CA}$

La curva de potencia (en rojo) se obtiene multiplicando los valores de tensión e intensidad dados por la gráfica I-V (en azul). Los valores de esta gráfica se leen en el eje de la derecha, que está calibrado en vatios (W). Así, si trazamos una línea desde el pico de la gráfica hasta el eje, vemos que obtenemos un valor aproximado de 240 W.

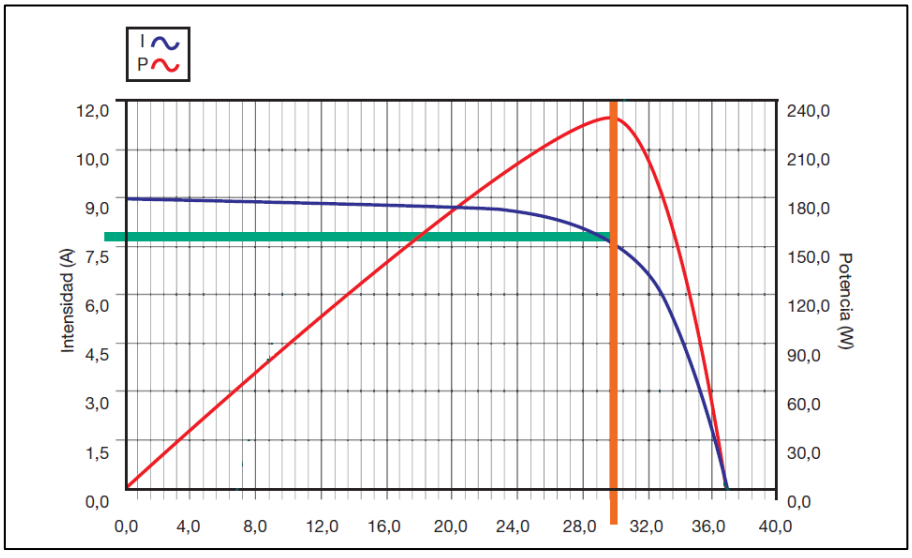
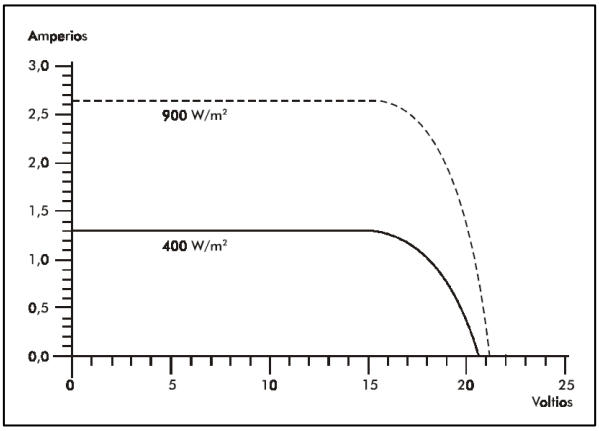



Figura 13 Curva de potencia de una placa fotovoltaica.

- La potencia (P) que el panel entrega a la carga está determinada por P = I · V.
- La potencia disponible en un panel fotovoltaico en un punto cualquiera de la curva se expresa en vatios.
- El cortocircuito se produce en un punto de la curva donde el voltaje es cero. En el punto de cortocircuito, la potencia de salida es cero, ya que el voltaje es cero.
- El circuito abierto se produce cuando la corriente es cero. En el punto de circuito abierto la potencia de salida también es cero, pero ahora es porque la corriente es cero.
- La intensidad, en amperios, se representa en el eje vertical (eje Y) y la tensión, en voltios, en el horizontal (eje X).

- **Curva V-I en función de la irradiancia.**

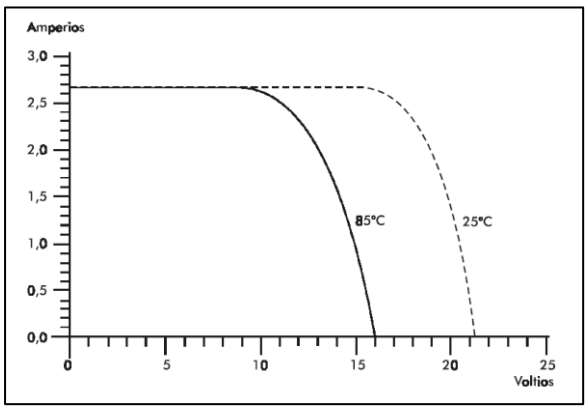
El comportamiento eléctrico de un módulo varía además con la irradiancia solar. La corriente proporcionada por un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la energía solar recibida. La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje más o menos constante, por lo tanto, habrá aumento de potencia.




Gráfica 1 Efecto de la irradiancia sobre la curva V-I

- **Curva V-I en función de la temperatura.**

La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad; así, la tensión generada varía de forma inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que esto provoque cambios en la corriente de salida. Altas temperaturas en el módulo reducen el voltaje de 0,04 a 0,1 voltios por cada grado centígrado que sube la temperatura. Por esta razón, los paneles FV no deberían ser instalados directamente sobre una superficie, sino que debe permitirse al aire circular por detrás de cada módulo para que su temperatura no suba.




Gráfica 2 Efecto de la temperatura sobre la curva V-I.

Es necesario un espacio de unos 10 cm para proporcionar una ventilación adecuada. La temperatura de las células es superior a la temperatura ambiente, por el calentamiento a la que la somete la radiación solar.

#### 1.2.2.3.2 Potencia máxima (Pmpp)

Es el máximo valor obtenido al multiplicar la intensidad $I_{mpp}$ (Intensidad cuando la potencia es máxima o corriente en el punto de máxima potencia) y $V_{mpp}$ (Tensión cuando la potencia también es máxima o tensión en el punto de máxima potencia). También se le llama Potencia de pico del módulo o panel (Wp). Es un valor de pico, es decir, es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. El panel funcionará correctamente en la instalación en la que va a ser colocado si este valor es superior al del consumo máximo (en vatios) para el que se ha diseñado el sistema fotovoltaico

#### 1.2.2.3.3 Tensión nominal (VN)

Es el valor de la tensión a la cual trabaja el panel.

#### 1.2.2.3.4 Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)

Es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia $P_{mpp}$.

#### 1.2.2.3.5 Intensidad en el punto de máxima potencia (Impp)

Es el valor de la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.

#### 1.2.2.3.6 Intensidad de cortocircuito (Icc)

Es la intensidad que circula por el panel cuando la salida está cortocircuitada. Se mide la corriente entre los bornes de un panel, cuando éstos se cortocircuitan (V = O). La intensidad de corto- circuito de un módulo es igual a la de una de sus células multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo. Es la máxima intensidad que se puede obtener de un panel.

Experimentalmente se puede medir con un amperímetro (impedancia muy pequeña) conectado a la salida de los bornes del módulo FV. El valor varía de forma proporcional en función de la radiación solar a la cual la célula o el módulo están expuestas.

#### 1.2.2.3.7 Tensión de cortocircuito (Voc)

Es la tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada en el panel.

### 1.2.3 El regulador.

#### 1.2.3.1 Características básicas.

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de sobrecarga y sobredescarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil.

El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

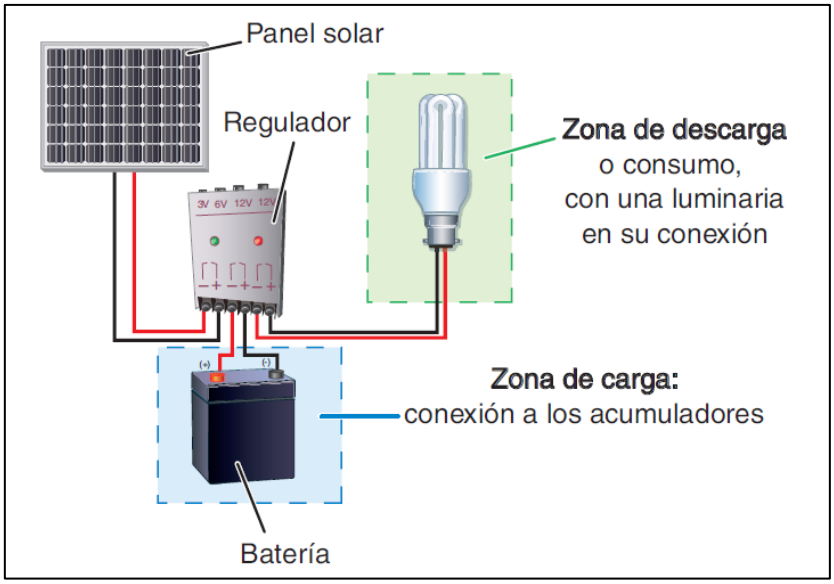



Figura 14 Conexiones tipo de un regulador en una instalación solar fotovoltaica.

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas.

El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones:

- Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello la tensión $V_{OC}$ del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

El dimensionado de la instalación solar se realiza de manera que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de luminosidad del sol. Por ello se toman como referencia los valores de irradiación en invierno. Esto puede provocar que en verano la energía aportada por los módulos solares sea en ocasiones casi el doble de los cálculos estimados, por lo que, si no se conecta el regulador entre los paneles y las baterías, el exceso de corriente podría llegar incluso a hacer hervir el electrolito de los acumuladores, con el riesgo que ello conlleva.

Los fabricantes nos proporcionarán los valores de trabajo del regulador sobre una hoja de características. En estas hojas aparecerán:

- Características físicas del regulador: peso, dimensiones, material empleado en su construcción, etc.
- Características eléctricas.
- Normas de seguridad que cumple.

También hay que considerar otro tipo de aspectos, como pueden ser medidas de seguridad, etc. El regulador debe proteger tanto la instalación como a las personas que lo manejen, por lo que deberá llevar sistemas que proporcionen las medidas de seguridad adecuadas para cada uno de los casos. Los fabricantes nos proporcionan también este tipo de información. Además, en todos los equipos e instalaciones en los que se esté manejando corriente continua (DC) hay que tener cuidado con la polaridad. Este tipo de corriente tiene polo positivo y polo negativo, y una equivocación en la conexión puede provocar problemas importantes, como la rotura de equipos, etc.

Los reguladores se pueden clasificar según diversos conceptos:

- **Según la tecnología del interruptor**.
- **Según la estrategia de desconexión de consumo.**
- **Según la posición del interruptor de control de generación.**

| | Tipo de regulador |
|---|---|
| Según tecnología del interruptor | • Relé electromecánico.<br>• Estado sólido (MOSFET, IGBT...). |
| Según estrategia de desconexión del consumo | • Por tensión.<br>• Por algoritmos de cálculo del estado de carga.<br>• Por otros algoritmos de gestión de la energía. |
| Según posición del interruptor de control de generación | • Serie.<br>• Paralelo. |

Tabla 2 Clasificación de los reguladores.

En los catálogos se indica el tipo de regulación que lleva (si es serie o paralelo), el tipo de batería que podemos conectar a la salida del equipo, así como todas las alarmas que proporciona ante un mal funcionamiento, y las protecciones que lleva. Como en todos los

equipos, se hace mención de la temperatura a la que va a trabajar el aparato y la posible influencia que pueda tener esta sobre el correcto funcionamiento del mismo (no es igual realizar una instalación en una zona de frío extremo que en una zona cálida).

#### 1.2.3.2 Tipos de reguladores.

Dependiendo de cómo se instala el elemento activo de regulación, los reguladores lineales se clasifican en reguladores en serie y reguladores en paralelo. En ambos casos el elemento regulador es por resistencia variable en la que se disipa la energía sobrante que produce el panel. El elemento regulador está constituido generalmente por transistores unipolares tipo MOS o MOS-FET. Los reguladores lineales se emplean en sistemas de pequeña potencia.

##### 1.2.3.2.1 Reguladores en serie.

Los reguladores en serie realizan la función de desconectar el panel de las baterías cuando se logra el estado de plena carga. Es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia, del orden de mΩ, desde el grupo de paneles solares al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre ambos (grupo de paneles y baterías) cuando las baterías se encuentran plenamente cargadas.

Como elemento regulador se emplea un dispositivo semiconductor (normalmente transistores de potencia bipolares) capaz de conducir la corriente deseada en la carga, de soportar la diferencia de tensión entre la entrada y la salida, y que está provisto de un sistema térmico capaz ceder al ambiente el calor generado por efecto Joule, por la pérdida de potencia, sin alcanzar una temperatura peligrosa para la estructura.

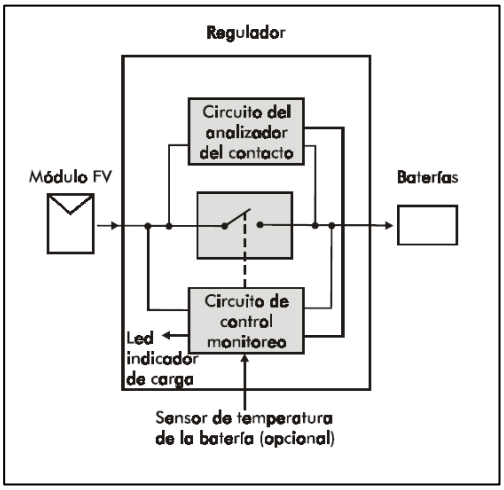



Ilustración 11 Esquema de funcionamiento de un regulador fotovoltaico en serie.

Este elemento es gobernado por un circuito de control que, comparando constantemente la tensión de las baterías con una tensión de referencia, entrega al regulador una señal para permitir o impedir el paso de corriente.

En los reguladores en serie, la energía sobrante, disipada intencionadamente en forma de calor, aumenta en proporción directa con la carga a que es sometida la fuente.

#### 1.2.3.2.1 Reguladores en paralelo.

Los reguladores tipo paralelo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías, detectan la tensión en bornes de la batería y cuando el potencial alcanza un valor establecido de antemano crean una vía de baja resistencia para el grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías. Un diodo en serie, interpuesto entre el regulador y la batería, impide que la corriente de la batería retorne a través del regulador al sistema generador FV. Los reguladores tipo paralelo han de disipar toda la corriente de salida del panel cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de costo elevado.

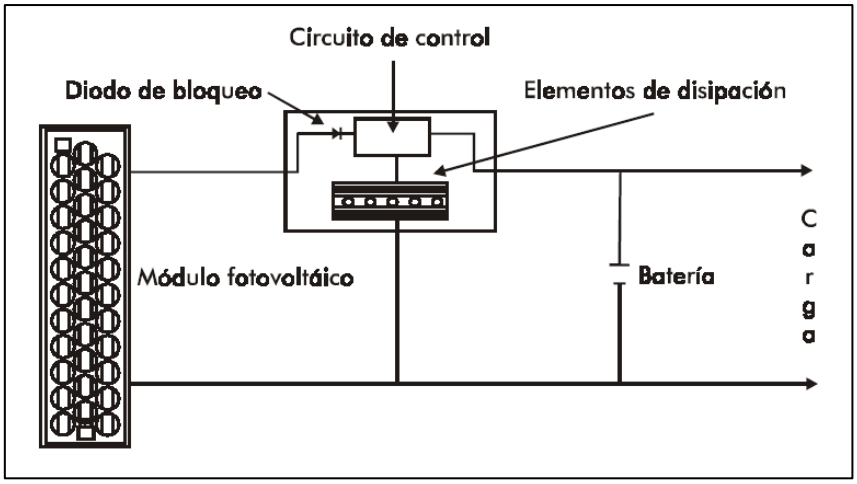



Ilustración 12 Esquema de funcionamiento de un regulador fotovoltaico en paralelo.

Luego puede decirse, que estos reguladores son rentables aplicándolos cuando la potencia de los módulos no sea excesivamente grande, ya que su precio puede equipararse entonces a reguladores tipo serie con mayores prestaciones y capaces de manejar una mayor corriente procedente del grupo fotovoltaico.

Otra característica de los reguladores en paralelo es que impide que las variaciones de la

corriente de carga aparezcan en la fuente primaria lo que proporciona una facultad de aislamiento.

Este tipo de reguladores, está hoy día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecían aquéllos, con un coste mucho más reducido y la posibilidad de alojarlos en cajas estancas, cosa que no se podía hacer en el caso de los reguladores *shunt*, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

En definitiva, el regulador en paralelo tiene un rendimiento inferior a su equivalente en serie.

#### 1.2.3.3 Parámetros característicos.

##### 1.2.3.3.1 Tensión nominal.

Es la tensión de trabajo de la instalación, y se corresponde con la tensión nominal de las baterías. En el ejemplo se puede configurar para que trabaje a 12 o 24 voltios.

##### 1.2.3.3.2. Intensidad máxima en generación.

Será la recibida desde los módulos solares.

##### 1.2.3.3.3 Intensidad máxima de consumo.

Intensidad a proporcionar a la parte de la instalación donde se van a conectar los equipos del usuario.

##### 1.2.3.3.4 Sobrecarga.

Porcentaje sobre el valor nominal que aguanta el regulador sin romperse.

##### 1.2.3.3.5 Autoconsumo.

Cantidad de energía que necesita el regulador para su propio funcionamiento. Dado generalmente en valores de intensidad (mA). Hay que tener en cuenta que este valor se debe considerar a la hora de hacer el dimensionado de la instalación, para que funcione de manera correcta.

##### 1.2.3.3.6 Pérdida máxima generación/consumo.

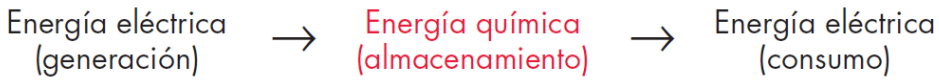
Es un valor relacionado con las caídas de tensión internas. Es importante porque puede llegar a modificar las tensiones de trabajo y produce pérdidas de energía.

### 1.2.4 Acumuladores o baterías.

#### 1.2.4.1 Características básicas.

Las baterías (o acumuladores), sirven para acumular la energía que los paneles generan diariamente, y así poderla usar en horas donde la energía consumida es superior a la generada, como sucede de noche. Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos. Además, el acumulador proporciona un voltaje estable y constante independiente de las condiciones de incidencia luminosa, que puede ser lo más adecuado para el funcionamiento de los aparatos eléctricos.

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. El funcionamiento en una instalación fotovoltaica será el siguiente:




Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Una batería está constituida por uno o varios elementos electroquímicos capaces de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Cuando las reacciones químicas que se producen son irreversibles, la batería puede usarse sólo una vez y recibe el nombre de *primaria* (por ejemplo, las pilas). Si las reacciones químicas son reversibles y se puede recargar el elemento convirtiendo la energía eléctrica en química, la batería es denominada *secundaria* (por ejemplo, las bate- rías propiamente dichas).

Las baterías se componen esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

Tres son las misiones que tienen las baterías en las instalaciones fotovoltaicas:

- Almacenar energía durante un determinado número de días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Cuando se dimensiona una instalación, los paneles solares deben tener siempre una tensión de trabajo superior a la fijada por las baterías, para que el proceso de carga de las mismas y el funcionamiento del regulador sean correctos.

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga.
- Rendimiento elevado.
- Larga vida.

### 1.4.1.2 Parámetros característicos.

#### 1.4.1.2.1 Tensión.

Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga: si está cargando, descargando o en circuito abierto. En general, la tensión de una celda varía entre 1,75 V y 2,5 V, siendo el promedio los 2 V, tensión que se suele llamar nominal de la celda. Cuando las celdas de 2V se conectan en serie (positivo con negativo) la tensión de las celdas se suman, obteniéndose de esta manera baterías de 4, 6, 12 V, etc

Si las baterías están conectadas en paralelo (positivo con positivo o negativo con negativo) las tensiones no cambian, pero se sumaran sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.

#### 1.4.1.2.2 Capacidad.

Se define como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando (C = t x I).

En general si la batería se descarga a un nivel más lento, su capacidad aumentará ligeramente, si el ritmo es más rápido la capacidad se reducirá. Cuanto mayor es el tiempo de descarga, mayor es la cantidad de energía que la batería entrega.

La capacidad se ve influenciada por la temperatura de la batería y la de su ambiente. Si una batería se cataloga a una temperatura de 25 grados, temperaturas más bajas reducen su capacidad significativamente, y las temperaturas más altas provocarían un ligero aumento de su capacidad, pero esto último puede incrementar la pérdida de agua, disminuyendo así el número de ciclos de vida de la batería.

#### 1.4.1.2.3 Eficiencia de carga.

Relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.

#### 1.4.1.2.4 Autodescarga.

Proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.

#### 1.4.1.2.5 Profundidad de descarga.

Cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descargas son cortos (en torno al 20 %, por ejemplo), la duración del acumulador será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80 %).

La profundidad de descarga afecta a la vida de las baterías de forma que cuanto mayor es la descarga, menor es el número de ciclos de carga que la batería puede tener. Para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga.

Por lo general, las baterías son la parte más delicada de un sistema solar fotovoltaico y la primera en ser reemplazada. Las baterías deben permanecer en un lugar fresco, bien ventilado y fuera del alcance de los niños y personas inexpertas, ya que son peligrosas.

El fabricante de las baterías suele proporcionar datos sobre el número de ciclos máximo (carga y descarga de la batería) durante la vida útil de la misma. Este valor está relacionado con la profundidad de descarga de la batería.

### 1.2.4.3 Tipos de baterías.

Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. En la siguiente tabla podemos comparar los principales tipos de baterías que hay en el mercado, a través de sus características básicas.

| Tipo de batería | Tensión por vaso (V) | Tiempo de recarga | Autodescarga por mes | N.° de ciclos | Capacidad (por tamaño) | Precio |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Plomo-ácido | 2 | 8-16 horas | < 5 % | Medio | 30-50 Wh/kg | Bajo |
| Ni-Cd (níquel-cadmio) | 1,2 | 1 hora | 20 % | Elevado | 50-80 Wh/kg | Medio |
| Ni-Mh (níquel-*metal hydride*) | 1,2 | 2-4 horas | 20 % | Medio | 60-120 Wh/kg | Medio |
| Li ion (ión litio) | 3,6 | 2-4 horas | 6 % | Medio - bajo | 110-160 Wh/kg | Alto |

Tabla 3 Características de los principales tipos de baterías.

#### 1.2.4.3.1 Baterías de plomo-ácido

Las baterías más utilizadas en las instalaciones solares son las de plomo-ácido, por las características que presentan. Están compuestas por dos electrodos inmersos en un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. El electrolito puede estar en el recipiente en forma de líquido o de gel. Los dos electrodos son uno de dióxido de plomo (ánodo) y otro de plomo metálico (cátodo). Existen varios tipos, siendo las de plomo-antimonio (Pb-Sb) y plomo-calcio (Pb-Ca) las más comunes. Dentro de este tipo de baterías nos podemos encontrar diferentes modelos.

Existen dentro de las baterías de plomo-ácido, diferentes tipos de baterías para según qué condiciones. En la siguiente tabla se muestran las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas:

| TIPO | VENTAJAS | INCONVENIENTES | ASPECTO |
|---|---|---|---|
| Tubular estacionaria | • Ciclado profundo.<br>• Tiempos de vida largos.<br>• Reserva de sedimentos. | • Precio elevado.<br>• Disponibilidad escasa en determinados lugares. | |
| Arranque (SLI, automóvil) | • Precio.<br>• Disponibilidad. | • Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes.<br>• Tiempo de vida corto.<br>• Escasa reserva de electrolito. | |
| Solar | • Fabricación similar a SLI.<br>• Amplia reserva de electrolito.<br>• Buen funcionamiento en ciclados medios. | • Tiempos de vida medios.<br>• No recomendada para ciclados profundos y prolongados. | |
| Gel | • Escaso mantenimiento. | • Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas de V-I. | |

Tabla 4 Tipos de baterías de plomo-acido utilizadas en instalaciones fotovoltaicas.

En aquellas instalaciones en las que vamos a tener descargas profundas, elegiremos baterías tubulares estacionarias, así como en las instalaciones en las que necesitemos una capacidad elevada. Es el caso que se da en las instalaciones autónomas de viviendas.

Si la instalación solar es de pequeña dimensión, o de muy difícil mantenimiento, deberemos elegir baterías de gel, vigilando que no se produzcan ciclos de descargas profundos. Un ejemplo puede ser una instalación solar que alimenta un pequeño repetidor en lo alto de un monte.

A la hora de elegir los acumuladores, es importante tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre los mismos. La capacidad aumenta a medida que sube la temperatura, y al revés, disminuye cuando baja la temperatura del lugar donde se encuentra ubicado.
Si prevemos la posibilidad de que existan temperaturas por debajo de 0 ºC en el lugar de la instalación, deberemos elegir un acumulador de capacidad mayor que la calculada en el dimensionado de la instalación, con el in de que no haya problemas en su funcionamiento.

La construcción del acumulador se realiza conectando vasos individuales hasta obtener las condiciones de tensión y capacidad requeridas en la instalación que estamos realizando, en el caso de la utilización de baterías tubulares estacionarias. En las baterías monoblock, deberemos elegir aquella que sea acorde con la tensión de trabajo de la instalación y la potencia que se va a consumir en la misma.

Independientemente del tamaño de las placas, una celda suministrará sólo una tensión nominal de 2 voltios (para plomo -ácido). Una batería está constituida por varias celdas o elementos conectados en serie, interna o externamente, para incrementar el voltaje a unos valores normales a las aplicaciones eléctricas. Por ello, una batería de 6 V se compone de tres celdas, y una de 12 V de seis.

Las placas positivas por un lado, y las negativas por otro, se interconectan mediante terminales externos en la parte superior de la batería.

**1.2.4.3.1 Baterías de Níquel-cadmio.**

Las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) o alcalinas, tienen una estructura física similar a las de plomo-ácido. Las placas son de acero inoxidable, con depresiones donde se coloca el material activo, y en lugar de plomo, se utiliza hidróxido de níquel para las placas positivas y óxido de cadmio para las negativas. El electrolito es hidróxido de potasio, que forma parte del proceso químico como conductor, y que suele ser una disolución acuosa al 20%. Se requiere una fina capa de aceite en la superficie superior para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente.

El electrolito juega un papel de mero conductor, motivo por el que apenas sufre, todo lo contrario que en las baterías de plomo, no siendo peligroso, ya que no es ácido y además no produce el típico fenómeno de la sulfatación.

Las baterías de níquel-cadmio están diseñadas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. El voltaje nominal de un elemento de batería de Ni-Cd es de 1,2 V, en lugar de los 2 V de los elementos de batería de plomo-ácido.

Las baterías de Ni-Cd aguantan procesos de congelación y descongelación sin ningún efecto sobre su comportamiento. Las altas temperaturas tienen menos incidencia que en las de plomo-ácido. Los valores de autodescarga oscilan entre 3 y 6% al mes.

Les afectan menos las sobrecargas. Pueden descargarse totalmente sin sufrir daños. Su capacidad para aceptar un ciclo de carga es independiente de la temperatura. El coste de una batería de Ni-Cd es mucho más elevado que el de una de plomo- ácido; no obstante tiene un mantenimiento más bajo y una vida más larga, por lo que, en ciertas aplicaciones, su costo por ciclo de vida útil puede resultar más bajo. Esto las hace aconsejables para lugares aislados o de acceso peligroso.

Las baterías de Ni-Cd no pueden probarse con la misma fiabilidad que las de plomo-ácido. Por tanto, si es necesario controlar el estado de carga, las baterías de Ni-Cd no son la mejor opción.

El Ni-Cd presenta el llamado "efecto memoria": la batería "recuerda" la profundidad de descarga y reduce su capacidad efectiva. Esto se debe a que el compuesto químico que se forma en una placa cargada tiende a cristalizar, por lo que si se le deja el tiempo suficiente queda inutilizada, perdiéndose capacidad. Este proceso no es irreversible pero sí de difícil reversión.

#### 1.2.4.3.2 Baterías de Níquel-metal hidruro.

Una batería de níquel-hidruro metálico (Ni-MH) es un tipo de batería recargable que utiliza un ánodo de hidróxido de níquel(NiOOH), como la batería de níquel cadmio, pero su cátodo es de una aleación de hidruro metálico. Esto permite eliminar el cadmio, que es muy caro y, además, representa un peligro para el medio ambiente. Asimismo, posee una mayor capacidad de carga (entre dos y tres veces más que la de una pila de NiCd del mismo tamaño y peso) y un menor efecto memoria. Por el contrario, presentan una mayor tasa de autodescarga que las de NiCd (un 30% mensual frente a un 20%), lo cual relega a estas últimas a usos caracterizados por largos periodos entre consumos (como los mandos a distancia, las luces de emergencia, etc), mientras que son desplazadas por las de NiMH en el de consumo continuo.

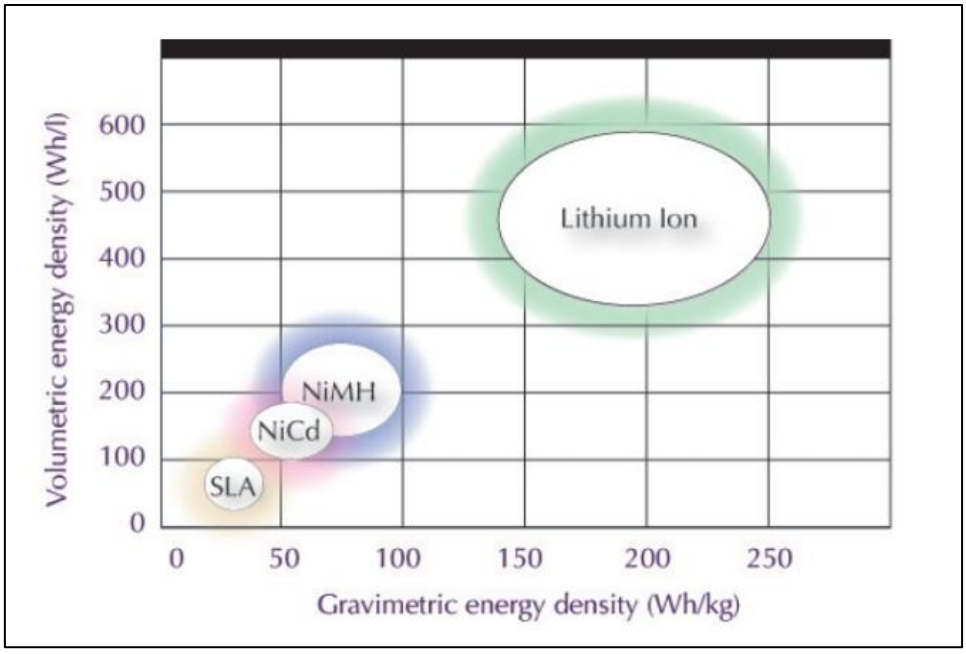
Cada pila de Ni-MH puede proporcionar un voltaje de 1,2 voltios y una capacidad entre 0,8 y 2,9 amperio-hora. Su densidad de energía llega a los 80 Wh/kg. Este tipo de baterías se encuentran menos afectadas por el llamado efecto memoria, en el que en cada recarga se limita el voltaje o la capacidad (a causa de un tiempo largo, una alta temperatura, o una corriente elevada), imposibilitando el uso de toda su energía.

Los ciclos de carga de estas pilas oscilan entre las 500 y 700 cargas, algunos de sus inconvenientes son las "altas" temperaturas que alcanzan durante la carga o el uso.

#### 1.2.4.3.3 Baterías de Ion Litio.

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito, una sal de litio que procura los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Las propiedades de las baterías de Li-ion, como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, junto con el poco efecto memoria que sufren o su capacidad para funcionar con un elevado número de ciclos de regeneración, han permitido el diseño de acumuladores livianos, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados a las aplicaciones de la industria electrónica de gran consumo.




Gráfica 3 Comparación de la densidad energética según tipo de batería.

Una batería de Ion de Litio tiene una tensión de 3.6 V, equivalente a 3 pilas de Ni-Cd conectadas en serie. Sin embargo, su rápida degradación y sensibilidad a las elevadas temperaturas, que pueden resultar en su destrucción por inflamación o incluso explosión, requieren en su configuración como producto de consumo, la inclusión de dispositivos adicionales de seguridad, resultando en un coste superior que ha limitado la extensión de su uso a otras aplicaciones.

| Tipo | Energía específica (Wh/Kg) | Tensión por elemento (V) | Número de cargas | Tiempo de carga (h) | Auto-descarga por mes (% del total) |
|---|---|---|---|---|---|
| Plomo | 20-50 | 2 | 1000 | 8-16 | 5 |
| Ni-Cd | 48-80 | 1,25 | 500 | 10-14 | 10 |
| Ni-Mh | 60-120 | 1,25 | 1000 | 2-4 | 20 |
| Li-ion | 110-160 | 3,18 | 4000 | 2-4 | 25 |
| Li-Po | 100-130 | 3,7 | 5000 | 1-1,15 | 10 |

Tabla 5 Comparación entre las características de los diferentes tipos de baterías

**1.2.4.3.3 Otros.**

- **Batería de Polímero-litio.**

Es una batería de litio con un polímero sólido como electrolítico. Estas baterías tineen una densidad de energía entre 5 y 12 veces las de Ni-Cd ó Ni-MH, a igualdad de peso. A igualdad de capacidad, las baterías de Li-Po son hasta 4 veces más ligeras que las de Ni-Cd. Sin embarga la desventaja de estas baterías es que requieren un trato mucho más delicado debido al riesgo de deteriorarse irreversiblemente e incluso explotar.

- **Pila de combustible Zinc-Aire.**

Son baterías de metal-aire potenciadas mediante la oxidación del zinc con el oxígeno del aire. Estas baterías tienen altas densidades de energía y son relativamente baratas de producir. Las reacciones producen una tensión de 1,35 a 1,4 V.

- **Baterías de iones de sodio.**

Usan un ánodo de carbono activado y un cátodo de sodio y manganesio. Un electrolito con

base de agua transporta iones de sodio entre los dos electrodos al cargar y descargar. El principio es parecido al de los iones de litio, pero los iones de sodio son más abundantes y por lo tanto resultan más baratos. Comparado con electrolitos basados en solventes, el electrolito basado en agua también es más fácil de manejar y más barato. Y lo que es aún mejor, los materiales no son tóxicos y la batería es reciclable al 100 por cien.

La desventaja es que estas baterías almacenan menos energía por peso y volumen que las baterías de iones de litio. No obstante donde el espacio no suponga una limitación no supone entonces un problema.

### 1.2.5 Inversor y convertidores.

#### 1.2.5.1 Características básicas de los inversores.

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220 V de valor eficaz y una frecuencia de 50 Hz.
Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

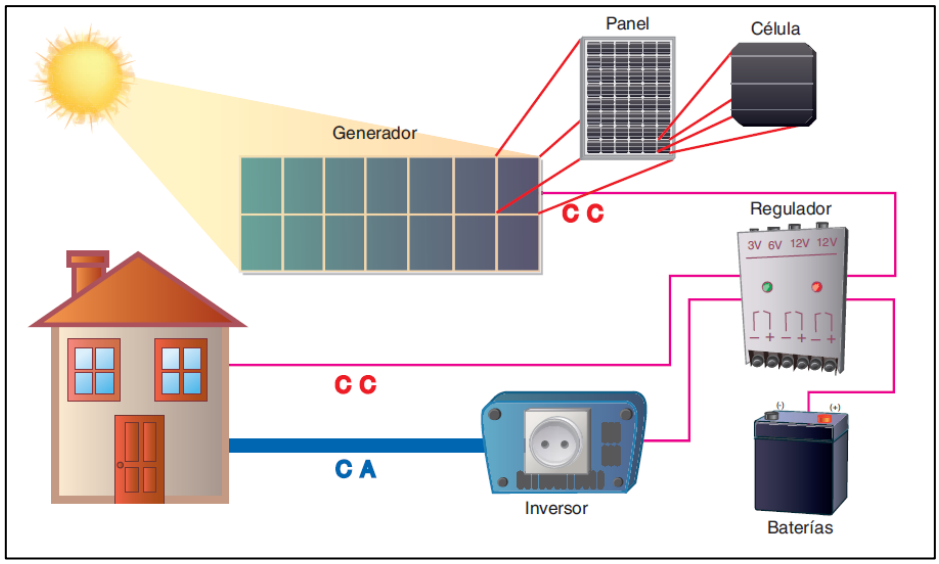



Figura 15 Esquema de una instalación fotovoltaica autónoma con inversor.

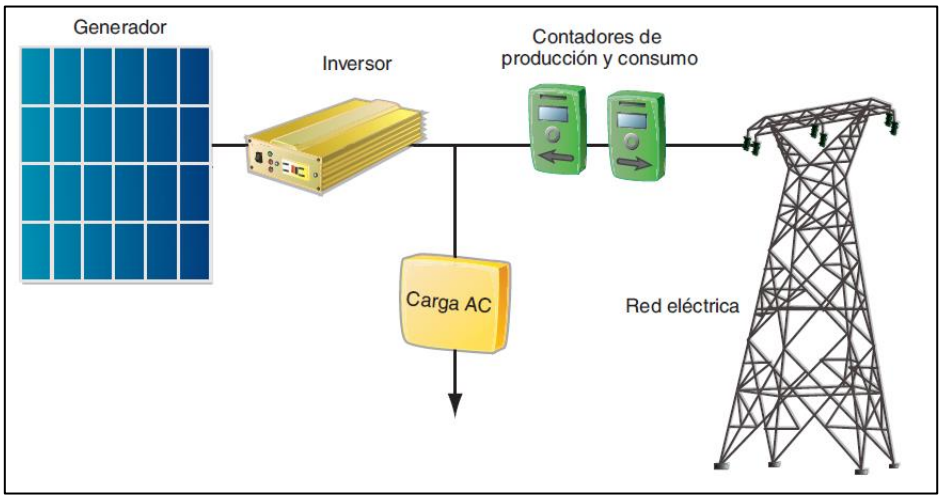



Figura 16 Esquema de una instalación conectada a corriente con inversor.

La misión del inversor en las instalaciones autónomas es proporcionar una corriente alterna como la de la red eléctrica, con el fin de que se puedan conectar a la misma electrodomésticos utilizados habitualmente en las viviendas. En este caso, las variaciones que pueda sufrir la corriente no tienen la importancia que en el caso de los inversores de las instalaciones conectadas a la red.

En el caso de las instalaciones conectadas a red, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que está conectado, tanto en forma (senoidal) como en valor eficaz (230 V) y sobre todo en la frecuencia (50 Hz); no se permiten prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución.

Además, otra diferencia entre las dos instalaciones, es que en las autónomas se cuenta con los acumuladores para almacenar la energía y los reguladores de carga de los mismos, mientras que en las instalaciones conectadas a la red, la energía no se almacena, sino que se pone a disposición de los usuarios a través de la red eléctrica según se produce. En este tipo de instalaciones existirán equipos de medida, tanto de la energía que se vende a la red eléctrica como del propio consumo de la instalación productora.

Las características deseables para un inversor DC/AC las podemos resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya hemos comentado debe ser compatible con la red eléctrica.

Algunos inversores funcionan también como reguladores de carga de las baterías. En este caso no sería necesario incluir el regulador en la instalación.

#### 1.2.5.2 Parámetros característicos.

##### 1.2.5.2.1 De entrada del inversor.

- **Tensión de entrada:** Esta tensión debe coincidir con la tensión nominal de las baterías
- **Potencia nominal**: Es la potencia que es capaz de entregar el inversor a la instalación. Siempre será mayor que la que hayamos calculado como consumo de los equipos que van a funcionar en alterna
- **Corriente en reposo:** Muestra el consumo cuando no está pasando corriente por su interior.
- **Potencia en vacío**: Cuando no hay carga conectada.
- **Rendimiento máximo:** Es una característica importante, porque nos indicará la potencia real entregada por el conversor, que siempre es menor que la potencia nominal del mismo. Es un factor a tener en cuenta cuando hagamos el dimensionado de la instalación

##### 1.2.5.2.2 De salida del inversor

- **Forma de la onda:** Los inversores actuales producen normalmente dos tipos de energía de CA: onda sinusoidal modificada (MSW) y onda sinusoidal (SW). Las diferencias entre estos dos tipos de formas de onda son importantes en cuanto a que afectan al funcionamiento de distintos tipos de carga. Las ondas sinusoidales son consideradas la forma de onda ideal. La salida de onda sinusoidal es de la misma calidad que la energía de la red pública que llega a cualquier casa
- **Distorsión:** Indica la posible degradación de la onda.
- **Frecuencia de la señal:** Debe coincidir con la de la red eléctrica y ser muy estable. La variación de frecuencia en el inversor de la instalación puede producir armónicos (ondas cuya frecuencia es múltiplo de 50Hz). Estos armónicos, dependiendo del valor que tengan, pueden afectar gravemente a la señal, distorsionándola y cambiando sus valores. Por eso los márgenes de variación en este tipo de equipos tienen que ser muy pequeños

### 1.2.5.2 Características básicas de los conversores.

En determinadas aplicaciones que trabajan en corriente continua, no es posible hacer coincidir las tensiones proporcionadas por el acumulador con la demandada por todos los elementos de consumo. En estos casos la mejor solución es un convertidor de tensión continua-continua (CC/CC).

Mediante el uso de convertidores CC/CC, la descarga de batería se consigue, para el equipo que usa el convertidor, a una tensión totalmente estable que favorecerá el perfecto funcionamiento de éste, sobre todo si se trata de algún equipo electrónico de precisión.

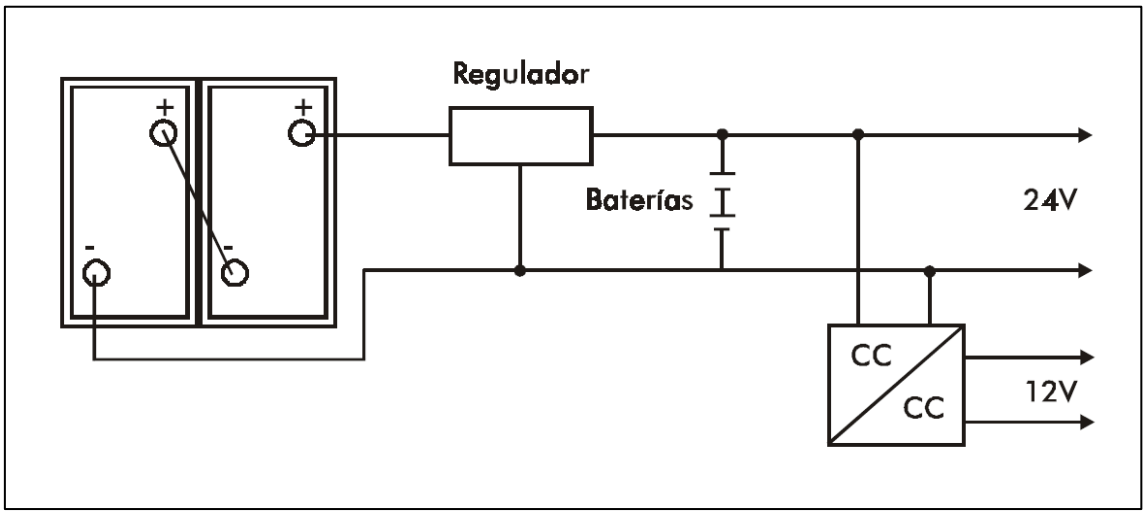



Ilustración 13 Esquema de un convertidor CC/CC dentro de una instalación fotovoltaica.

En un convertidor CC/CC la corriente continua es transformada a corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizado, se eleva o reduce el voltaje mediante un transformador hasta el valor adecuado, para volver a convertirla a corriente continua. De esta forma se consigue la tensión adecuada, con la ventaja del aislamiento galvánico que produce el transformador. Todos estos procesos conllevan una cierta pérdida de rendimiento que debe ser tenida en cuenta para evitar que los cálculos en el consumo no resulten suficientes. El dato del rendimiento deberá figurar en las especificaciones del fabricante.

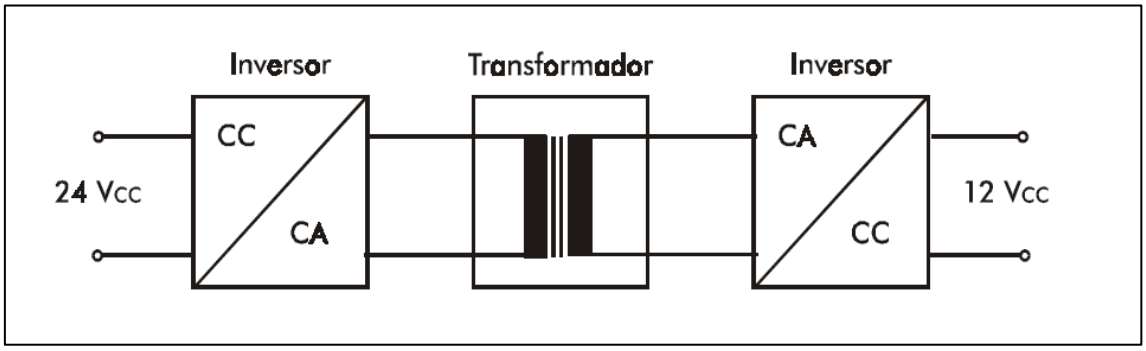



Ilustración 14 Esquema de un convertidor CC/CC.

Existe otro tipo de aparato que cumple la misión de disminuir la tensión de línea a otra más pequeña. Recibe el nombre de estabilizador. Estos equipos electrónicos presentan una buena fiabilidad, tensión estable de salida y bajo precio respecto a los convertidores.

CC/CC descritos anteriormente, pero presentan el inconveniente de que el con- sumo en amperios del receptor es el mismo que el que se produce en la fuente primaria, y por lo tanto, el consumo real es elevado.

### 1.2.6 Cables.

En las instalaciones FV aisladas, se dan voltajes relativamente bajos y corrientes relativamente altas, por tanto, incluso pequeñas caídas de tensión tienden a ser importantes y pueden producir efectos negativos sobre:

- La corriente entregada por el generador fotovoltaico (un aumento de la tensión de operación hace que el punto de operación se mueva hacia la región de baja corriente de la curva I-V del generador fotovoltaico).

- La regulación de la carga de la batería (debido a las diferencias entre los voltajes reales de la batería y los valores del voltaje en los terminales del regulador de carga).

- La vida útil de las lámparas fluorescentes (bajo voltaje de operación).

Por estos cables circulará la corriente total del sistema, incluyendo las pérdidas. En las instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido a la utilización de bajas tensiones continuas (12, 24 y 48 V) y requerimientos de potencia de cierta consideración, aunque los conductores a emplear tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos según se establece en el REBT.

Estos cables están expuestos a condiciones ambientales extremas (calor, frío, humedad, rayos ultravioletas, etc.), y, en algunos casos, al ataque de roedores.

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

Para realizar las conexiones deben utilizarse cajas de conexiones estancas y con grado de protección IP adecuado. El cableado debe estar protegido contra la humedad, la radiación ultravioleta y otros fenómenos atmosféricos, dado que la instalación se encuentra a la intemperie.

Los conductores necesarios deben tener la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Además, esta sección deberá ser suficiente para que soporten la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.

Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE 20460-5-523.

### 1.2.7 Soportes.

#### 1.2.7.1 Características básicas.

El bastidor que sujeta el panel, la estructura soporte del mismo, y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación.

A menudo, cuando se proyecta una instalación solar fotovoltaica, toda la atención se centra en el cálculo de los módulos, y se descuida el diseño y/o selección de los elementos que se encargan de soportar o de fijar estos módulos a tierra, al tejado, o a la fachada de un edificio.

Hay que recordar que los módulos fotovoltaicos pesan poco, pero en cambio, ofrecen una gran superficie que oponer al viento y que puede generar esfuerzos. Por tanto, puede suceder que durante una racha de éste, los paneles salgan proyectados desde su ubicación.

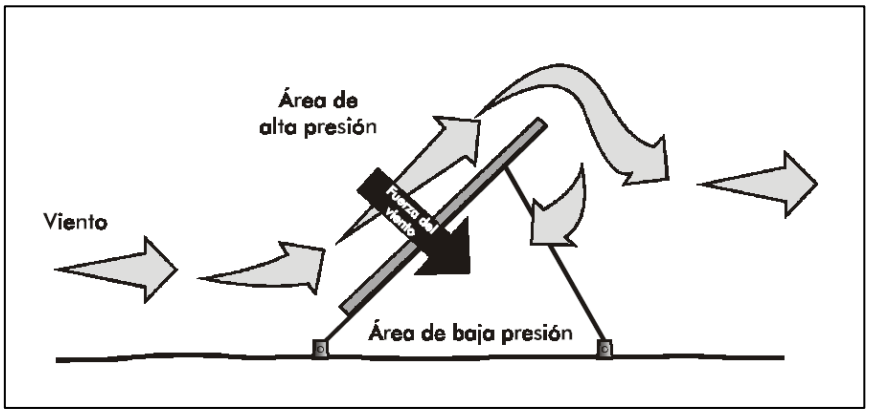



Ilustración 15 Efecto del viento frontal sobre los paneles.

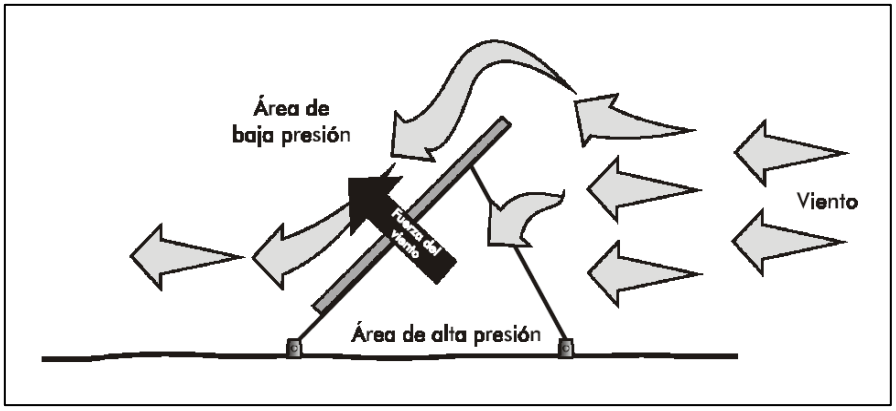



Ilustración 16 Efecto del viento trasero sobre los paneles.

Especial atención deberá presentarse a los puntos de apoyo de la estructura. En el supuesto de que ésta sea de tipo mástil es conveniente arriostrarla. Si la base donde descansa es de hormigón, es conveniente reforzarlo en sus extremos mediante tirantes de acero (vientos). En cuanto a los anclajes o empotramientos de la estructura, es común el uso de bloques de hormigón y tornillos roscados.

Tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado y la tornillería (tornillos, tuercas arandelas, etc.), de acero inoxidable.

El aluminio anodizado es de poco peso y gran resistencia. El acero inoxidable es apropiado para ambientes muy corrosivos, siendo de mayor calidad y período de vida aunque presenta un elevado costo. Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez que estos están secos. Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos. Cuando los tornillos unen metales diferentes, deben incorporarse arandelas de plástico para evitar corrosiones galvánicas.

El REBT especifica que las estructuras de soporte deben conectarse a tierra.

Muchas veces los fabricantes de paneles suministran los elementos necesarios, sueltos o en kits. Otras veces es el propio proyectista o el instalador quien, haciendo uso de perfiles normalizados que se encuentran en el mercado, construye una estructura adecuada para el panel.

#### 1.2.7.2 Tipos de soportes.

Los paneles FVs necesitan ser colocados sobre soportes rígidos, lo que permite mantener el ángulo de inclinación óptimo, aun cuando soplen vientos fuertes o caigan nevadas. Existen tres tipos:

- Soporte fijo.
- Soporte ajustable.
- Soporte automático.

Para elegir el más adecuado debe tenerse en cuenta el costo máximo para el sistema y el incremento porcentual de energía que se obtendría usando alguno de los otros tipos.

La latitud del lugar determina el grado de variación entre la posición del sol al amanecer y cuando alcanza el cenit. Si esta variación es extrema y el bloque generador tiene una gran cantidad de paneles, el diseño debe incorporar el soporte automático. Si, por el contrario, la potencia a generar está por debajo de los 300 a 360 W, un panel ajustable será la solución más económica. Si la variación en la altura del sol es mínima, un panel fijo será suficiente.

Los soportes fijos son usados en lugares donde la latitud permite elegir un ángulo de inclinación fijo (latitud más 15º) cuyo valor incrementa las horas de generación durante el invierno, cuando el consumo nocturno aumenta, y disminuye la eficiencia de la insolación durante el verano, cuando los días son más largos.

Las diferencias de diseño y costo entre un soporte fijo y otro ajustable son mínimas, y por ello estos últimos son los más usados. En caso de que se utilicen sistemas de seguimiento manual (2 a 3 posiciones por día moviéndose de este a oeste), todos sus componentes deberán satisfacer los requisitos especificados anteriormente para las estructuras de soporte.

Los soportes automáticos permiten seguir la trayectoria del sol, durante todo el año, desde el amanecer al atardecer. Existen dos tipos:

- Seguidor automático pasivo (un eje de rotación).
- Seguidor automático activo (uno o dos ejes de rotación).

El seguidor automático pasivo recibe este nombre porque su único movimiento, de este a oeste (movimiento azimutal) no consume energía eléctrica. El desplazamiento azimutal se consigue usando el calor del sol, que, como veremos a continuación, altera la distribución del peso entre los lados que miran al este y oeste. Posee dos tanques, uno en el lado este; el otro en el oeste, que están comunicados entre sí. Estos tanques están llenos de una sustancia de bajo punto de ebullición (freón), y tienen placas metálicas que exponen un lado al sol, mientras que, simultáneamente, sombrean al opuesto.

El lado sombreado (frío) conserva al freón en forma líquida. El lado que recibe el calor del sol lo vaporiza. Estos gases se desplazan al lado contrario, donde se condensan, provocando un aumento de peso. El desequilibrio inicia el movimiento azimutal.

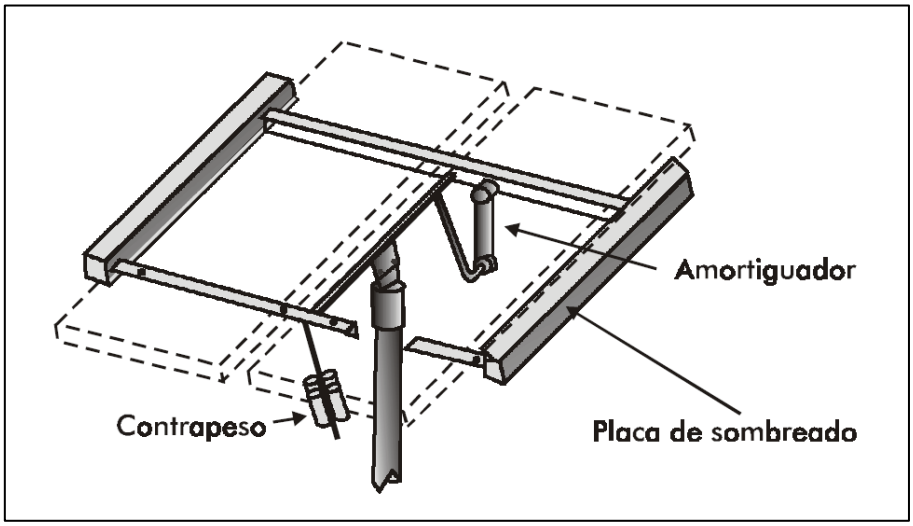



Ilustración 17 Seguidor automático pasivo.

Al comienzo del día, el seguidor tiene la posición que corresponde a la de la noche anterior, y necesita ser "despertado" por el sol saliente para exponer los paneles hacia esa dirección. A partir de ese momento el calor del sol y el sombreado de los tanques permiten que el seguidor siga el movimiento azimutal con relativa precisión. El tiempo de despertado se alarga en climas fríos y para la versión diseñada para vientos fuertes. Estas unidades tienen amortiguadores para minimizar la acción del viento. El ángulo de inclinación se ajusta manualmente.

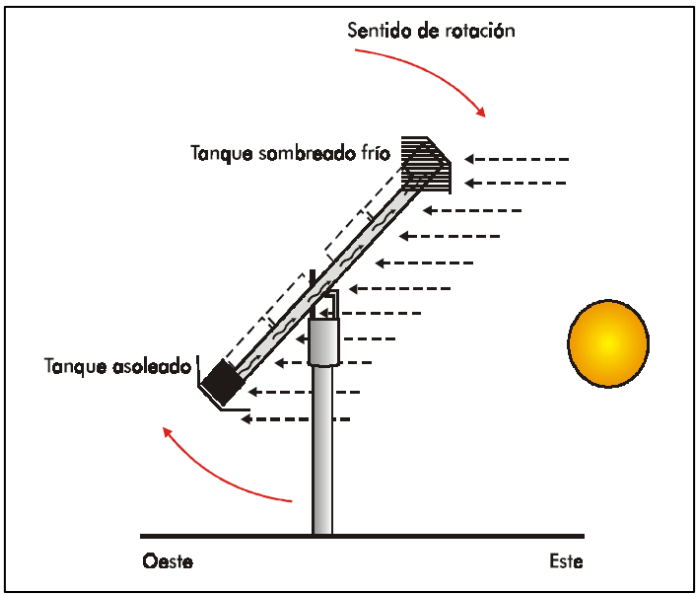



Ilustración 18 Esquema de movimiento de un seguidor automático pasivo.

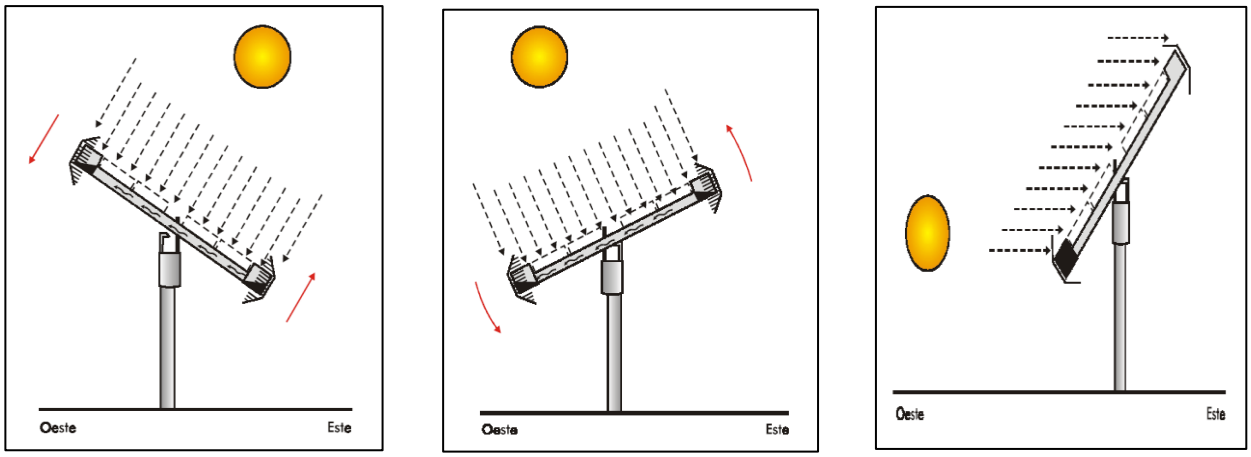



Ilustración 19 Esquema de movimiento de un seguidor automático pasivo durante el día.

Del seguidor automático activo existen dos versiones, seguidor de un eje y seguidor de dos ejes. Algunos modelos son exclusivamente diseñados para seguir el movimiento azimutal y permiten, como en el anterior, un ajuste manual del ángulo de inclinación.

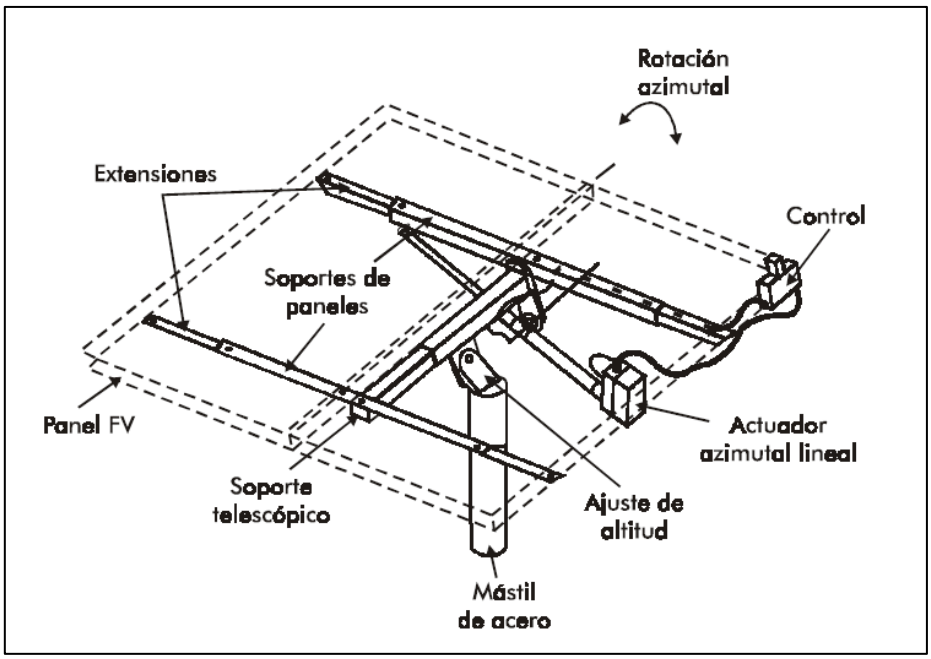



Ilustración 20 Esquema de un soporte automático activo.

Otros modelos ofrecen la opción de poder incorporar el movimiento de inclinación a posteriori. Por último, los modelos más elaborados incorporan los dos movimientos

automáticos.

Esta variedad de modelos permite abaratar los costos cuando no se necesita seguir la altura del sol con precisión. A diferencia del modelo pasivo, los activos utilizan pequeños motores eléctricos (24 V), que están comandados por una unidad de control que actúa respondiendo a la información recogida por el correspondiente sensor. Para llevar a cabo el movimiento toman un mínimo de energía (5 Wh/día), ya sea del banco de baterías, o de los paneles, según el modelo usado.

#### 1.2.7.3 Consideraciones prácticas.

La incorporación de un seguidor, independientemente del tipo que se use, sólo se justifica si existe la posibilidad de incrementar sustancialmente (10-25%) el valor de energía a generar usando soportes más económicos.

Si un sistema necesita incrementar el valor de la energía a generar adicionando paneles FVs, deberá tenerse en cuenta que este costo puede aplicarse a la adquisición de un seguidor automático.

Las estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.

Por último, si en una explotación agropecuaria se utiliza el bombeo solar de agua, la extensión del tiempo de bombeo justifica el costo de un seguidor de dos ejes, sobre todo en latitudes donde su introducción puede representar un aumento del
25% para la duración del día solar.

#### 1.2.7.3.1 Emplazamiento de estructuras

Cuatro son las formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos: suelo, mástil, pared y tejado.

##### 1.2.7.3.1.1 Suelo.

Es la forma más habitual de montar las instalaciones FV, por su robustez, cuando aumenta el número de paneles colocados.

La mayor preocupación es a menudo la fuerza elevadora que puede ejercer el viento sobre la serie de paneles. A nivel del suelo la acción del viento es menor, y a mayor altura, mayor

fuerza ejerce éste. Por eso suelen montarse sobre una base robusta, por lo general pavimentada con hormigón. Además, en esta posición resulta más fácil el montaje tanto de la propia estructura soporte, como de los paneles fotovoltaicos.

Ilustración 21 Instalacion fotovoltacia en suelo.

La accesibilidad es tanto una ventaja, ya que permite un mantenimiento más cómodo, como un inconveniente, ya que la instalación puede ser objeto de rotura por animales o de actos vandálicos. La mayoría de estas instalaciones se suele proteger con un cerramiento metálico.

Otro inconveniente es la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales y también es más susceptible, en zonas donde las nieves son abundantes como son las áreas de montaña, de poder quedar enterrada por éstas, o de sufrir las consecuencias de inundaciones.

#### 1.2.7.3.1.2 Mástil.

Es el tipo de montaje típico en alimentación fotovoltaica de equipos de comunicación aislados o farolas. En las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena, ésta puede hacer las veces de mástil.

Ilustración 22 Instalación fotovoltaica en mástil.

Se usa principalmente en instalaciones donde ya se disponga de mástil, aprovechando éste para la colocación del módulo. La instalación debe ser de pequeñas dimensiones, poco más de 1m2, ya que una superficie mayor obligaría a sobredimensionar el mástil e incluso a arriostrarlo, en cuyo caso puede ser más económico y fácil algún otro tipo de montaje.

#### 1.2.7.3.1.3 En pared.

Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. La acción del viento queda drásticamente disminuida.

Si se dispone de buenos puntos de anclaje sobre una edificación ya construida, puede ser ventajosa, debido a la seguridad que proporciona la altura. Este sistema puede montarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte en la estructura. Debe emplearse una estructura liviana. Cualquier variación presentará problemas accesorios.

#### 1.2.7.3.1.4 En tejado.

Es uno de los lugares más empleados para la colocación del sistema generador FV, ya que por lo general, dispone de espacio y, al estar elevados, también presentan menos problemas con las sombras.

Sin embargo, la colocación de la estructura soporte de los paneles afecta a la impermeabilización, por las sujeciones, del techo.

Dependiendo del tejado, puede presentar dificultadas para su orientación al sur. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, también cuenta en este caso.

Ilustración 23 Instalación fotovoltaica en tejado.

Es importante evitar la fijación del panel sobre (o cerca) de una superficie metálica expuesta de lleno a la luz solar. Se logra normalmente una temperatura de funcionamiento no superior a los 10 ºC por encima de la temperatura ambiental. La temperatura de funcionamiento es un factor a tener en cuenta al instalar un panel solar. El rechazo al calor se favorece con una aireación y convección natural.

# ANEJO Nº IV

# Caracterización de las instalaciones fotovoltaicas

## 1.0 Tipos de instalaciones fotovoltaicas.

Las instalaciones solares fotovoltaicas se pueden dividir entre aquellas que están aisladas de la red eléctrica y las que están conectadas a ella.

### 1.1 Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica.

Este tipo de instalaciones suministra energía eléctrica a zonas que no tienen acceso a la red. La ausencia de necesidad de combustible, su mantenimiento sencillo y de bajo coste, y su versatilidad de uso, pudiéndose instalar en casi cualquier lugar, son sus grandes ventajas.

Los elementos necesarios para este tipo de instalaciones son los módulos solares, las baterías y un regulador electrónico que controle la carga de las baterías desde el panel fotovoltaico, así como un inversor que transforme la corriente continua en alterna.

En primer lugar la luz solar incide en los paneles o módulos solares formados por un material semiconductor de silicio cristalino que posee efecto fotoeléctrico, es decir, transforma la luz solar en energía eléctrica continua. Posteriormente, esa electricidad debe acumularse en baterías para disponer de energía durante periodos nocturnos o de poca irradiación (días nublados o con niebla). Entre los paneles solares y las baterías es necesario incluir un regulador de carga de modo que cuando las baterías estén cargadas el regulador cierre el aporte energético desde los paneles a las baterías, para impedir una sobrecarga de estas y por tanto el acortamiento de su vida útil.

Finalmente, la energía acumulada por la batería en forma de corriente continua puede emplearse como tal en luminarias y otros equipos, aunque lo más habitual es transformarla, por medio de un inversor, en corriente alterna a 230 V y 50 Hz en forma de onda senoidal pura que es el estándar eléctrico en España, pudiendo alimentar otro tipo de equipos que trabajen con corriente alterna (frigoríficos, televisores, etc.).

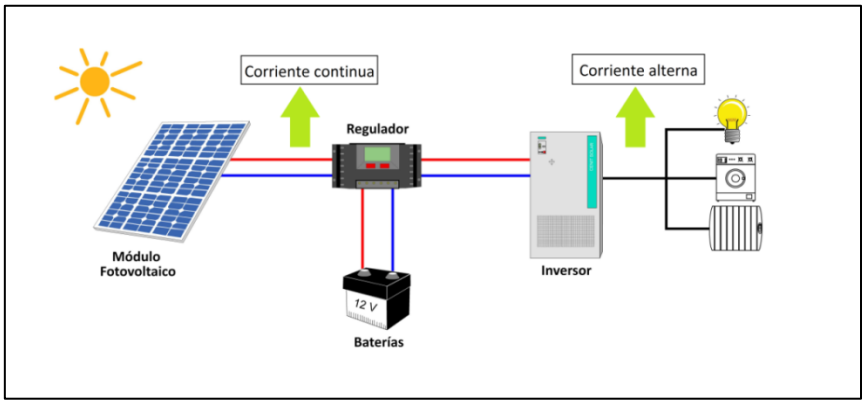



Figura 17 Esquema de una red eléctrica fotovoltaica aislada.

Las principales aplicaciones de las instalaciones autónomas son las siguientes:

- **Aplicaciones espaciales:** sirven para proporcionar energía eléctrica a elementos colocados por el ser humano en el espacio, tales como satélites de comunicaciones, la Estación Espacial Internacional, etc. La investigación en esta área propicio el desarrollo de los equipos fotovoltaicos tal y como los conocemos en la actualidad.

Figura 18 Estación Espacial Internacional.

- **Aplicaciones terrestres,** en las que cabe destacar las profesionales:

  - **Telecomunicaciones:** telefonía rural, vía radio; repetidores (telefonía, tele, etc.).

  - **Electrificación de zonas rurales y aisladas:** estas instalaciones, que se pueden realizar en cualquier lugar, están pensadas para países y regiones en desarrollo y todas aquellas zonas en que no existe acceso a la red eléctrica comercial.

  - **Señalización:** se aplica, por ejemplo, a señales de tráfico luminosas, formadas por diodos LED, alimentadas por un panel solar y una batería.

  - **Alumbrado público:** se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.

  - **Bombeo de agua:** estas instalaciones están pensadas para lugares tales como granjas, ranchos, etc. Se pueden realizar en cualquier lugar. Su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.

  - **Redes VSAT:** redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.) que actúan a través de satélite. La energía solar se utiliza para alimentar las estaciones de la red.

- **Telemetría:** permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central (p. ej. Control de la pluviometría de la cuenca de un rio).

Figura 19 Repetidor telefónica en suelo.

### 1.2 Instalaciones fotovoltaicas con inyección a la red eléctrica.

Se trata de la gran mayoría. Estas instalaciones están conectadas a la red eléctrica y vierten en ella su producción energética. No precisan baterías, por lo tanto son instalaciones más directas y eficientes, ya que se evitan las perdidas por descarga de las baterías. Sin embargo, precisan de inversores, que transforman la corriente continua proveniente de los paneles solares en corriente alterna para poder inyectarla a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones pueden estar tanto en suelo como insertadas en un edificio.

En primer lugar la luz solar incide en los paneles o módulos solares formados por un material semiconductor de silicio cristalino que posee efecto fotoeléctrico, es decir, transforma la luz solar en energía eléctrica continua. Esta corriente continua es transformada, por medio de un inversor, en corriente alterna a 230 V y 50 Hz en forma de onda senoidal pura que es el estándar eléctrico en España, incorporándose a la red eléctrica.

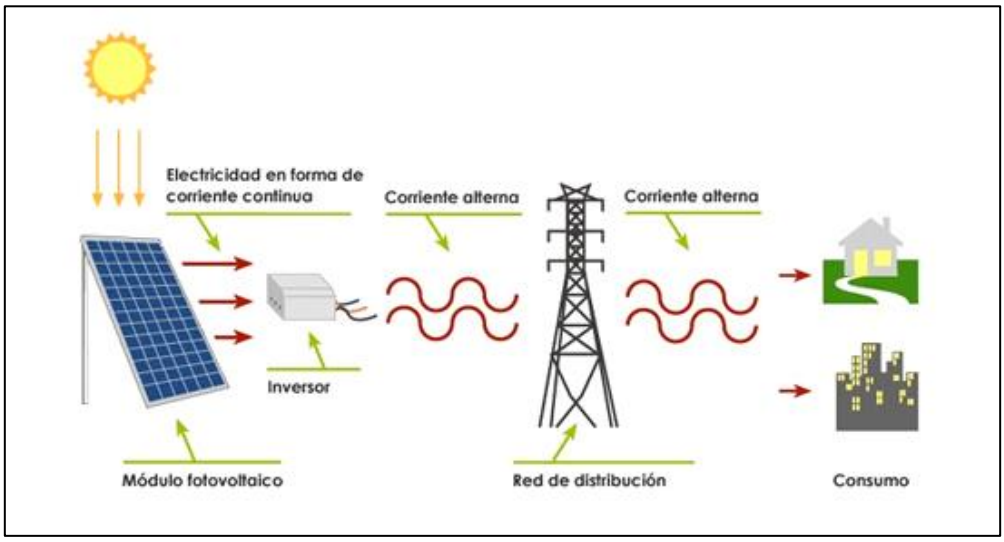



Figura 20 Esquema instalación fotovoltaica conectada a red

Debido a la política de fomento que hubo de este tipo de energía, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica experimentaron un crecimiento mayor que las instalaciones de generación aisladas.

Cabe distinguir entre:

- **Centrales fotovoltaicas y huertos solares:** recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas de diferentes propietarios con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica con la cual se haya establecido el contrato.

- **Edificios fotovoltaicos:** es una de las últimas aplicaciones desarrolladas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de los módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual. Además, la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica consiste en combinar la doble función de los módulos fotovoltaicos, como elemento constructivo y como productor de electricidad.

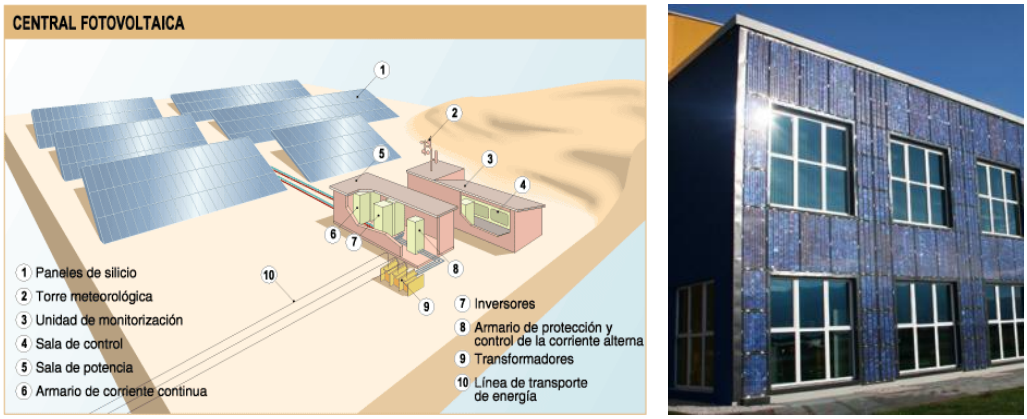



Figura 21 Central fotovoltaica y edificio fotovoltaico.

### 1.3 Instalaciones fotovoltaicas con apoyo de red u otro sistema de generación.

Se trata de instalaciones que dan servicio a consumos apoyándose en grupos electrógenos, aerogeneradores o la propia red de distribución. La instalación fotovoltaica y el sistema de apoyo no pueden abastecer los consumos simultáneamente. Generalmente, la prioridad de uso la tendrá la energía producida por la instalación fotovoltaica, que contaría con acumulación eléctrica.

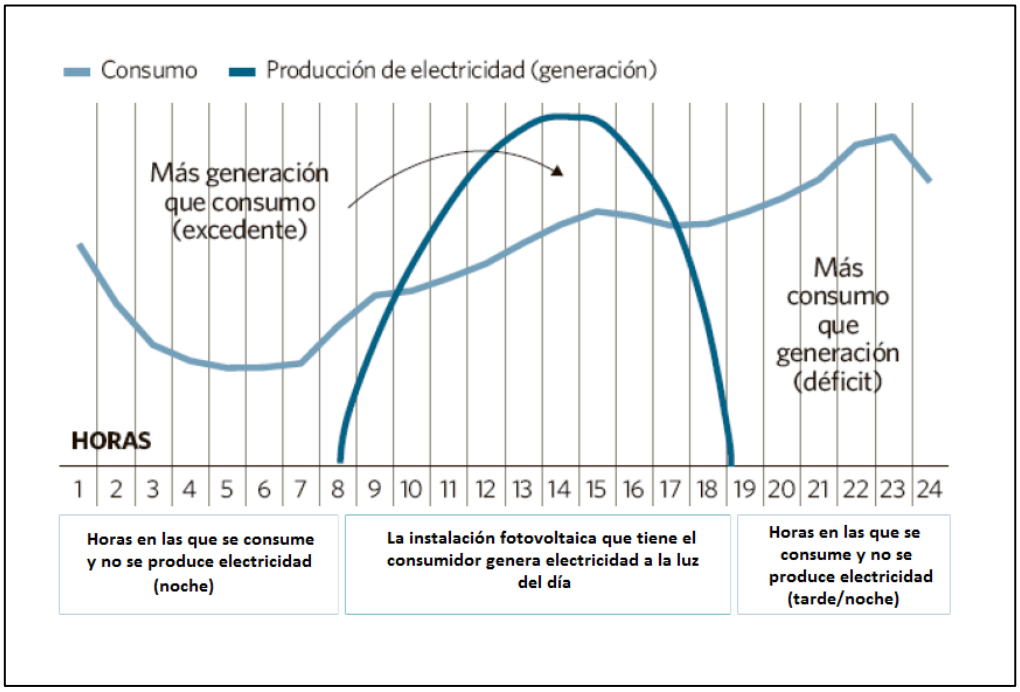



Figura 22 Perfil tipo de consumo-generación de una instalación fotovoltaica.

### 1.3.1 El autoconsumo instantáneo.

El autoconsumo es la posibilidad de consumir instantáneamente la energía eléctrica generada por una instalación fotovoltaica, produciendo un ahorro en la adquisición de dicha energía a la compañía distribuidora. En aquellos momentos en los que la producción de la instalación supera al consumo, se generarían unos excedentes de energía eléctrica que podrían verterse o no a la red.

### 1.3.2 El autoconsumo con balance neto.

La modalidad de suministro eléctrico con balance neto es un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda.

Es decir, permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura, los excesos vertidos a la misma. Este sistema permite hacer uso de la electricidad producida en exceso, por ejemplo, en vacaciones, por un sistema de autoconsumo.

Es la opción de autoconsumo con mayor potencial a la hora de amortizar una instalación fotovoltaica puesto que no son necesarios acumuladores o baterías, siendo estos últimos la parte más costosa de la instalación. Sin embargo, esta práctica está sujeta a la legislación vigente en cada país.

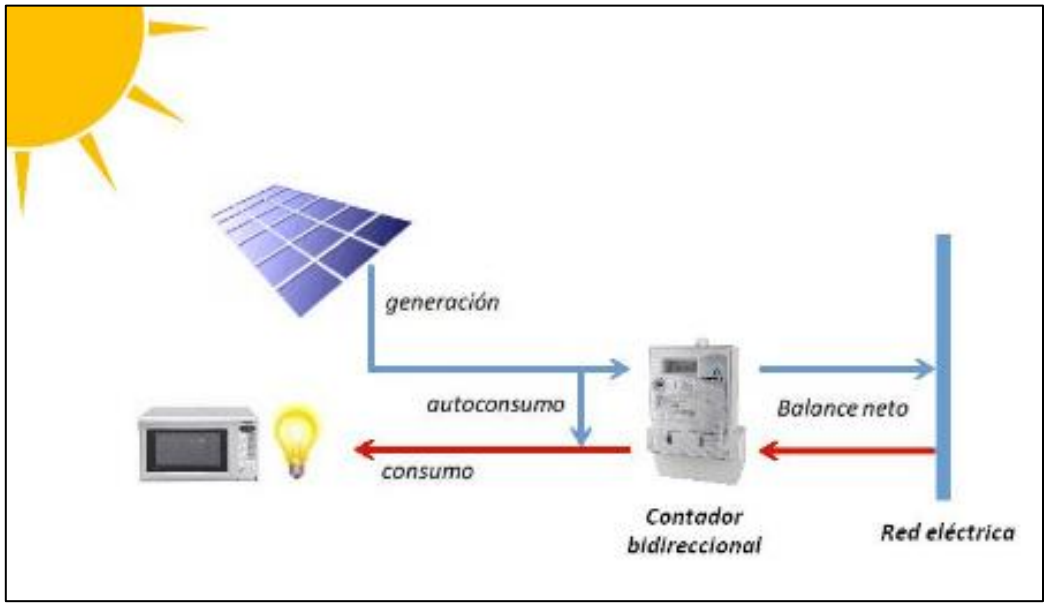



Figura 23 Esquema de una instalación de autoconsumo y balance neto.

Sin embargo, tras la el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el cual se procede a una suspensión del procedimiento de preasignación de retribución y a una supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía a partir de renovables a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico, la implementación de nuevas instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con balance neto se verá muy condicionada.

No siendo suficientes las medidas aprobadas durante el año 2012 para eliminar el déficit del sistema eléctrico, en el año 2013 se adoptaron nuevos Reales Decretos con la misma finalidad de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Así, en el Real Decreto 24/2013, de 27 de diciembre, se establece la obligación, para las instalaciones de autoconsumo, de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores, mediante el denominado ¨**peaje de respaldo**¨ por el cual cualquier instalación de producción eléctrica deberá pagar un peaje por la energía producida para su propio consumo, argumentado en que desde el momento en el que el autoconsumidor está conectado al sistema eléctrico, está disfrutando del respaldo que le ofrece el conjunto de la infraestructura. Además cuando la energía sea vertida a la red, deberá pagar un ¨**peaje de generación**¨ y para la consumida de la red eléctrica deberá pagar el habitual ¨**peaje de acceso**¨.

La norma también establece que el consumidor en régimen de autoconsumo y el productor de

electricidad deben ser la misma persona física o jurídica, al tiempo que sólo se podrá usar una tecnología, aunque sea en distintas instalaciones, por cada referencia catastral.

Esto supone que no puede ser compatible tener una placa solar fotovoltaica como otras modalidades, como la solar térmica, la geotermia, la eólica y, según la lista ofrecida por Industria, la energía de las olas, de las mareas, de las rocas calientes, la océano-térmica o la de las corrientes marinas.

Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza



# ANEJO Nº V

# Metodología

**1.0 Necesidades previas al dimensionado.**

A continuación se va a proceder al dimensionado de las instalaciones solares fotovoltaicas. Como hemos descrito previamente vamos a comparar la rentabilidad de dos alternativas diferentes. Una instalación aislada de la red eléctrica, que cubra completamente las necesidades energéticas de la granja y una instalación conectada a la red eléctrica del mismo tamaño que la anterior.

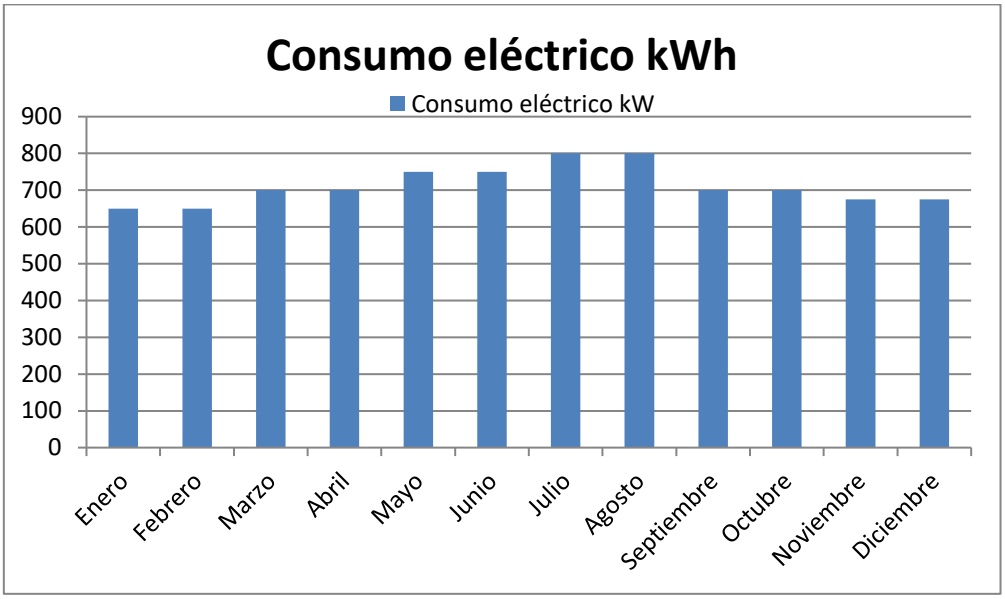
Este tipo instalación se calcula totalmente ajena a las necesidades de la granja, su único fin es valorar la rentabilidad respecto a las instalaciones aisladas. La explotación se abastecerá de la red de manera independiente a la central solar, y esta inyectara su energía a la red sin pasar por la granja, solo se tendrá en cuenta el dimensionado del número de paneles y distribución de la aislada para valorar adecuadamente las diferencias de rentabilidad entre un tipo de instalación y otro.

Para el dimensionado de las instalaciones solares se van a emplear los soportes informáticos PVGIS y PVsyst, además de realizarse determinados cálculos manuales. Hoy en día PVsyst es el programa de cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red más usada en el mundo empresarial ya que es sencilla de usar además de tener una precisión excelente y un gran abanico de posibilidades de cálculo y de opciones de simulación. PVGIS es una de las más completas bases de datos que hay en la red, de libre acceso, y tiene la posibilidad de exportar los datos directamente a PVsyst.

Antes de llevar a cabo el dimensionado de los elementos de la instalación es necesario conocer tanto el consumo eléctrico de la explotación, como los datos de radiación de la ubicación del proyecto.

### 1.1 Consumo eléctrico de la explotación.

Según las facturas suministradas por el propietario de la explotación porcina, el consumo eléctrico anual por meses es el siguiente:




Gráfica 4 Consumos eléctrico bimensual (kWh).

A partir de estos datos mensuales se obtiene que la potencia eléctrica contratada es de 10,3 KW y el consumo eléctrico diario de la instalación. Las instalaciones fotovoltaicas serán fijas y en el suelo debido a su menor coste de inversión, a su menor coste de mantenimiento y a su menor coste de generación, el cual depende de dos variables, la ubicación y la tecnología de la placa fotovoltaica.

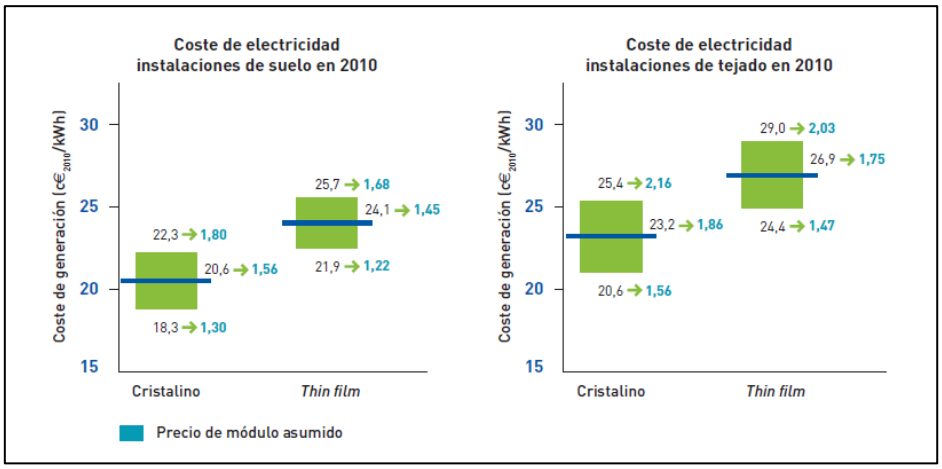



Figura 24 Coste de generación eléctrica según tipo de tecnología (cristalino o *thin film*) y según localización (suelo o tejado). Fuente: IDAE

Además, se aumentará el dato calculado de consumo para permitir que se mantenga un consumo aceptable de la instalación generadora. A dicho aumento se le denomina margen de seguridad o factor de seguridad. El rango del factor de seguridad oscila entre el 10 % y 25 %, por ello elegiremos un factor de seguridad del 20 % para no sobredimensionar demasiado la instalación. De esta manera los consumos diarios ya mayorados serán los siguientes.

| Mes | Consumo mensual granja (kWh) | Consumo diario granja (kWh) | Margen de seguridad (%) | Consumo total diario (kWh) |
|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 650 | 20,97 | 20 | 25,16 |
| **Febrero** | 650 | 23,21 | 20 | 27,86 |
| **Marzo** | 700 | 22,58 | 20 | 27,10 |
| **Abril** | 700 | 23,33 | 20 | 28,00 |
| **Mayo** | 750 | 24,19 | 20 | 29,03 |
| **Junio** | 750 | 25,00 | 20 | 30,00 |
| **Julio** | 800 | 25,81 | 20 | 30,97 |
| **Agosto** | 800 | 25,81 | 20 | 30,97 |
| **Septiembre** | 700 | 23,33 | 20 | 28,00 |
| **Octubre** | 700 | 22,58 | 20 | 27,10 |
| **Noviembre** | 675 | 22,50 | 20 | 27,00 |
| **Diciembre** | 675 | 21,77 | 20 | 26,13 |

Tabla 6 Consumo electrico diario total mayorado según el factor de seguridad (kWh).

Así, en la tabla anterior podemos observar que los consumos diarios eléctricos oscilan entre los 25,16 kWh a los 30,97 kWh. A partir de este consumo tendremos que dimensionar la instalación fotovoltaica para que sea capaz de abastecer esa demanda eléctrica, aunque tendremos que tener en cuenta que estos consumos representan unas necesidades energéticas homogéneas en el tiempo, algo que en la realidad no es cierto, ya que se produce una demanda desigual durante las horas diurnas y nocturnas.

### 1.2 Radiación solar en la explotación.

Para obtener el nivel de radiación solar en la ubicación de la explotación porcina utilizaremos la base de datos de *PVGIS*, la cual nos mostrará tanto el nivel mensual de radiación horizontal como la temperatura media en la explotación.

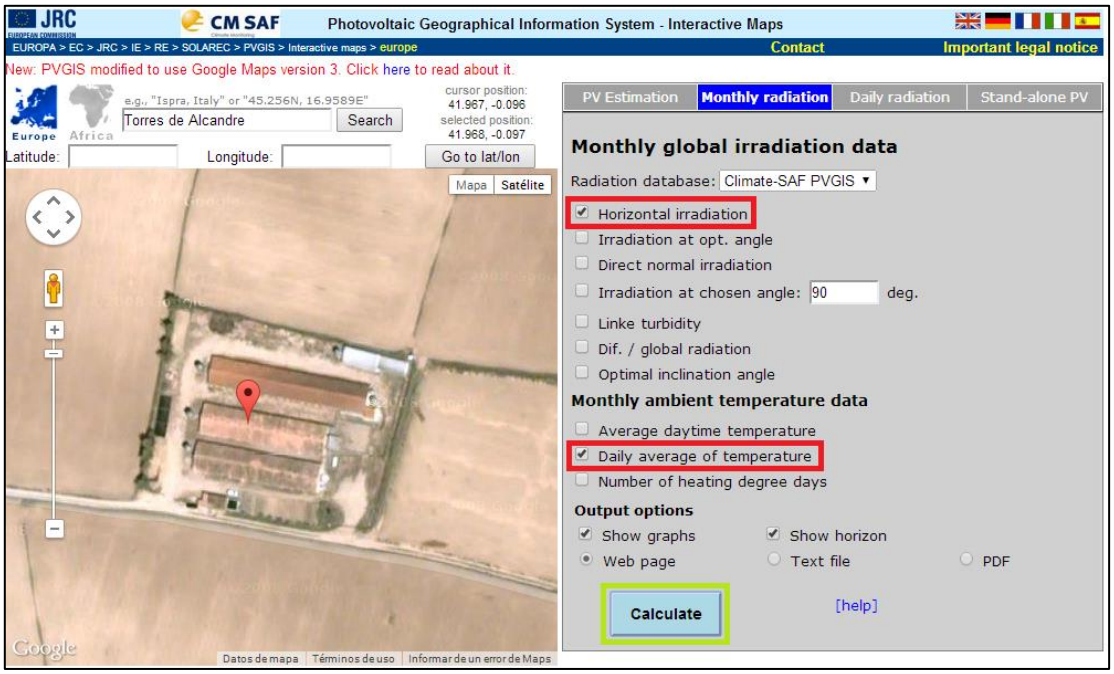
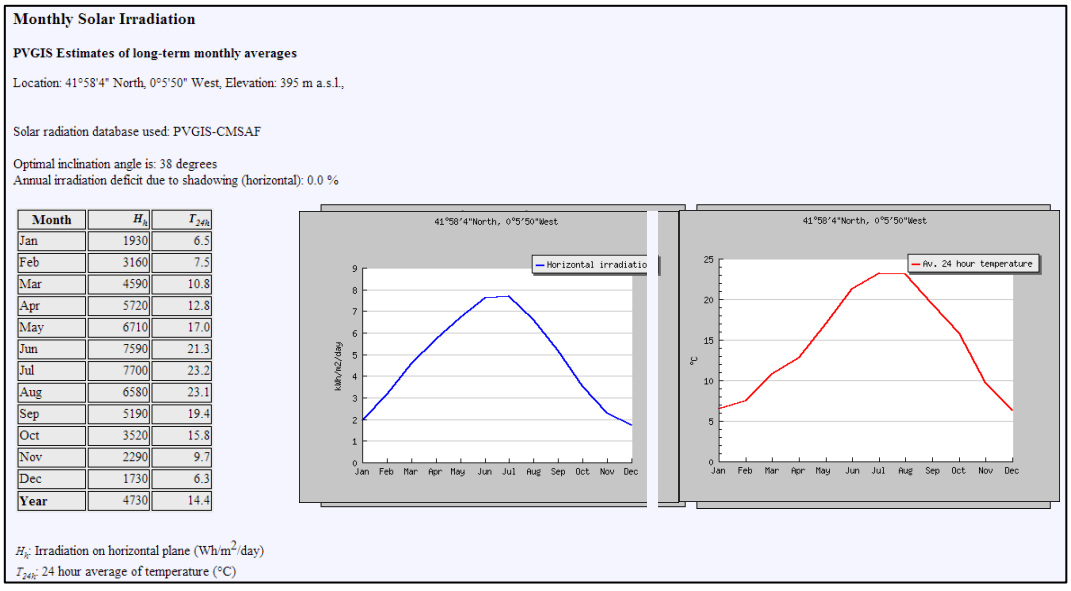



Ilustración 24 Imagen de Torres de Alcanadre desde la web *PVGIS*.

Los datos que obtenemos a partir del cálculo en *PVGIS* en son los siguientes:



**Monthly Solar Irradiation**

**PVGIS Estimates of long-term monthly averages**

Location: 41°58'4" North, 0°5'50" West, Elevation: 395 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 38 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

| Month | $H_h$ | $T_{24h}$ |
|---|---|---|
| Jan | 1930 | 6.5 |
| Feb | 3160 | 7.5 |
| Mar | 4590 | 10.8 |
| Apr | 5720 | 12.8 |
| May | 6710 | 17.0 |
| Jun | 7590 | 21.3 |
| Jul | 7700 | 23.2 |
| Aug | 6580 | 23.1 |
| Sep | 5190 | 19.4 |
| Oct | 3520 | 15.8 |
| Nov | 2290 | 9.7 |
| Dec | 1730 | 6.3 |
| **Year** | 4730 | 14.4 |



$H_h$: Irradiation on horizontal plane (Wh/m$^2$/day)
$T_{24h}$: 24 hour average of temperature (°C)

Ilustración 25 Radiación horizontal y temperatura media diaria en Torres de Alcanadre. Fuente: *PVGIS*

Podemos observar en la ilustración anterior como la tanto la radiación horizontal como la temperatura media diaria tienen su mayor valor en los meses de Junio y Julio, debido lógicamente a la mayor longitud del día durante los meses de verano.

Así, tras obtener los datos de radiación, los introducimos en el programa *PVsyst* de la siguiente manera:

- Seleccionamos la opción ¨Herramientas¨.

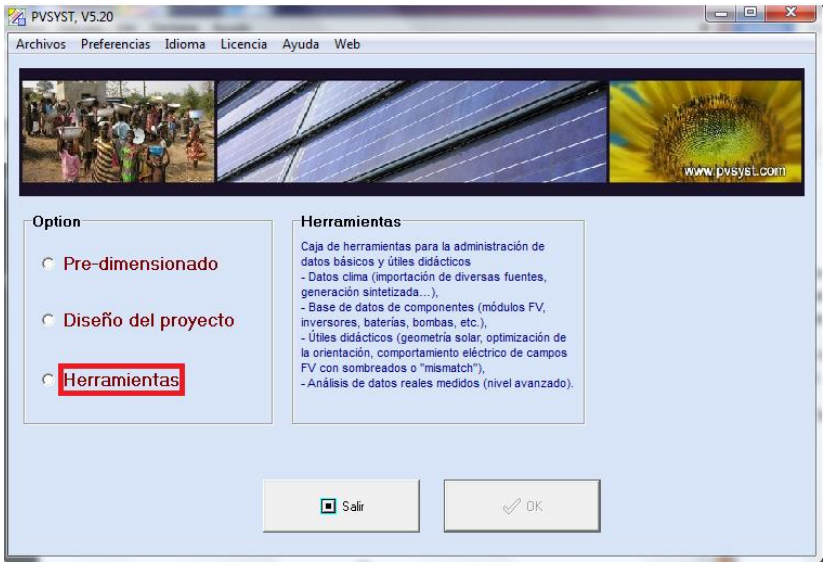



Ilustración 26 Página de inicio de *PVsyst*

- Seleccionamos la opción ¨Importar base clima¨.

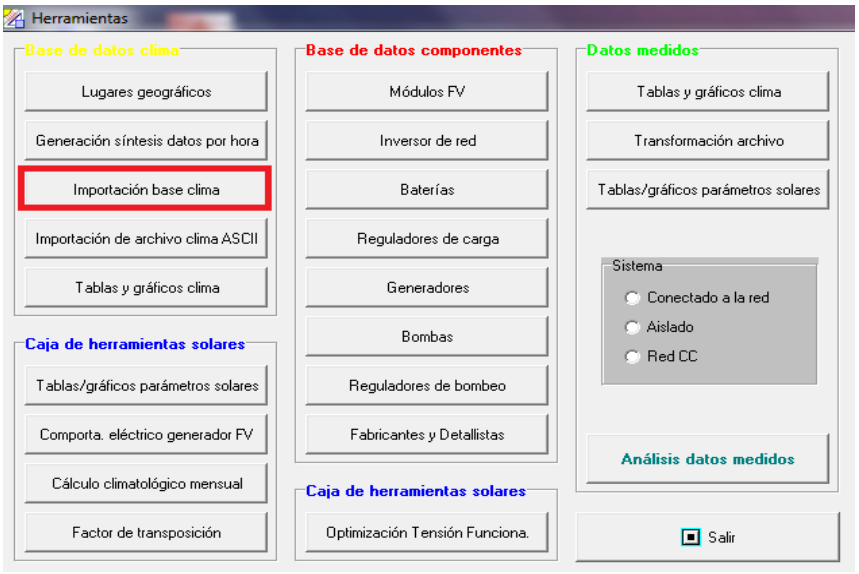



Ilustración 27 Página de ¨Herramientas¨ del *PVsyst.*

- Importamos los datos climatológicos obtenidos a partir del *PVGIS*.

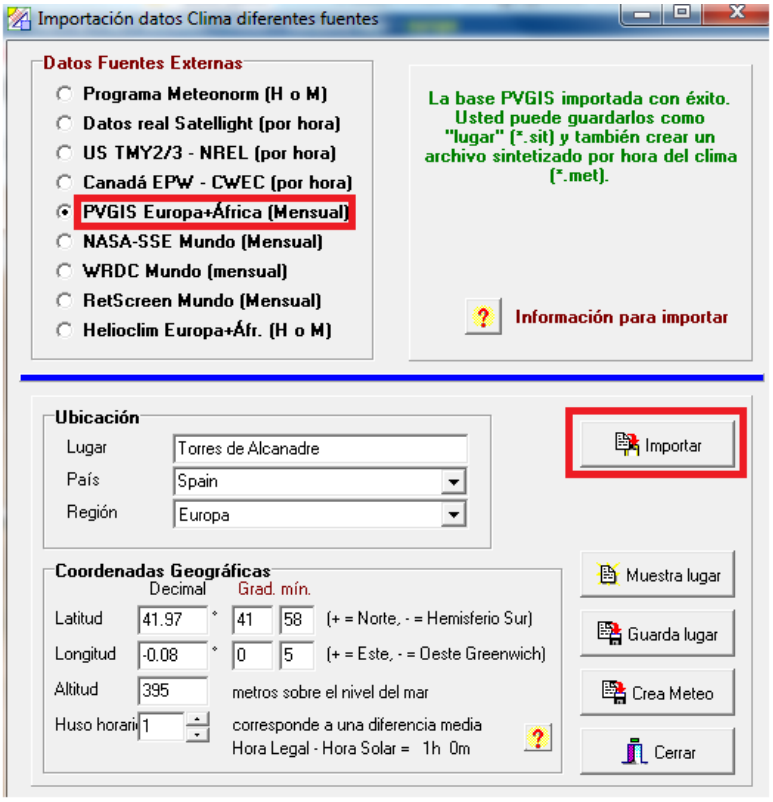



Ilustración 28 Página de importación de base de datos climáticos en *PVsyst.*

Tras la importación de los datos obtendremos la siguiente información.

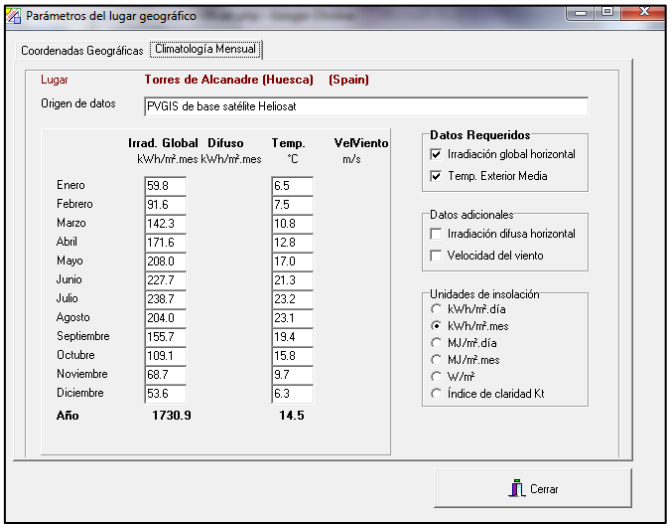



Ilustración 29 Página con los datos importados desde *PVGIS*.

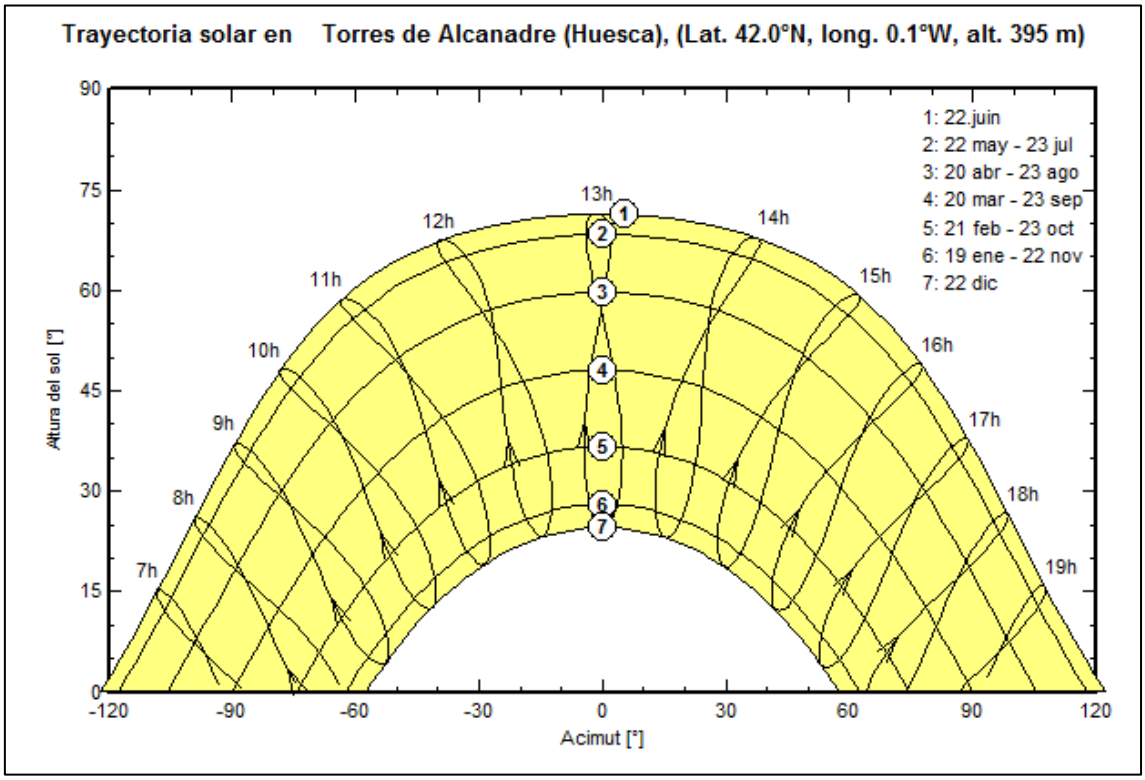



Ilustración 30 Trayectoria solar en Torres de Alcanadre (Huesca).

# ANEJO Nº VI

# Dimensionado

## 1.0 Dimensionado de la instalación fotovoltaica.

Cuando se realiza el cálculo del dimensionado de una instalación fotovoltaica, ha de tenerse en cuenta de qué tipo de instalación se trata: cuando se diseñan instalaciones aisladas de la red, el objetivo es garantizar el suministro de energía eléctrica; cuando se trata de instalaciones conectadas a la red, el objetivo es maximizar la producción de electricidad solar.

El procedimiento básico de cálculo del dimensionado de este tipo de instalaciones puede dividirse en tres pasos:

- Primero hay de estimar la demanda energética.
- Segundo, la aportación del sistema solar.
- Tercero, a partir de los datos anteriores, establecer la potencia del campo generador.

Esto se hará teniendo en cuanta los valores medios diarios de la demanda energética, la aportación del sistema solar y el rendimiento de la instalación. Con estos valores se establecerá un cálculo mensual y anual.

La relación entre la demanda de energía del sistema y la energía aportada por el sol nos va a servir para dimensionar las instalaciones aisladas.

Como ya se ha indicado previamente, se van a diseñar tres tipos de instalaciones diferentes, una instalación aislada que genere la energía necesaria para abastecer a la explotación durante todos los meses del año, otra que únicamente abastezca a la explotación durante los meses más productivos, y una tercera de las mismas dimensiones que la primera, pero conectada a la red eléctrica. El diseño se ha realizado con la ayuda del *PVsyst.*

## 1.1 Cálculo de la demanda energética.

La estimación de la demanda de energía no es fácil, ya que existen numerosos factores que afectan al consumo final de electricidad. Las condiciones de uso de las instalaciones fotovoltaicas presentan una gran diversidad en función y aplicación:

- Electrificación de viviendas y edificios.
- Alumbrado público.
- Aplicaciones agropecuarias, bombeo y tratamiento de agua, etc.

Los datos de consumo se obtienen principalmente a partir de los valores medidos en años anteriores, obtenidos de la lectura de contadores, facturas eléctricas, etc., y calculando a

partir de las especificaciones de potencia eléctrica de los equipos de corriente alterna y continua que se pretenden alimentar y las horas de funcionamiento diarias. En nuestro caso obtendremos los requerimientos energéticos a través de la lectura de las facturas eléctricas mensuales de los años anteriores como ya hemos descrito en el Anejo IV.

### 1.2 Evaluación del aporte solar.

Para evaluar la energía aportada es necesario conocer la radiación solar incidente por m2 de panel fotovoltaico orientado hacia el sur y con un ángulo de inclinación β respecto a la horizontal.

La radiación solar sobre la superficie horizontal ($R_O$) se buscará en las Tablas de Radiación o en nuestro caso a través de la bases de datos PVGIS, en las que se muestran para diferentes lugares el valor medio de la radiación diaria sobre la superficie horizontal en kWh/m2. En el caso del uso de tablas debe escogerse el valor de la zona más próxima a donde vaya a ubicarse la instalación.

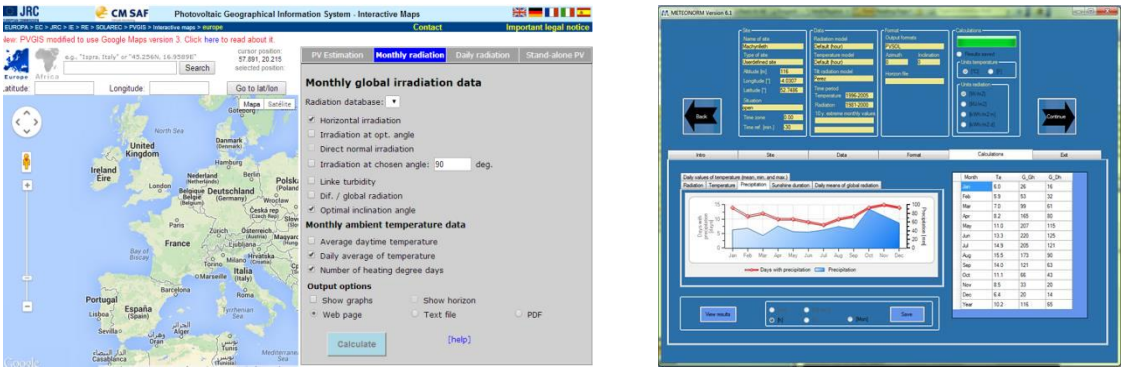



Ilustración 31 Base de datos de PVGIS y Meteonorm.

Si se consideran superficies inclinadas y con unos determinados valores de inclinación y elevación, los valores obtenidos de las tablas deben multiplicarse por un factor de corrección ($k_p$). Se obtiene así el valor $R_p$.

$$R_\beta = R_o \cdot k_\beta$$

Donde

β = ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal.

Ro = valor medio mensual de la radiación diaria sobre la superficie horizontal en, kWh/m2día.

Rβ = valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β en, kWh/m2día.

kβ = coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β.

Si se quiere evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, habría que conocer cuántas horas diarias con una radiación de 1.000 W/m2 equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina horas de pico solar (HPS) y pueden calcularse de la siguiente forma:

$$HPS_{\beta} = \frac{R\beta}{I\beta(cem)}$$

Donde

$HPS_{\beta}$ = horas de pico solar para una inclinación β.

$R_{\beta}$ = radiación media diaria en kWh/m2día para una inclinación β.

$I_{\beta\,(CEM)}$ = potencia de radiación incidente en kW/m2 (para las condiciones estándar de medida, CEM, su valor es 1 kW/m2).

Si los datos de la radiación incidente se dan en kWh/m²día, el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria, coincide (Rβ = HPS)

.

**1.3 Potencia del campo generador.**

Una vez que se han calculado cuánto se va a gastar mensualmente y de qué suministro se dispone por aporte solar, es el momento de calcular la potencia del campo generador.

El criterio general es dimensionar el campo de forma que quede garantizado el abastecimiento durante el periodo más desfavorable: si la instalación es de uso estacional, el periodo de cálculo considerado es el mes más desfavorable del periodo de uso; si es una instalación de uso permanente, se considera el mes más desfavorable del periodo anual.
Por mes más desfavorable se entiende aquél en el que el cociente entre la energía disponible por aporte solar y las necesidades energéticas es menor. Este cociente suele representarse en una tabla en la que se compara para cada mes el consumo medio diario (Ed) con la energía

media diaria aportada ($R_\beta$ ). La instalación se dimensionará para el mes en que el cociente ($R_\beta$/Ed) resulte más bajo. Se obtiene así el área de captación teórica, considerando el rendimiento igual a 1. La instalación mínima precisa para la instalación será la correspondiente a la inclinación óptima que resulta de elegir el valor mínimo entre los máximos de cada inclinación. Se determina de esta manera la inclinación óptima y el periodo crítico.

Una vez determinada la inclinación óptima y el periodo crítico, y conociendo $HPS_\beta$ y Ed, se procede al dimensionado del generador fotovoltaico. Para calcular la energía media diaria generada, se parte de la potencia pico del campo generador (que es la potencia máxima en kW que puede entregar el campo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, CEM), pero teniendo en cuenta las pérdidas:

$$Ed = HSP_{\beta} \bullet \eta_{panel} \bullet P_{pgenerador}$$

Donde

$P_{p\ generador}$ = potencia pico del generador en condiciones estándar de medida (CEM).

$\eta$ panel = rendimiento medio del panel fotovoltaico.

$HPS_\beta$ = horas de pico solar para un ángulo de inclinación β.

Ed = energía media diaria generada, en kWh/m2día.

Despejando en la ecuación anterior obtenemos:

$$P_{p\ generador} = \frac{Ed}{\eta panel \cdot HSP\beta}$$

El número de paneles fotovoltaicos se elegirá de acuerdo con su potencia pico y el voltaje de trabajo, dependiente del regulador y del inversor seleccionado, necesarios para proporcionar la potencia calculada del campo de paneles, redondeándose el resultado del cálculo al número de módulos entero inmediatamente superior. El número de paneles fotovoltaico se obtiene con la fórmula:

$$\text{Nº paneles} = \text{Parte entera}\left(\frac{Pp\ generador}{P\ p\ generador}\right) + 1$$

Donde

$P_{p\ generador}$ = potencia pico del generador en condiciones estándar de medida (CEM).

$P_{p\ panel}$ = potencia pico del panel fotovoltaico en kW (en CEM), según los datos que proporciona el fabricante.

Como con un solo panel no se puede alcanzar la potencia pico que tiene el campo, es necesario proceder a conectar varios de ellos formando una matriz de filas y columnas (o ramas).

Para calcular el número de paneles en serie que constituyen cada rama del generador, se divide la tensión nominal de la instalación por la tensión nominal de un módulo:

$$Nº\ p_{serie} = \frac{Vn}{\text{Vn panel}}$$

Donde

Nº $p_{serie}$ = número de paneles en serie que componen cada rama.

Vn = tensión nominal de la instalación, en voltios (V).

Vn panel = tensión nominal de los paneles, en voltios (V).

Para calcular el número de ramas de paneles en serie, que puestas en paralelo componen el campo fotovoltaico, se divide el número total de paneles entre el número de paneles en serie que tiene cada rama:

$$Nº\ r_{FV} = \frac{Nº\ paneles}{Nº\ ps}$$

Donde

Nº $r_{FV}$ = número de ramas que componen el campo generador fotovoltaico.

Nº paneles = número de paneles totales

Nº $p_s$ = número de paneles en serie que componen cada rama.

**2.0 Diseño del sistema de captación**

Ya hemos apuntado en el apartado anterior la necesidad de disponer los módulos fotovoltaicos de manera que capten la mayor cantidad de radiación posible. Para ello habrá que estudiar la disposición que hace que esto sea así, lo que implica el estudio no solo de la orientación y la inclinación de los módulos, sino también las posibles sombras que puedan ocasionar, la distancia mínima entre módulos, o qué condiciones debe reunir la estructura de anclaje que los soporte.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la siguiente tabla. Se considerarán tres casos:

- General.
- Superposición de módulos
- Integración arquitectónica.

En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

| | Orientación e inclinación (OI) | Sombras (S) | Total (OI + S) |
|---|---|---|---|
| General | 10 % | 10 % | 15 % |
| Superposición | 20 % | 15 % | 30 % |
| Integración arquitectónica | 40% | 20 % | 50 % |

Tabla 7 Pérdidas máximas admitidas en el CTE para instalaciones fotovoltaicas.

En todo momento se intentará cumplir las condiciones individuales y las totales con el objetivo de maximizar la producción eléctrica, es decir, para un caso general, no se puede tener un 10 % de pérdidas por inclinación más un 10 % de pérdidas de sombra ya que el total sería de 20 % por lo que se excedería el total admitido (15 %); y tampoco al contrario, no pudiendo tener un 15 % de pérdidas por orientación y un 0 % por sombras.

Aunque en la actualidad al no existir subvenciones que marquen un máximo nivel de pérdidas **no tendremos la obligatoriedad de cumplir** con estos requisitos.

**2.1 Orientación e inclinación.**

La localización de cualquier punto de la superficie terrestre está determinada por un sistema de coordenadas en el que intervienen dos ángulos: el ángulo de azimut y el cenital.

Para un captador solar colocado sobre un soporte en el que pudiera moverse alrededor del eje vertical y el horizontal, el eje cenital se corresponde con el eje vertical y el ángulo de azimut con el horizontal del captador. En el hemisferio norte, los captadores solares, independientemente de su aplicación, deben siempre orientarse hacia el sur, ya que es la orientación en la que el aprovechamiento anual de la radiación es máximo. La desviación no será superior a ±10°, salvo integración arquitectónica.

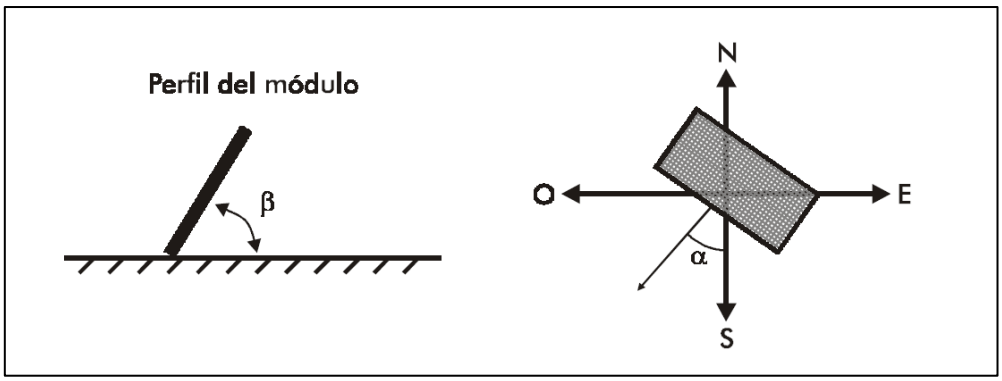



Ilustración 32 Grado de orientación e inclinación de los módulos.

Cuando para averiguar dónde está el sur se emplea una brújula, lo que se obtiene con ella es el sur magnético, no el sur verdadero (el geográfico). Los paneles deben orientarse según el sur verdadero. La desviación entre el sur verdadero y el magnético puede ser importante para perjudicar el rendimiento del sistema.

Generalmente los módulos de las instalaciones solares tienen una orientación e inclinación fijas, pero existen instalaciones dotadas con dispositivos que permiten la modificación de la orientación e inclinación del módulo, y con los que se logra mantener la superficie del panel en una posición lo más perpendicular posible a la radiación solar, y durante más tiempo, por lo que serán capaces de proporcionar mayor cantidad de energía eléctrica a lo largo del año.

Para el cálculo de estas pérdidas podemos emplear diagramas específicos dependiendo de nuestra latitud para calculas la inclinación máxima y mínima para evitar sobrepasar el porcentaje máximo de pérdidas admitidas.

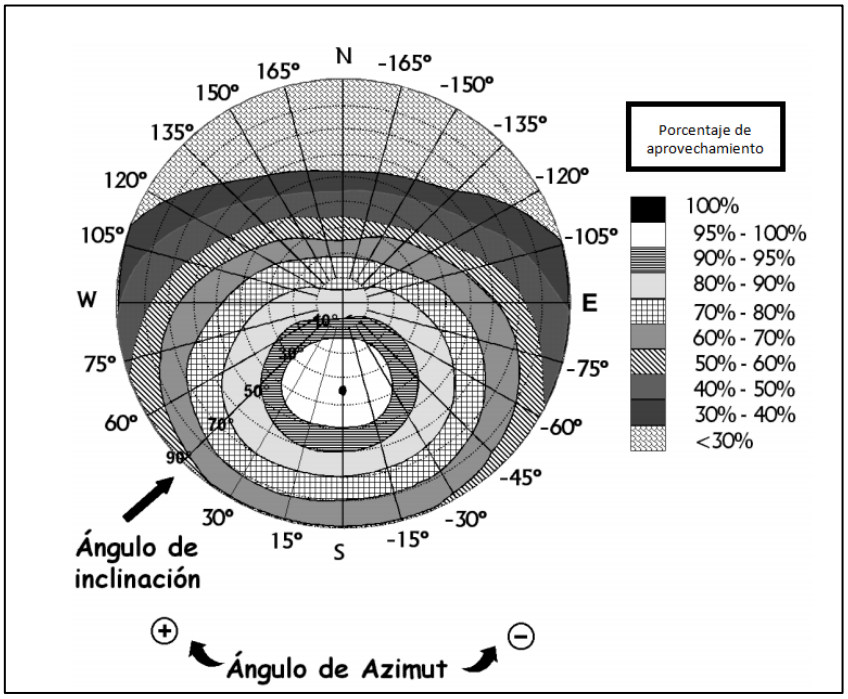



Ilustración 33 Diagrama de cálculo de perdidas por inclinación y sombreamiento.

**2.2 Sombras.**

Los paneles se situarán en un lugar en el que edificios colindantes, árboles, chimeneas, otros módulos, etc., no hagan sombra sobre ellos en ningún momento del día. En las instalaciones fotovoltaicas las sombras son especialmente peligrosas ya que pueden hacer que la instalación funcione de manera inversa, es decir, que en las zonas sombreadas los módulos actúen como receptores de corriente.

Una determinación exacta de las posibles sombras se puede realizar conociendo la altura solar y el azimut durante todo el año y así comprobar si algún obstáculo puede en algún momento, llegar a ocultar el sol e impedir que llegue la radiación solar al panel.

Para calcular la posibilidad de incidencia de las sombras sobre el módulo, se establece el siguiente proceso de cálculo y dibujo de proyección de sombras, también utilizaremos las tablas solares de alzada y azimut que corresponden a la latitud en la que nos encontremos (para España, son aproximadamente 42° N).

Las tablas solares más utilizadas son aquellas las que usan diagramas estereográficos y diagramas cilíndricos. En ellas aparecen los datos de altura y azimut para cada mes del año y a diferentes horas del día.

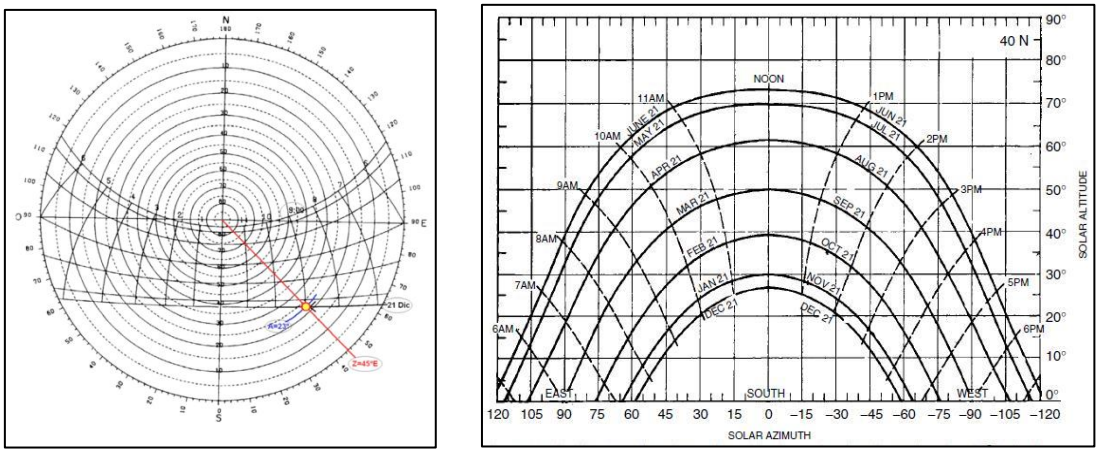



Ilustración 34 Diagrama estereográfico y diagrama cilíndrico.

Hay que tener en cuenta que la órbita descrita diariamente por el sol en el cielo es simétrica y que la alzada solar máxima coincide con el mediodía solar. Esto hace que los datos de altura sean iguales para los intervalos de tiempo que transcurren anteriores y posteriores al mediodía. Lo mismo ocurre con el azimut, pero para distinguirlos, se coloca delante el signo negativo (-) si es antes del mediodía (dirección este) y positivo (+) si es después del mediodía (dirección oeste).

Una vez que se conocen la altura solar y el azimut correspondientes a la fecha y hora de cálculo, solo nos queda saber la altura del objeto para poder calcular la longitud de la sombra que proyecta. Para ello nos serviremos del siguiente gráfico,

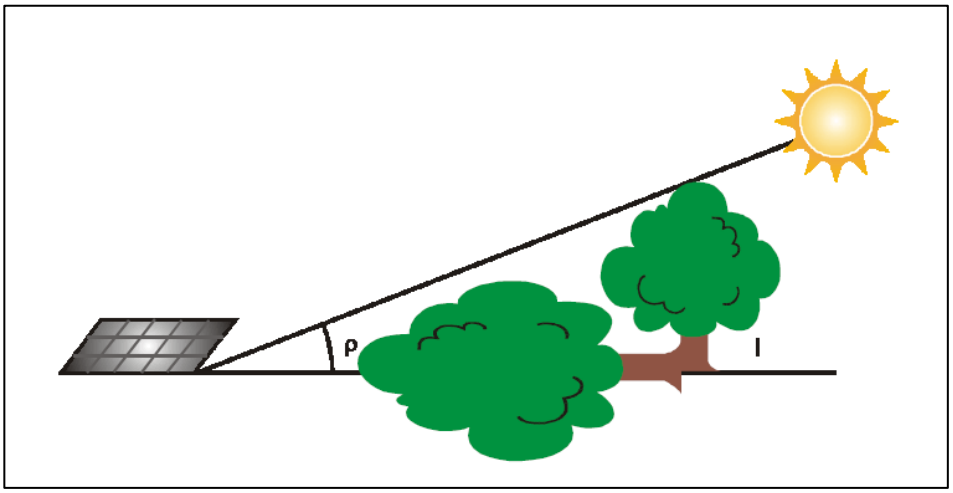



Ilustración 35 Cálculo de la altura solar y sombra proyecta mediante trigonometría.

y de la siguiente expresión:

$$\text{Sombra proyectada} = \frac{I}{\text{tg } \rho}$$

Donde

l = altura del objeto a partir de la cota donde se colocan los módulos.

ρ = altura solar (ángulo) a partir de las tablas de coordenadas.

### 2.2.1 Diagrama de sombras

El diagrama de sombras es una representación gráfica del área sombreada por un objeto en el transcurso de las horas centrales del día (horas de mayor radiación). La importancia de este diagrama radica en que nos permite tomar una decisión sobre la ubicación de los módulos sin sorpresas posteriores (módulos a la sombra) o bien evaluar la energía disponible en caso de que no sea posible encontrar una localización sin sombras.

El primer paso para representar el diagrama en planta es dibujar el objeto de estudio. A continuación se trazan unos ejes de coordenadas que coincidan con los puntos cardinales y se determina la escala del dibujo.

A partir de las tablas solares y de la expresión matemática del cálculo de sombras, se hacen los cálculos relativos a las horas centrales del día (de 9 a 15 hora solar). Con el resultado de estos cálculos se confecciona una tabla de datos que nos ayudará a hacer el dibujo.

Comenzamos a dibujar los datos referentes al mediodía (12 hora solar), que será una proyección de los vértices del objeto en dirección paralela al norte (dado que el sol está al sur). A partir de esta proyección, se traza el resto teniendo en cuenta la desviación al sur según los datos de azimut.

Hay que tener en cuenta que existe diferencia entre la hora solar y la hora local que marca el reloj, debido a los adelantos horarios, la longitud del lugar y otros parámetros. El tiempo solar verdadero (TSV) se calcula a partir de la siguiente expresión.

En España la relación entre tiempo TSV (Tiempo Solar Verdadero) y TL (Tiempo Legal) es la siguiente:

- Horario de verano (Del 21/03 al 21/09)al : TSV = TL – 2
- Horario de invierno (Del 21/09 al 21/03): TSV = TL - 1

La longitud del lugar influye con ±4 minutos por grado: hacia el este, se restarán y hacia el oeste, se sumarán.

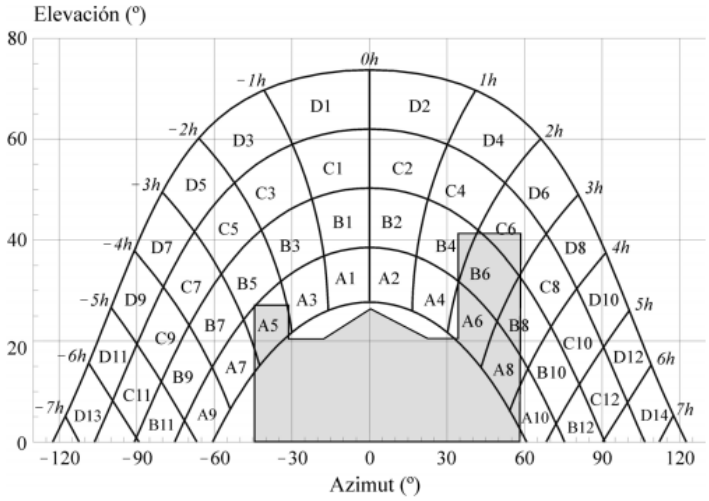



Ilustración 36 Diagrama de sombra a lo largo del año.

De no ser posible evitar la presencia de sombras, éstas serán admitidas previa justificación. La pérdida de energía debida a las sombras no debe ser superior al 10%, aunque esto depende de por qué se produce.

**2.3 Distancia entre módulos.**

Una de las principales aplicaciones del cálculo de sombras que proyecta un objeto es la de conocer si una línea de módulos solares hará o no sombra a otra que se encuentre detrás, o dicho de otra forma, calcular la distancia mínima de colocación entre baterías de módulos para evitar que los de delante tapen a los de atrás.

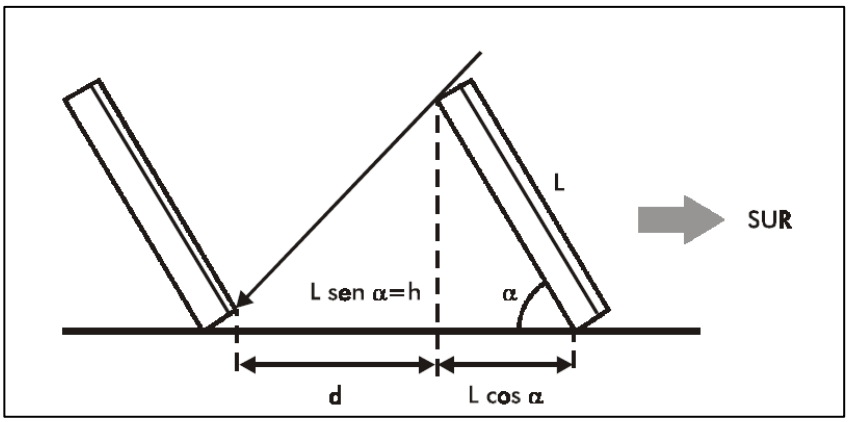



Ilustración 37 Distancia mínima entre módulos.

Donde

L = longitud del módulo.

α = ángulo de inclinación del módulo.

d = distancia mínima entre la parte posterior de una fila de módulos y la parte baja de la siguiente.

Tal y como muestra la figura anterior, la distancia mínima entre dos filas de módulos es la suma de dos longitudes: una que corresponde a la ocupación del primer módulo y otra que corresponde a la sombra que proyecta.

La ocupación del primer módulo se obtiene por trigonometría, a partir del triángulo que forma el módulo con la horizontal y sería:

$$b = L \cdot \text{sen}\ \alpha$$

Entonces

$$\alpha = \frac{I}{\text{tg}\ \rho}$$

Agrupando las dos expresiones anteriores obtenemos:

$$d_{min} = L \cdot \cos\alpha + \frac{L \cdot \text{sen}\,\alpha}{\text{tg}\,\rho} = L\left(\cos\alpha + \frac{sen\,\alpha}{tg\,\rho}\right)$$

Donde

$d_{min}$ = distancia mínima entre los módulos para evitar sombras.

Para hacer una estimación en planta de la superficie necesaria para la ubicación de los módulos, incluyendo los módulos y la separación entre ellos, bastará con multiplicar el número de módulos por el valor de (a + b) y por la anchura de cada módulo.

**2.4 Estructura soporte.**

El principal factor a la hora de fijar la estructura no es el peso de los paneles al ser estos ligeros sino la fuerza del viento que, dependiendo de la zona, puede llegar a ser considerable. La estructura debe tener un anclaje que la haga resistente a la acción de los agentes atmosféricos de la zona, pero deberá resistir vientos de, como mínimo, 150 km/h.

Como los módulos fotovoltaicos estarán aproximadamente orientados al sur, las cargas de viento que pueden ser peligrosas serán las que vengan del norte, ya que suponen fuerzas de tracción sobre los anclajes que son mucho más peligrosas que las de compresión.

La fuerza del viento que puede actuar sobre cada uno de los módulos, se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$F = p\,S\,\text{sen}\,\alpha$$

Donde

S = superficie del módulo.

α = ángulo de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

p = presión frontal del viento, es decir, la que ejercería el viento sobre los módulos si estos se encontraran perpendiculares a la dirección del mismo. (Depende de la velocidad)

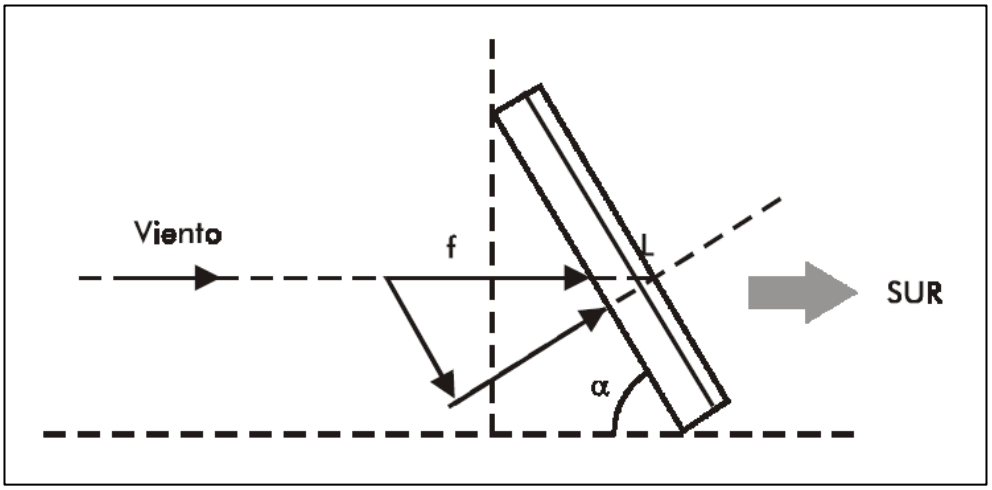



Ilustración 38 esquema de actuación del viento sobre un módulo.

## 3.0 Dimensionado del sistema de baterías.

La batería es el almacén de energía de la instalación fotovoltaica. Para dimensionar el sistema acumulador hay que tener en cuenta tanto los parámetros nominales de la batería (capacidad nominal, profundidad de descarga y capacidad útil) como las condiciones de funcionamiento de la instalación.

## 3.1. Parámetros nominales de la batería.

### 3.1.1 Capacidad nominal.

Recibe este nombre la carga eléctrica que una batería en estado de plena carga puede suministrar bajo determinadas condiciones. Se representa por $C_n$ y se expresa en Amperios hora (Ah).

Normalmente se usan valores de la capacidad correspondientes a una descarga de 20 horas ($C_{20}$) o 100 horas ($C_{100}$). La relación entre ambas es:

$$\frac{C100}{C20} \approx 1{,}25$$

Se trata de un valor empírico. Otra relación empírica que se puede establecer es la que relaciona la descarga a 20 horas con la descarga a 40 ($C_{40}$):

$$\frac{C40}{C20} \approx 1{,}14$$

### 3.1.2 Profundidad de descarga.

Por profundidad de descarga (PD) entendemos la carga eléctrica que puede ceder la batería en determinadas condiciones. Se expresa en tanto por ciento (%) de la capacidad. La necesidad de evitar descargas excesivas lleva a limitar la máxima profundidad de descarga hasta un cierto valor (PD max), que generalmente está entre 0,3 y 0,6, pero que puede aproximarse a 0,8 según el tipo de batería.

La profundidad de descarga de una batería que hay que tener en cuenta en el cálculo, depende del tipo que se use:

- 0,6 a 0,8 para acumuladores estacionales de alto volumen de electrolito.
- 0,5 a 0,6 para acumuladores tipo monobloc.
- 0,3 a 0,5 para baterías de automóvil.

### 3.1.3 Capacidad útil.

Es la capacidad disponible o utilizable en función de la profundidad de descarga máxima disponible. La capacidad útil de la batería ($C_u$) es el producto de la capacidad nominal de la batería por la máxima profundidad de descarga permitida por el regulador. Se expresa en Amperios hora (Ah). Se calcula así:

$$C_u = C_n \cdot \text{PD max}$$

Es recomendable que la capacidad útil de la batería permita ente 3 y 5 días de autonomía.

**3.2 Condiciones de funcionamiento de la instalación.**

Se establece en función del consumo medio diario de la instalación en Wh para el mes de diseño (el mes más desfavorable), calculado a partir de los consumos de los equipos de corriente continua y alterna, incluyendo los rendimientos del inversor y del regulador, y el máximo número de días seguidos que la instalación es capaz de satisfacer el consumo de electricidad en condiciones completamente, desfavorables, es decir, a partir de la energía que hay acumulada en las baterías sin que haya producción de energía en los paneles.

Por tanto, la capacidad de la batería quedará determinada por la autonomía (A) que queramos obtener, que varía en función del tipo de instalación. Valores aconsejables pueden ser:

- Instalaciones totalmente autónomas y de difícil acceso (equipos de telecomunicaciones, etc.): aplicar tantos días de autonomía como días nublados seguidos indiquen las estadísticas meteorológicas más cercanas al lugar de ubicación (de 7 a 15 días).

- Electrificación rural de uso continuo: de 4 a 6 días. Este valor se puede reducir a 3 días si se dispone de grupo electrógeno auxiliar de conexión automática.

- Estancias de fin de semana: 2 a 3 días.

Una vez determinada la autonomía, podemos calcular la capacidad de la batería con la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{Energía\ necesaria\ x\ días\ de\ autonomía}{Voltage\ x\ profundidad\ de\ descarga\ de\ la\ batería}$$

Por cuestiones de seguridad se puede aumentar esa capacidad en un 10%, multiplicando la expresión anterior por Fs = 1,1. Fs es un factor de seguridad con el que se tienen en cuenta los efectos de la suciedad, la variación de la eficiencia del generador fotovoltaico con el espectro solar, etc. Entonces:

$$C_n = \frac{1{,}1 \cdot Ed \cdot A}{Vn \cdot PD\ max}$$

Donde

C n = capacidad nominal del campo de baterías, en Ah.

Ed = energía media diaria consumida.

A = días de autonomía.

V n = tensión nominal de la instalación.

PD máx = profundidad de descarga máxima permitida.

Para evitar que las corrientes de carga resulten excesivamente bajas para el tipo de baterías escogido, es necesario limitar el tamaño o capacidad del sistema acumulador, de forma que el total del sistema de baterías se encontrará en el intervalo

$$\frac{1{,}1 \cdot Ed \cdot A}{Vn \cdot PD\,max} \leq C_n \leq 25 \cdot \text{I cc generador}$$

Donde

$\text{I cc generador} = \text{corriente de cortocircuito del sistema generador.}$

La intensidad de cortocircuito del sistema generador vendrá dada de multiplicar el número de ramas de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo y la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida (CEM) de los paneles (Icc panel).

$$\text{I cc generador} = \text{I cc panel} \cdot \text{Nº ramas FV}$$

El número de baterías que forman el sistema acumulador vendrá dado por el cociente entre la capacidad nominal total del campo y la $C_{100}$ de la batería escogida.

$$\text{Nº baterías} = \frac{Cn}{\text{C100}}$$

Los acumuladores se conectan entre sí de forma que la tensión del campo de baterías sea la de diseño del campo generador. Las baterías pueden formar grupos de baterías de forma que dentro de cada grupo se conecten en serie, mientras que los grupos se conectan en paralelo. El número elementos de batería que se conectan en serie se obtendrá dividiendo la tensión nominal del campo solar por la tensión nominal del elemento de la batería elegida:

$$\text{Nº baterías por grupo} = \frac{Vn}{\text{Vn batería}}$$

Donde

Vn = tensión nominal de la instalación, en V.

Vn batería = tensión nominal de las baterías, en V.

Salvo que esté justificado, los elementos de baterías no se conectarán en paralelo. El número de grupos de baterías que se conectan en paralelo sería:

$$\text{Nº grupo} = \frac{Nº\ baterías}{\text{Nº baterías por grupo}}$$

A la hora de decidir el lugar en el que irán colocadas las baterías, sus dimensiones y pesos son determinantes. Habrá que escoger el voltaje del acumulador de manera que sea lo suficientemente elevado como para obtener unas corrientes de carga/descarga razonables (1 < 50A), así como un buen acoplamiento con el voltaje del grupo de módulos fotovoltaicos.

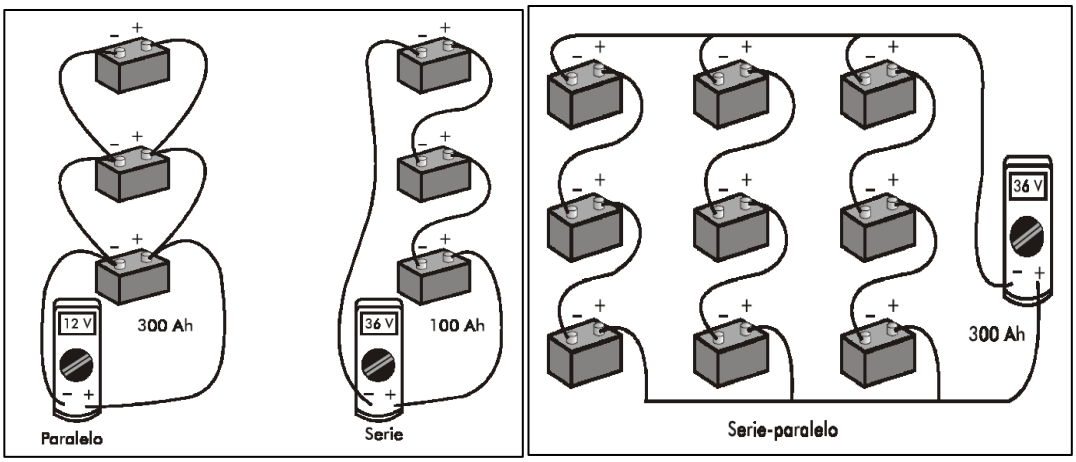



Ilustración 39 Baterías en serie y en paralelo.

**4.0 Dimensionado del regulador.**

El dimensionado del regulador consiste en elegir entre los equipos disponibles en el mercado, uno que se adapte al resto de los parámetros eléctricos de los componentes de la instalación, por eso hay que proceder a su elección una vez conocido el número de paneles fotovoltaicos y la capacidad de los acumuladores.

El regulador debe asegurar las siguientes funciones:

- Proteger a la batería frente a sobrecargas y a descargas excesivas (sobredescargas).
- Disponer de sistema de alarma por baja carga de la batería, desconectador manual de alarma, y que se conecten automáticamente cuando suba de nuevo la carga de la batería por encima de un valor prefijado.
- Reconexión automática o manual.
- Los principales requisitos que debería cumplir el regulador serán:

El regulador deberá estar protegido contra descargas profundas y deberá estar calibrado para que se desconecte de la carga cuando se llegue a la profundidad de descarga máxima.

- El voltaje fin de carga debe estar en el rango 2,3-2,4 V/vaso a 25 ºC.
- El voltaje de reconexión de carga debería ser 0,08 V/vaso (ó 0,5 V para 12 V) superior al voltaje de desconexión de la carga.
- El voltaje de alarma (estado de carga bajo) debe ser 0,2 V (para sistemas de
- 12 V) superior a la tensión de consumo.
- Los voltajes de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de ±1% (±20 mV/vaso, ó ±120 mV/batería de 12 V) y mantenerse constante en todo el rango posible de variación de temperatura.
- La desconexión de la carga debe retardarse entre 3 y 30 s desde que se alcanza el voltaje de desconexión de carga. Con esto se evita la interrupción indeseable de la alimentación durante el encendido de aparatos eléctricos que requieren grandes corrientes de arranque.

Los reguladores se clasifican por la intensidad máxima que pueden soportar, así como por el voltaje de trabajo. Los valores estándar del mercado son 8 A, 11 A, 15 A, 30 A y 50 A para la intensidad, y 12 V; 24 V ó 48 V para el voltaje.
El tipo de regulador necesario quedará determinado por la potencia máxima del campo de módulos, de manera que para una potencia máxima de 120 W a 12 V, corresponderá un regulador de 10 A.

I máx del regulador > I máx del campo de módulos

**5.0 Dimensionado del inversor.**

El dimensionado del inversor también se realizará una vez conocido el número de módulos fotovoltaicos y la capacidad de los acumuladores. Hay que tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La tensión nominal de entrada del inversor.
- La potencia nominal del inversor.

La potencia nominal del inversor (o del convertidor) adecuado será el resultado de sumar las potencias nominales de los equipos consumidores multiplicados por un coeficiente de simultaneidad comprendido entre 0,5 y 0,75 (en función del tipo y cantidad del consumo, ya que nunca funcionan todos los equipos a la vez).

(Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo x 0,75) > P convertidor > (Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo x 0,5)

El resultado de esta operación determinará la potencia nominal del convertidor, con la excepción de que la potencia nominal de alguno de los aparatos de consu- mo sea superior a este valor y que por tanto, sea este aparato el que determine la potencia del convertidor. En este sentido hay que tener en cuenta que algunos electrodomésticos tiene picos de potencia superiores a la nominal (en ocasiones 4 veces más), como por ejemplo la televisión en color y la nevera.

**6.0 Dimensionado del cableado.**

En las instalaciones fotovoltaicas debe evitarse la excesiva longitud del cableado, ya que en los conductores eléctricos, de cobre, por los que se transporta la energía, se producen pérdidas debido a la resistencia que oponen al paso de la corriente; por lo que los módulos, el regulador, las baterías y el inversor, deben instalarse lo más cerca posible.

Es básico que la sección de cable sea adecuada para obtener un buen rendimiento global de la instalación. La resistencia eléctrica que presenta el conductor tiene dos efectos:

- Debido a la resistencia, se produce una caída de tensión en el conductor. Este efecto hace que la carga alimentada tenga un voltaje inferior a la de la fuente de alimentación.

- Se produce el calentamiento del conductor, lo que genera pérdidas de energía por efecto Joule. Estas pérdidas son una función cuadrática de la intensidad (a doble intensidad, se producen cuatro veces más pérdidas). Un calentamiento excesivo puede resultar peligroso, ya que los conductores se deterioran y puede llegar a producirse un incendio.

Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión entre ellos sean inferiores al 3% entre el generador FV y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

Estas caídas de tensión están exclusivamente asociadas al cableado (cables y ter- minales), y deben ser interpretadas como adicionales a las caídas de tensión en el regulador de carga.

Para los cables de cobre (resistividad = 0,01724 Ωmm2/m a 20 ºC) y con tensiones nominales de 12 V, el cálculo de la sección del conductor, a fin de evitar esos efectos, se hará aplicando la siguiente fórmula:

$$S = \frac{3{,}448 \cdot L \cdot I}{\Delta V\ (\%) \cdot\ Vab}$$

Donde

S = sección de cable, en mm2 .

L = longitud del cable entre dos puntos A y B, en m.

I = intensidad de corriente, en A.

ΔV = caída de tensión, en %.

$V_{AB}$= tensión de trabajo entre los puntos A y B, en V.

Sin perjuicio del resultado anterior, las mínimas secciones de los cables en cada una de las líneas deben ser:

- 2,5 mm2 del generador FV al regulador de carga.
- 4 mm2 del regulador de carga a las baterías.

La sección de los cables calculada según la fórmula anterior, debe ser tal que las máximas caídas de tensión, comparadas con la tensión a la que se esté trabajando, esté por debajo de los límites expresados en la siguiente tabla:

| Caída de tensión en el cableado | |
|---|---|
| Campo de Paneles - Acumulador | 1,5 % |
| Acumulador - Inversor | |
| Línea principal | 3 % |
| Línea principal - Iluminación | 3 % |
| Línea principal - Equipos | 5 % |

Tabla 8 Caída de tensión en máxima en el cableado de la instalación (%).

Una vez determinada la sección de conductor, comprobaremos que la intensidad de circulación es menor que el máximo admisible según el REBT.

# ANEJO Nº VII

# Simulaciones

## 1.0 Opción 1: Sistema fotovoltaico aislado de la red.

Para realizar el dimensionado de la instalación fotovoltaica aislada a través del programa PVsyst, seguiremos los siguientes pasos:

- Seleccionamos la opción ¨Diseño de Proyectos¨ y elegimos el sistema ¨Aislado¨

Ilustración 40 Página principal *PVsyst*.

- Introducir los datos sobre el proyecto a diseñar y elegimos los datos importados anteriormente.

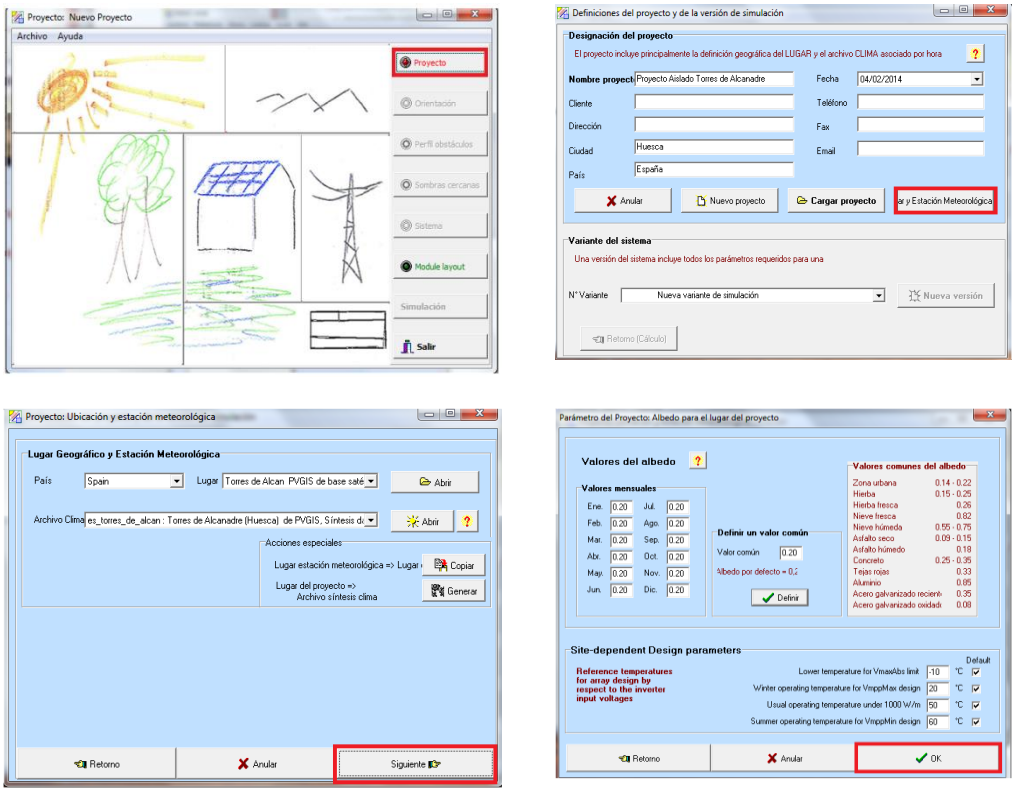



Ilustración 42 Página secundaria PVsyst

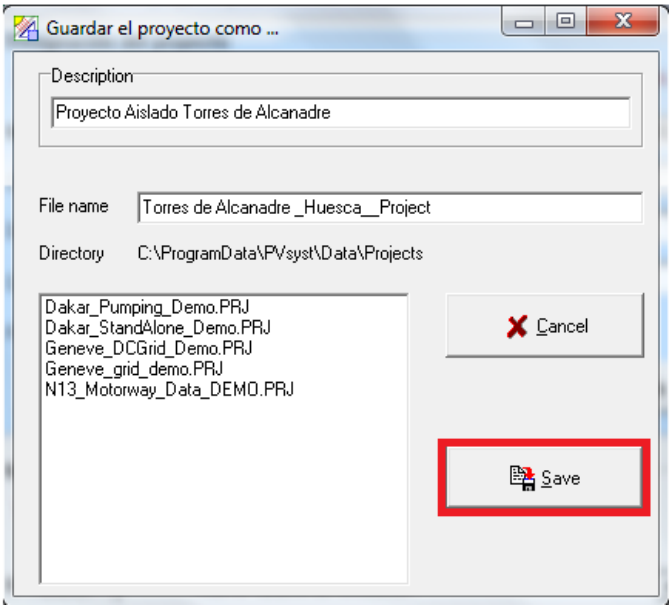



Ilustración 43 Página de guardado PVsyst

- Seleccionamos ¨Orientación¨ para indicar el tipo de estructura empleada (plano inclinado fijo) y su posición (dirección sur).

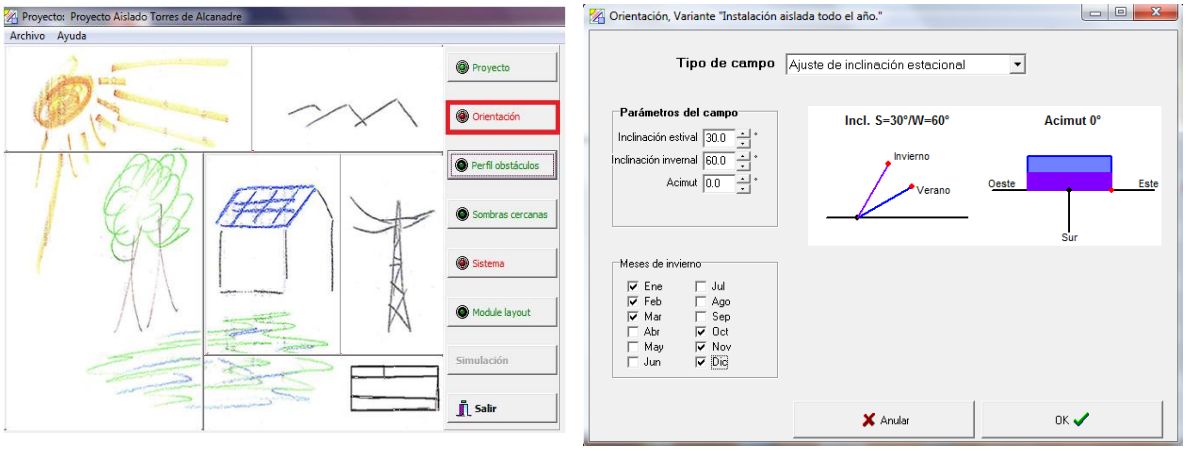



Ilustración 44 Página inclinación solar PVsyst

Se va a estudiar el **uso de estructuras fija sin movimiento en ningún eje o emplear estructuras fijas con un eje de movimiento para mejorar la producción eléctrica de los paneles**, pudiéndose ajustar los paneles para 2 posiciones, invierno y verano. Estas estructuras vienen detalladas en el anejoX con las fichas técnicas de todas las estructuras a instalar.

La inclinación de los módulos en caso de ser uno solo ser fijo en suelo sin opción de movimiento en ningún eje será de 60º debido a que el consumo eléctrico es bastante homogéneo a lo largo del año por lo que intentaremos maximizar la producción eléctrica en los meses invernales que son los que menos irradiación reciben a costa de reducir la producción estival.

En la segunda opción, la inclinación de los módulos será de 60º para los meses de invierno (Octubre – Marzo) y de 30º para los meses de verano (Abril – Septiembre) ya que de esta manera conseguimos maximizar las producciones. Esto permitirá un aumento considerable de la radiación directa que incidirá sobre los módulos fotovoltaicos.

| Mes | Irradiación Horizontal (kW/m2/día) | α óptimo | Irradiación a α = 30º (kW/m2/día) | Irradiación a α = 60º (kW/m2/día) |
|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 1930 | 65 | 3220 | 3810 |
| **Febrero** | 3160 | 58 | 4830 | 5400 |
| **Marzo** | 4590 | 46 | 5930 | 5950 |
| **Abril** | 5720 | 30 | 6360 | 5650 |
| **Mayo** | 6710 | 17 | 6730 | 5400 |
| **Junio** | 7600 | 8 | 7260 | 5500 |
| **Julio** | 7700 | 12 | 7540 | 5820 |
| **Agosto** | 6580 | 24 | 7040 | 5980 |
| **Septiembre** | 5190 | 40 | 6370 | 6130 |
| **Octubre** | 3520 | 54 | 5000 | 5360 |
| **Noviembre** | 2290 | 63 | 3770 | 4410 |
| **Diciembre** | 1730 | 66 | 2980 | 3580 |

**Tabla 9 Irradiación mensual según inclinación del soporte fotovoltaico (kW/m2/día). Fuente: PVGIS**

**Ilustración 45 Estructuras fijas con movimiento en un eje para posición de invierno y verano, respectivamente.**

Ilustración 46 Vista lateral y 3D detallada de la estructura fija (60º)

El siguiente paso va a ser calcular los elementos de la instalación comenzando por los módulos solares.

### 1.1.1 Elección de los módulos solares.

El número de paneles solares necesarios se va a obtener partiendo de las necesidades energéticas de la explotación, a partir de la siguiente expresión:

$$NP = \frac{E\ (W.h)}{Wp\ x\ Rto\ x\ HPS}$$

Siendo:

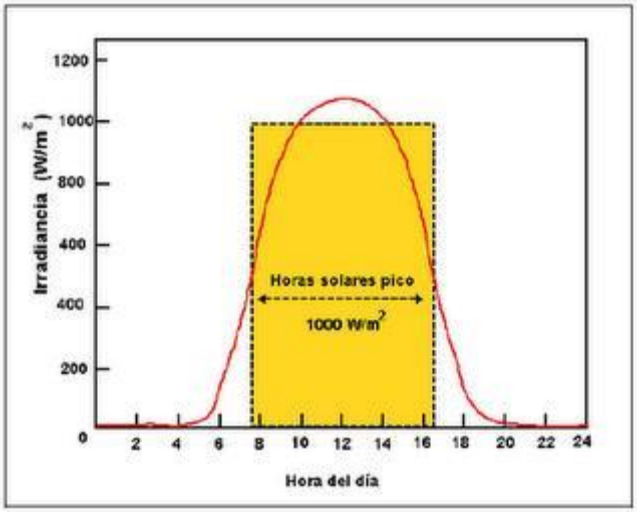
E (W.h): La potencia diaria requerida por la explotación

Wp (W): La potencia pico de cada panel fotovoltaico.

Rto (%): El rendimiento global de la instalación.

HPS (h): El número de horas pico solar.

De esta forma podemos estimar un número orientativo de paneles fotovoltaicos que más adelante ajustaremos mediante *PVsyst*. En referencia a las horas pico, definidas como las horas de luz solar por día equivalente, también pueden definirse en base a una irradiancia I (kW/m2) constante de 1kW/m2, a la cual está siempre medida la potencia de los paneles fotovoltaicos comerciales. De este modo se consigue estandarizar la curva diaria de irradiancia solar.




Gráfica 5 Definición de Horas Pico Solar (HPS)

Como puede observarse en la gráfica 5, el área definida por el rectángulo (irradiación en base a las horas de pico solar) es igual al área definida por la curva horaria de irradiación real.

Calculamos las HPS a partir de la siguiente fórmula:

$$H\ (kWh/m2\ día) = I\ (1\ kWh/m2) \times HPS\ (h)$$

Donde H (kWh/m2) es la irradiación solar diaria media en superficie inclinada del lugar. Éste valor de irradiación podrá ser obtenido desde diferentes fuentes de datos existentes como IDEA, PVGIS, Atlas de Aragón, NASA….

Para obtener este dato empleamos otra vez el soporte informático PVGIS, que lo determina a partir de valores estadísticos de la zona. Para que nos proporcione los datos deseados introducimos las coordenadas de la parcela donde se sitúa la explotación, seleccionamos la opción “radiación sobre el ángulo seleccionado” (donde calcularemos para inclinaciones de 30 y 60º) y presionamos el botón “calcular”.

Obtenemos los siguientes resultados de las HPS diarias de cada mes:

| Mes | Irradiación a α = 30º (kW/m2/día) | Irradiación a α = 60º (kW/m2/día) | Horas Pico Solar (HPS) |
|---|---|---|---|
| **Enero** | | 3810 | 3,81 |
| **Febrero** | | 5400 | 5,40 |
| **Marzo** | | 5950 | 5,95 |
| **Abril** | 6360 | | 6,30 |
| **Mayo** | 6730 | | 6,73 |
| **Junio** | 7260 | | 7,26 |
| **Julio** | 7540 | | 7,54 |
| **Agosto** | 7040 | | 7,04 |
| **Septiembre** | 6370 | | 6,37 |
| **Octubre** | | 5360 | 5,36 |
| **Noviembre** | | 4410 | 4,41 |
| **Diciembre** | | 3580 | 3,58 |

Tabla 10 Horas picos solar (HPS) en la localización de la explotación por mes (h) para la instalación con inclinación variable. Fuente: PVGIS

La explotación por tanto necesitará la instalación de un número determinado de módulos fotovoltaicos para satisfacer las necesidades. Estos módulos estarán conectados en serie y en paralelo. Los módulos escogidos son **MÓDULO POLIICRISTALINO PEVAFERSA IP-250**, cuyas fichas técnicas aparecen en el Anexo X en más detalle.

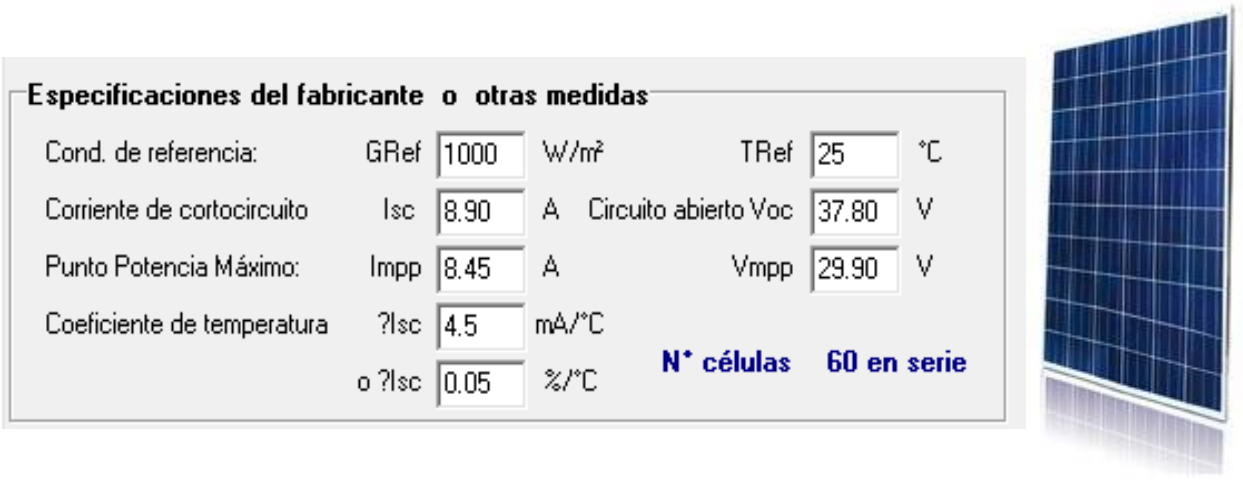



Tabla 11 Información técnica del modelo fotovoltaico ISF-250P.

Por tanto el número de éste tipo de módulos fotovoltaicos para satisfacer las necesidades eléctricas diarias en cada mes sería el siguiente:

| Mes | Consumo total diario (kWh) | Potencia pico (W) | Rto (%) | HPS (h) | NP |
|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 25,16 | 250 | 75 | 3,81 | 35,2 |
| **Febrero** | 27,86 | 250 | 75 | 5,40 | 27,5 |
| **Marzo** | 27,10 | 250 | 75 | 5,95 | 24,3 |
| **Abril** | 28,00 | 250 | 75 | 6,30 | 23,7 |
| **Mayo** | 29,03 | 250 | 75 | 6,73 | 23,0 |
| **Junio** | 30,00 | 250 | 75 | 7,26 | 22,0 |
| **Julio** | 30,97 | 250 | 75 | 7,54 | 21,9 |
| **Agosto** | 30,97 | 250 | 75 | 7,04 | 23,5 |
| **Septiembre** | 28,00 | 250 | 75 | 6,37 | 23,4 |
| **Octubre** | 27,10 | 250 | 75 | 5,36 | 27,0 |
| **Noviembre** | 27,00 | 250 | 75 | 4,41 | 32,7 |
| **Diciembre** | 26,13 | 250 | 75 | 3,58 | 38,9 |

Tabla 12 Numero de módulos fotovoltaicos necesarios mensualmente en una instalación fotovoltaica aislada.

Elegiremos por tanto el mes con mayor número de paneles fotovoltaicos requeridos, que en nuestro caso sería diciembre con la necesidad de 39 módulos o paneles fotovoltaicos, sin embargo calcularemos para 40 para poder obtener una instalación simétrica que facilite su diseño.

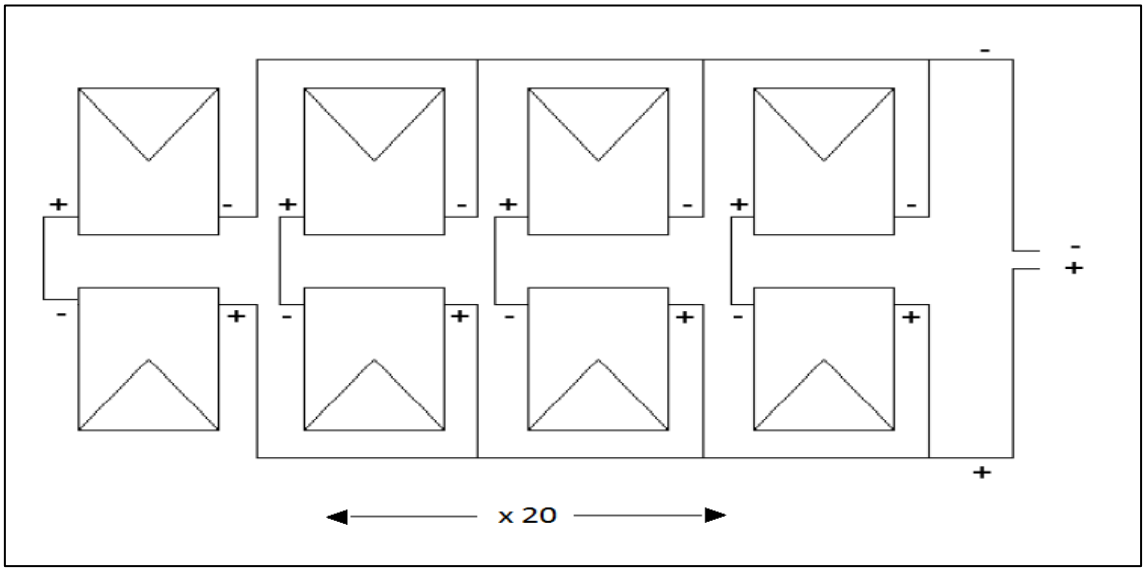
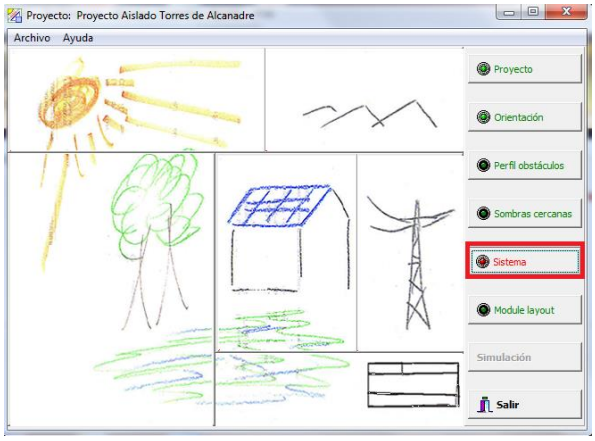
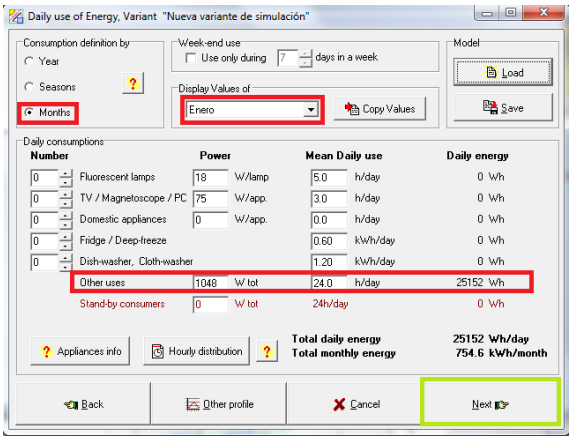


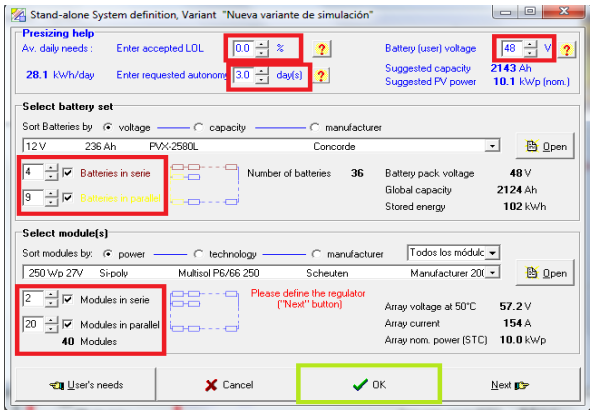

Ilustración 47 Esquema instalación de los módulos solares en la opción aislada.

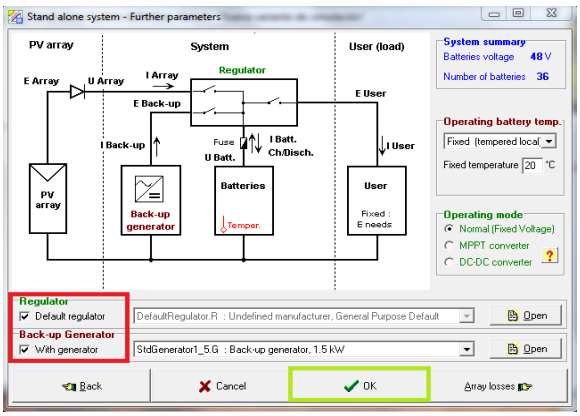
### 1.1.2 Simulación de la instalación fotovoltaica aislada.

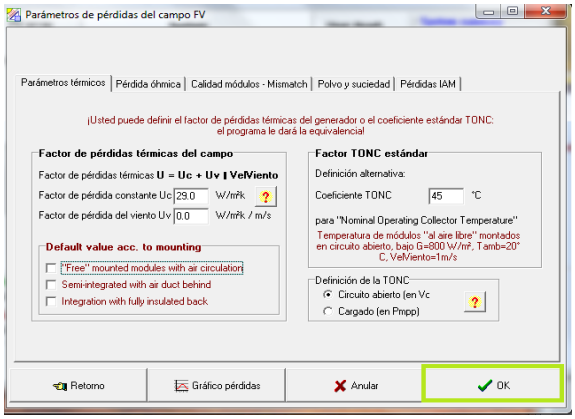
Así, tras el cálculo de los módulos necesarios, comenzamos la simulación de la instalación aislada mediante

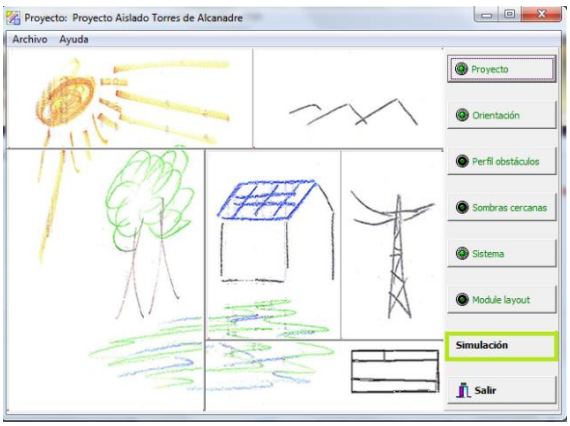


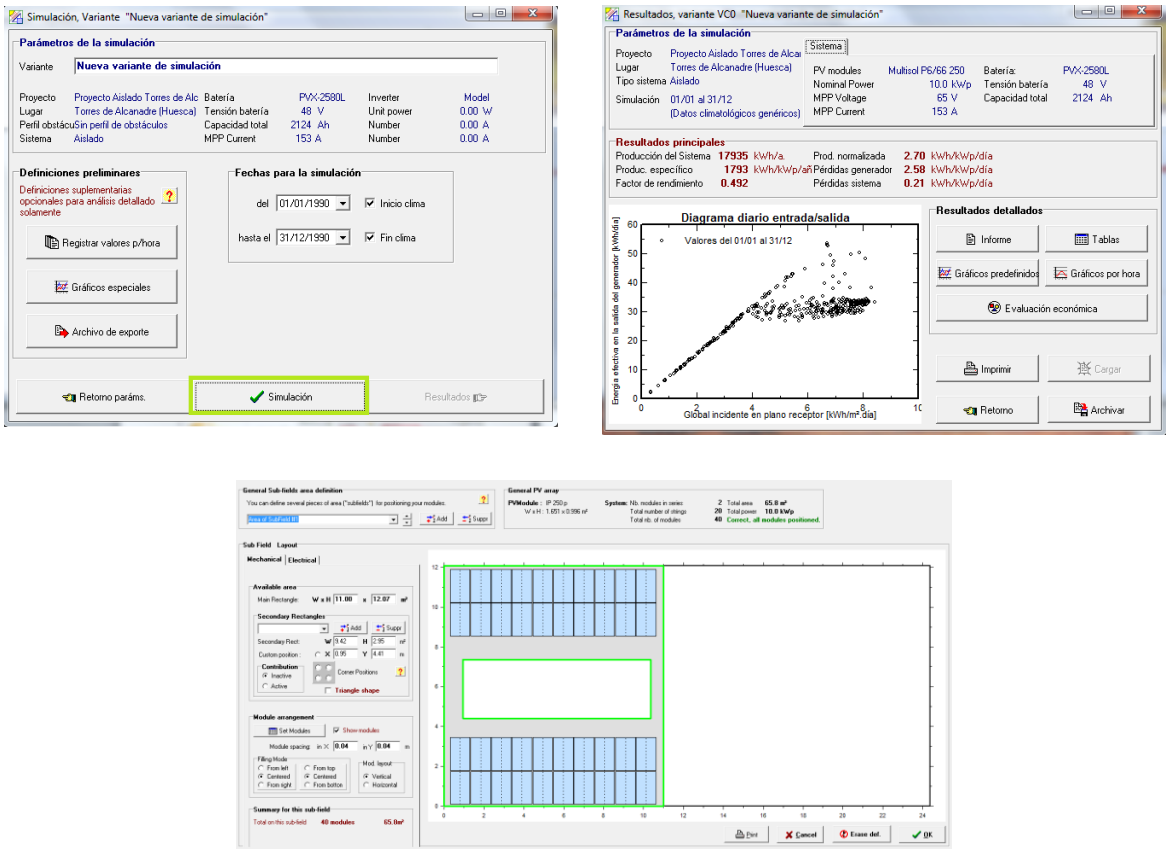



Ilustración 48 Páginas simulación PVsyst

No se utilizarán seguidores solares sino que utilizaremos soportes fijos con 2 inclinaciones disponibles para verano e invierno. Los soportes tienen capacidad para 2 filas de paneles y para 5-6 paneles entre cada soporte, por lo que la distribución quedaría de la siguiente forma:

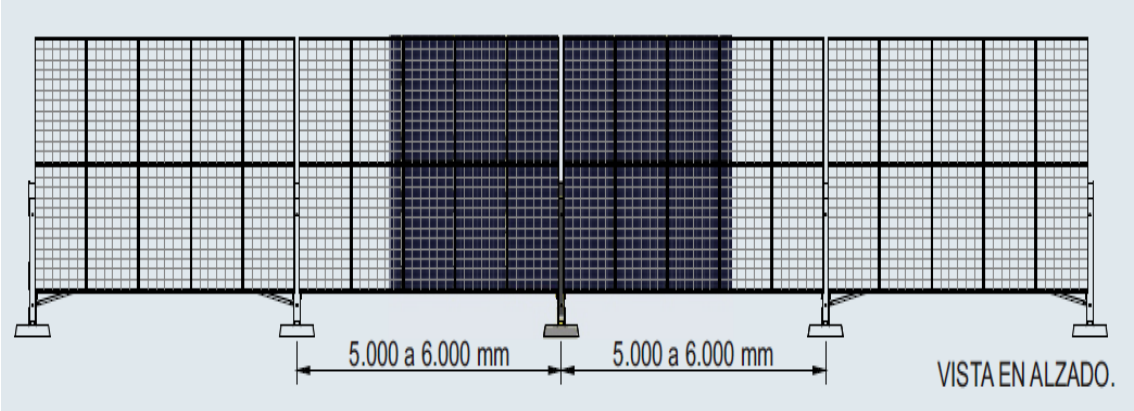



Ilustración 49 Vista en alzado de la configuración de los paneles y soportes fotovoltaicos.

Cada módulo fotovoltaico tiene una superficie de 1,66 x 0,994 m y como se puede observar en la figura anterior, las medidas de la superficie del soporte fotovoltaico serán de 3,33 y 19,88 m

(66,20 m2), por los que cumple a la perfección con las medidas máximas toleradas por el soporte.

Estos soportes divididos en 2 grupos de 2 soportes con 5 paneles cada uno irán instalados en la parcela adyacente a la explotación.

Una vez conocidos el número y tamaño de los soportes fotovoltaicos hay que establecer la distancia mínima entre ellos para que no se produzca un sombreado excesivo, pero que no sea demasiado grande para que el gasto en cableado no resulte elevado.

### 1.1.3 Distancia entre soportes.

Para calcular la distancia entre los soportes es necesario conocer la altura de los mismos. Pero dicha altura variará en función de la inclinación y del tamaño. Para calcular la altura (h) en función de la inclinación (β) y del tamaño del seguidor (a) en metros, se utiliza la siguiente ecuación:

$$h = a \times \text{sen } \beta$$

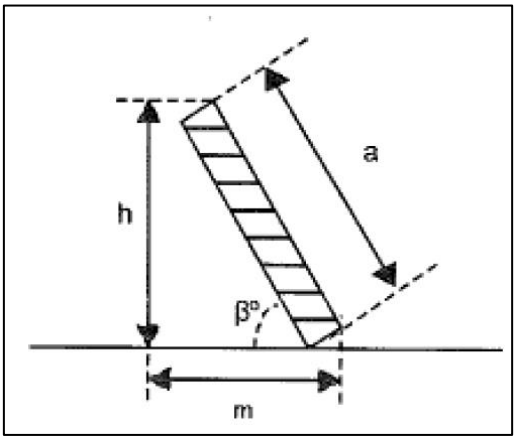



Ilustración 50 Cálculo de la altura del seguidor solar.

Como se acaba de indicar, el soporte fotovoltaico estará formado a lo ancho por cinco paneles de 0,994 metros cada uno y 2 filas de paneles de 1,66 metros. Pero los paneles no se apoyan directamente sobre el suelo, si no que están elevados unos centímetros este.

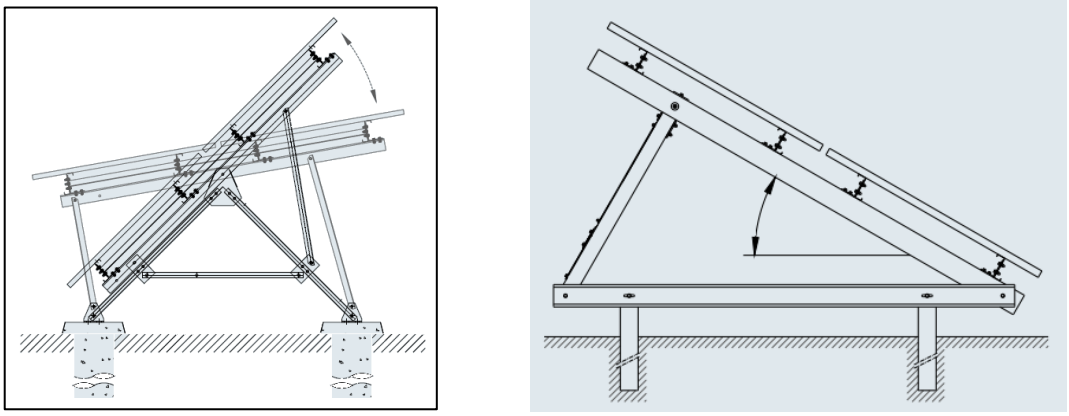


Ilustración 51 Vista lateral del soporte fotovoltaico en las posiciones invernales y estivales; y del soporte fijo.

La altura de estos puede oscilar entre varios centímetros desde la parte inferior de los paneles fotovoltaicos hasta el suelo en la posición invernal hasta 1 metros para la posición estival como se puede observar en el anexo VII, por lo que para los cálculos tomamos la más desfavorable, que sería la posición invernal.

Tomaremos una distancia desde el suelo hasta el panel de 25 cm y un ángulo β de inclinación de 30º, óptima para la latitud en la que se encuentra nuestra explotación durante el verano, y 60º para el invierno. Por ello la altura total del soporte fotovoltaico será la siguiente:

$$L = 1{,}66 \times 2 = 3{,}32 \text{ m}$$

$$h = 3{,}32 \times \text{sen } 30 = 1{,}66 \text{ m}$$

$$H = 1{,}66 + 0{,}25 = 1{,}91 \text{ m}$$

Por tanto tomaremos 1,91 m la altura del soporte fotovoltaico en la condición más desfavorable para calcular la distancia entre soportes. Esta distancia puede ser calculada según dos métodos:

- Método del día más desfavorable: Visto anteriormente, durante el mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior se proyecte (como máximo) sobre la arista inferior de la fila siguiente.

  El día más desfavorable es el 21 de Diciembre (hemisferio Norte), donde la altura solar es mínima y al mediodía solar vale $\mathbf{h_0}$.

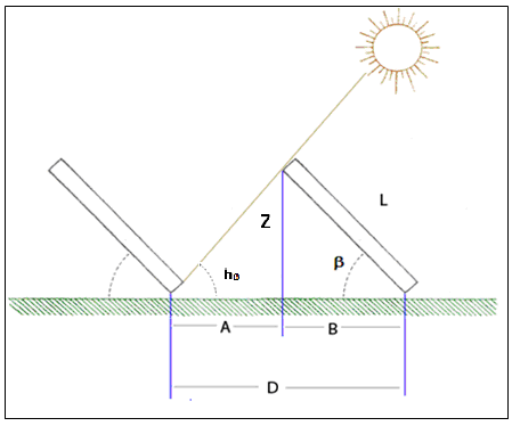



Ilustración 52 Esquema distancia mínima según el método del día más desfavorable.

$$h_0 = (90º - \text{Latitud lugar}) - 23{,}5º$$

$$D = A + B = Z/tg\,(h_0) + Z/tg\,(\beta) = L\,sen\,(\beta)/tg\,(h_0) + L\,sen\,(\beta)/tg\,(\beta)$$

$$\mathbf{D = L\,(sen\,(\beta)/\,tg\,(h_0) + cos\,(\beta))}$$

- Método según el CTE: La distancia d, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garantice al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

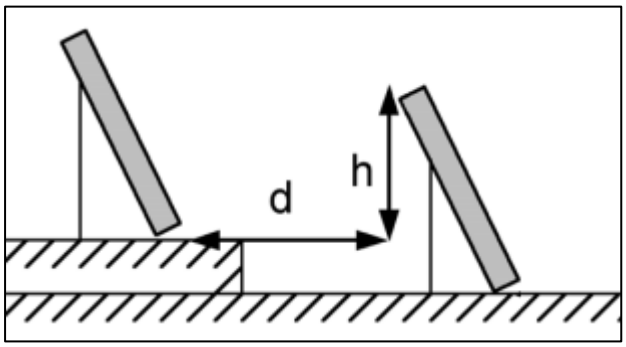



Ilustración 53 Esquema distancia mínima según el método del CTE.

h = diferencia de alturas entre paneles.

$$\mathbf{d = h\,/\,tg\,(61 - Latitud)}$$

Comparando los dos métodos hay que tener en cuenta que no pueden compararse directamente ya que las distancias que se obtienen desde distintos puntos de referencia. El segundo es más restrictivo que el primerio por lo que deberemos decidir que método de distancia mínima utilizar según la disponibilidad de espacio y según la posible solicitud de subvenciones para las cuales tendremos siempre que implementar el método del CTE.

Aplicando las formulas anteriores a nuestra explotación situada en una latitud 42º y con una inclinación de paneles de 30º obtenemos los siguientes resultados para cada método:

| | Método día menos favorable | Método CTE |
|---|---|---|
| D min | 7,52 m | 8,70 m |

Tabla 13 Distancia mínima entre soportes según cada método cuando los paneles están a 30º de inclinación.

Aplicando las formulas anteriores a nuestra explotación situada en una latitud 42º y con una inclinación de paneles de 60º obtenemos los siguientes resultados para cada método:

| | Método día menos favorable | Método CTE |
|---|---|---|
| D min | 8,66 m | 11,25 m |

Tabla 14 Distancia mínima entre soportes según cada método cuando los paneles están a 60º de inclinación.

En nuestro caso tomaremos como distancia mínima 12 m, debido a la inexistencia de una limitación de espacio para la instalación fotovoltaica, además comprobaremos mediante la simulación de sombreado del software PVSyst que no se produce ningún sombreado sobre cualquiera de los módulos fotovoltaicos a lo largo del día más desfavorable (21 de Diciembre)

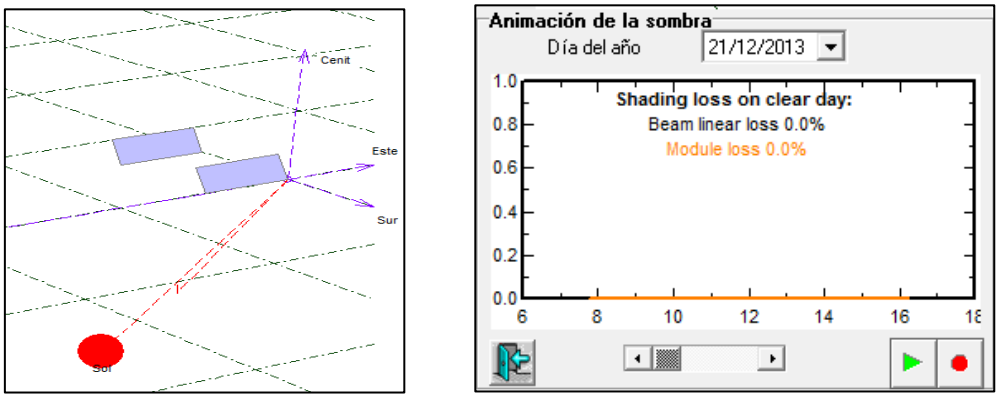



Ilustración 54 Comprobación de ausencia de sombreado en la instalación fotovoltaica en el día más desfavorable.

### 1.1.4 Orientación y sombreado.

El siguiente paso es conocer el sombreado de los captadores, el cual se va a determinar con ayuda del PVsyst. Para ello se clica en la pestaña "Sombras cercanas" de la pantalla de opciones del programa donde podemos realizar una construcción tridimensional de la explotación y calcular las pérdidas ocasionadas por el sombreamiento de las estructuras presentes en ésta sobre los captadores fotovoltaicos.

Ilustración 55 Zona de instalación de la instalación fotovoltaica.

En nuestro caso las perdidas por sombreamiento serán nulas debido a la ausencia de edificaciones demasiado cercanas como para producir sombreamiento sobre los captadores solares y la separación suficiente entre cada cadena de módulos.

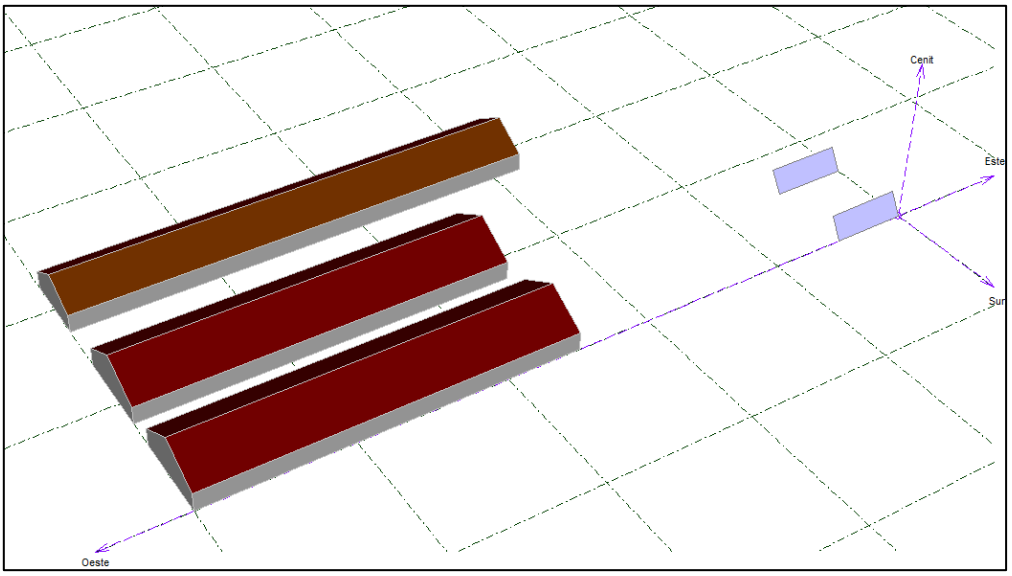



Ilustración 56 Imagen 3D producida en PVSyst de la instalación fotovoltaica.

### 1.1.5 Producción.

Una vez determinado el número de módulos solares que comprenderá la instalación se procede al cálculo de la energía generada por los mismos. Este cálculo lo realiza el soporte informático PVsyst de forma automática y compararemos los diferentes resultados obtenidos dependiendo de la base de datos utilizada (PVGIS o Meteonorm) y de la inclinación de los módulos (fija o variable).

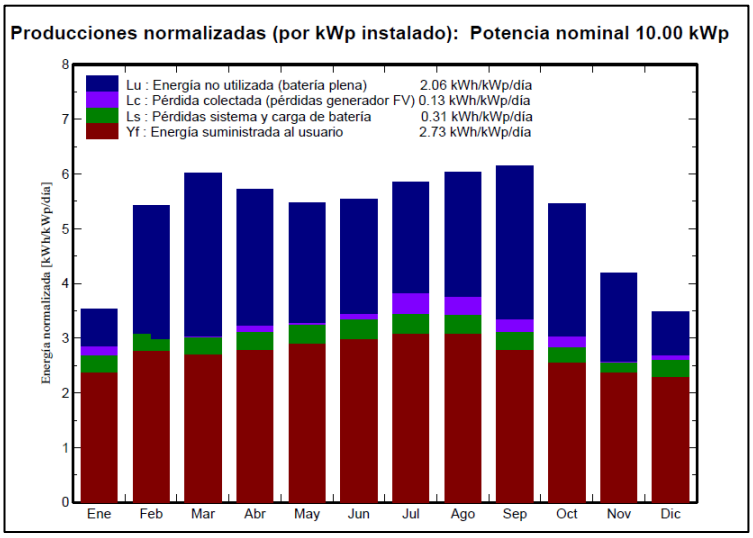
#### 1.1.5.1 Base de datos PVGIS e inclinación fija (60º).

**Balances y resultados principales**

| | GlobHor kWh/m² | GlobEff kWh/m² | E Avail MWh | EUnused MWh | E User MWh | E Load MWh | SolFrac |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 59.8 | 107.3 | 1.003 | 0.209 | 0.779 | 0.780 | 0.945 |
| **Febrero** | 91.6 | 148.8 | 1.513 | 0.683 | 0.779 | 0.780 | 0.999 |
| **Marzo** | 142.3 | 181.6 | 1.812 | 0.920 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Abril** | 171.6 | 165.7 | 1.634 | 0.744 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Mayo** | 208.0 | 163.1 | 1.627 | 0.675 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Junio** | 227.7 | 159.4 | 1.578 | 0.629 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Julio** | 238.7 | 174.1 | 1.641 | 0.627 | 0.958 | 0.960 | 0.998 |
| **Agosto** | 204.0 | 180.2 | 1.719 | 0.706 | 0.959 | 0.960 | 0.999 |
| **Septiembre** | 155.7 | 179.0 | 1.730 | 0.839 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Octubre** | 109.1 | 165.5 | 1.593 | 0.751 | 0.839 | 0.840 | 0.944 |
| **Noviembre** | 68.7 | 123.5 | 1.215 | 0.483 | 0.809 | 0.810 | 0.882 |
| **Diciembre** | 53.6 | 105.9 | 1.015 | 0.242 | 0.810 | 0.810 | 0.880 |
| Año | 1730.7 | 1854.0 | 18.079 | 7.508 | 10.249 | 10.260 | 0.972 |

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

Tabla 15 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos PVGIS e inclinación fija)




Gráfica 6 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst.(Base de datos PVGIS e inclinación fija)

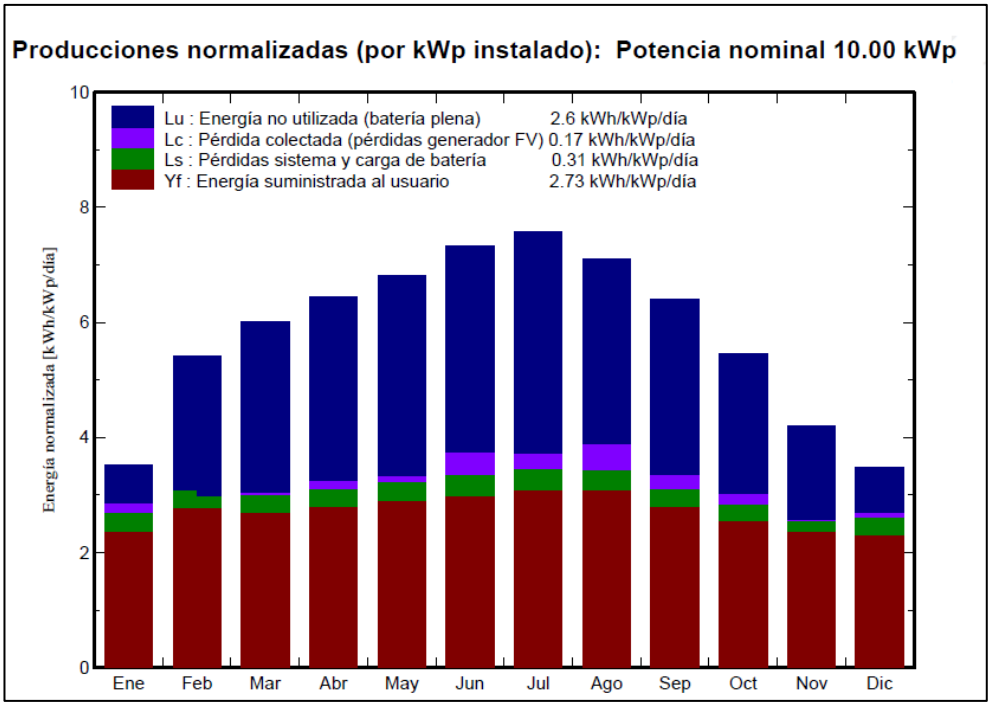
### 1.1.5.2 Base de datos PVGIS e inclinación estacional variable.

**Balances y resultados principales**

| | GlobHor kWh/m² | GlobEff kWh/m² | E Avail MWh | EUnused MWh | E User MWh | E Load MWh | SolFrac |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 59.8 | 107.3 | 1.003 | 0.209 | 0.779 | 0.780 | 0.945 |
| **Febrero** | 91.6 | 148.8 | 1.513 | 0.683 | 0.779 | 0.780 | 0.999 |
| **Marzo** | 142.3 | 181.6 | 1.812 | 0.920 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Abril** | 171.6 | 187.8 | 1.847 | 0.955 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Mayo** | 208.0 | 205.2 | 2.034 | 1.078 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Junio** | 227.7 | 213.5 | 2.028 | 1.073 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Julio** | 238.7 | 228.1 | 2.206 | 1.187 | 0.958 | 0.960 | 0.998 |
| **Agosto** | 204.0 | 214.0 | 2.008 | 0.992 | 0.958 | 0.960 | 0.999 |
| **Septiembre** | 155.7 | 186.8 | 1.806 | 0.915 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Octubre** | 109.1 | 165.5 | 1.593 | 0.751 | 0.839 | 0.840 | 0.944 |
| **Noviembre** | 68.7 | 123.5 | 1.215 | 0.483 | 0.809 | 0.810 | 0.882 |
| **Diciembre** | 53.6 | 105.9 | 1.015 | 0.242 | 0.810 | 0.810 | 0.880 |
| Año | 1730.7 | 2068.1 | 20.079 | 9.488 | 10.248 | 10.260 | 0.972 |

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

Tabla 16 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos PVGIS e inclinación variable)




Gráfica 7 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst. (Base de datos PVGIS e inclinación Variable)

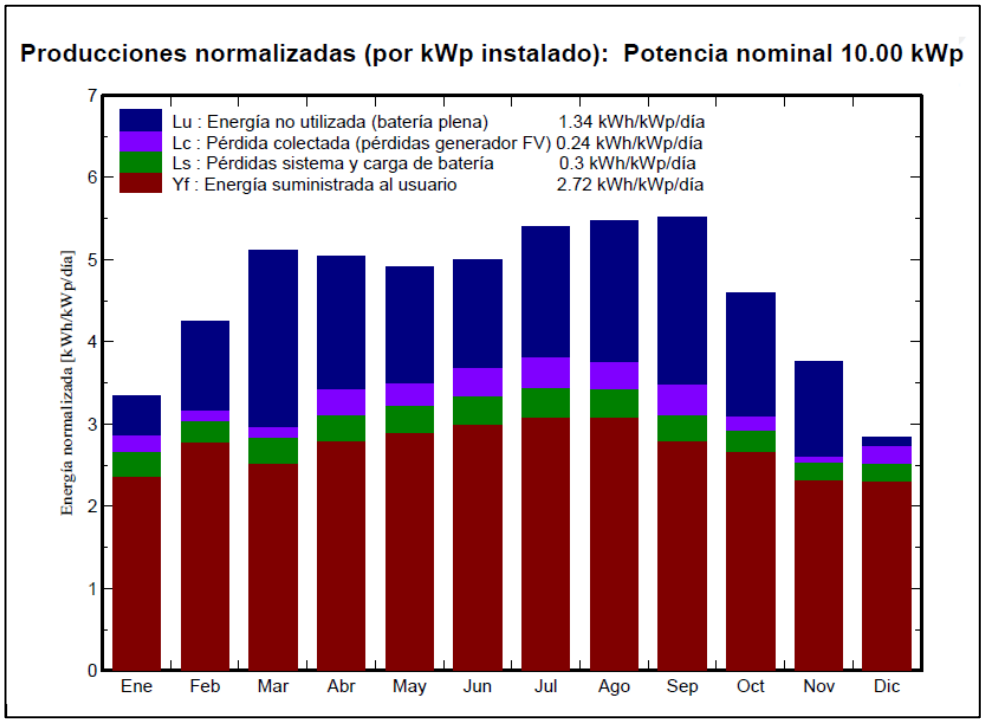
### 1.1.5.3 Base de datos Meteonorm e inclinación fija (60º).

**Balances y resultados principales**

| | GlobHor kWh/m² | GlobEff kWh/m² | E Avail MWh | EUnused MWh | E User MWh | E Load MWh | SolFrac |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 54.8 | 101.6 | 0.936 | 0.147 | 0.779 | 0.780 | 0.939 |
| **Febrero** | 75.2 | 116.4 | 1.114 | 0.302 | 0.780 | 0.780 | 0.999 |
| **Marzo** | 128.1 | 154.2 | 1.503 | 0.666 | 0.839 | 0.840 | 0.929 |
| **Abril** | 157.6 | 145.8 | 1.371 | 0.484 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Mayo** | 190.2 | 146.3 | 1.384 | 0.440 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Junio** | 204.8 | 143.9 | 1.340 | 0.391 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Julio** | 217.3 | 160.5 | 1.500 | 0.491 | 0.959 | 0.960 | 0.999 |
| **Agosto** | 187.7 | 163.2 | 1.540 | 0.529 | 0.958 | 0.960 | 0.999 |
| **Septiembre** | 141.9 | 160.5 | 1.498 | 0.608 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Octubre** | 97.1 | 139.2 | 1.328 | 0.463 | 0.839 | 0.840 | 0.984 |
| **Noviembre** | 60.8 | 110.7 | 1.068 | 0.344 | 0.809 | 0.810 | 0.860 |
| **Diciembre** | 45.5 | 86.5 | 0.778 | 0.031 | 0.810 | 0.810 | 0.883 |
| Año | 1560.9 | 1628.7 | 15.357 | 4.895 | 10.251 | 10.260 | 0.967 |

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

Tabla 17 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos Meteonorm e inclinación fija)




Gráfica 8 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst. (Base de datos Meteonorm e inclinación fija)

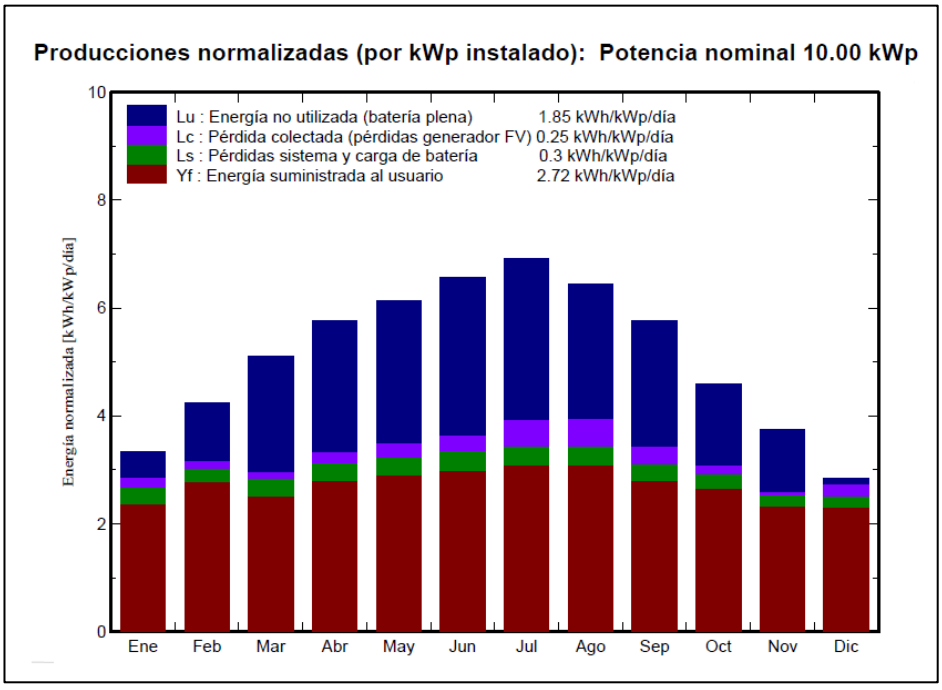
### 1.1.5.4 Base de datos Meteonorm e inclinación estacional variable.

**Balances y resultados principales**

| | GlobHor kWh/m² | GlobEff kWh/m² | E Avail MWh | EUnused MWh | E User MWh | E Load MWh | SolFrac |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 54.8 | 101.6 | 0.936 | 0.147 | 0.779 | 0.780 | 0.939 |
| **Febrero** | 75.2 | 116.4 | 1.114 | 0.302 | 0.780 | 0.780 | 0.999 |
| **Marzo** | 128.1 | 154.2 | 1.503 | 0.666 | 0.839 | 0.840 | 0.929 |
| **Abril** | 157.6 | 167.8 | 1.619 | 0.728 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Mayo** | 190.2 | 184.7 | 1.772 | 0.819 | 0.899 | 0.900 | 0.999 |
| **Junio** | 204.8 | 190.7 | 1.830 | 0.876 | 0.899 | 0.900 | 0.998 |
| **Julio** | 217.3 | 208.0 | 1.941 | 0.925 | 0.958 | 0.960 | 0.998 |
| **Agosto** | 187.7 | 194.0 | 1.791 | 0.773 | 0.958 | 0.960 | 0.998 |
| **Septiembre** | 141.9 | 168.0 | 1.588 | 0.698 | 0.839 | 0.840 | 0.999 |
| **Octubre** | 97.1 | 139.2 | 1.328 | 0.463 | 0.839 | 0.840 | 0.984 |
| **Noviembre** | 60.8 | 110.7 | 1.068 | 0.344 | 0.809 | 0.810 | 0.860 |
| **Diciembre** | 45.5 | 86.5 | 0.778 | 0.031 | 0.810 | 0.810 | 0.883 |
| Año | 1560.9 | 1821.8 | 17.265 | 6.770 | 10.249 | 10.260 | 0.967 |

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

Tabla 18 Balance energético en la instalación fotovoltaica aislada. (Base de datos Meteonorm e inclinación variable)




Gráfica 9 Producción normalizada de la instalación fotovoltaica aislada calculada con PVSyst. (Base de datos Meteonorm e inclinación variable)

### 1.1.5.5 Resumen de la producción eléctrica según base de datos e inclinación.

| Base de datos | Inclinación | Glob Hor kWh/m² | Glob Eff kWh/m² | E Avail MWh | E Unused MWh | E User MWh | E Load MWh | SolFrac |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **PVGIS** | **Fija (60º)** | 1730 | 1854 | 18,1 | 7,5 | 10204 | 10260 | 0,972 |
| **Meteonorm** | **Fija (60º)** | 1560 | 1628 | 15,4 | 4,9 | 10251 | 10260 | 0,967 |
| **PVGIS** | **Variable (30/60º)** | 1730 | 2068 | 20,1 | 9,5 | 10248 | 10260 | 0,972 |
| **Meteonorm** | **Variable (30/60º)** | 1560 | 1821 | 17,3 | 6,8 | 10249 | 10260 | 0,967 |

Tabla 19 Resumen de la producción eléctrica de la instalación calculada a través del PVSyst según base de datos e inclinación.

Tras comparar los diferentes datos obtenidos elegiremos la base de datos de **Meteonorm** ya que es la más limitante al mostrar una radiación incidente horizontal menor (1560 kWh/m2) que provoca por consiguiente una menor cantidad de energía disponible (15,4 MWh/año).

La inclinación que elegiremos será **fija (60º)** a lo largo de todo el año debido al exceso de energía existente sobre todo en los meses de verano donde existe un excedente eléctrico que no puede almacenarse en baterías por estar estas completamente cargadas. De esta manera conseguiremos reducir el coste de instalación consecuencia de un menor precio de los soportes que sostienen a los módulos fotovoltaicos.

### 1.1.6 Conexión serie-paralelo.

La instalación de los soportes y de los paneles fotovoltaicos de la instalación va a ser mixta, es decir, se va a conectar tanto en serie como en paralelo. La tensión del campo solar no podrá nunca ser superior a la del sistema, por lo que dividiendo la tensión nominal de los módulos escogidos se obtiene el número de paneles solares que podemos conectar en serie.

$$PS = \frac{Tensión\ del\ sistema}{Tensión\ del\ panel\ fotovoltaico} = \frac{48\ V}{24\ V} = 2 \text{ paneles en serie}$$

El resto de los paneles existentes en los soportes irán conectados en paralelo (20 módulos) para poder mantener un mismo valor de tensión en la instalación.

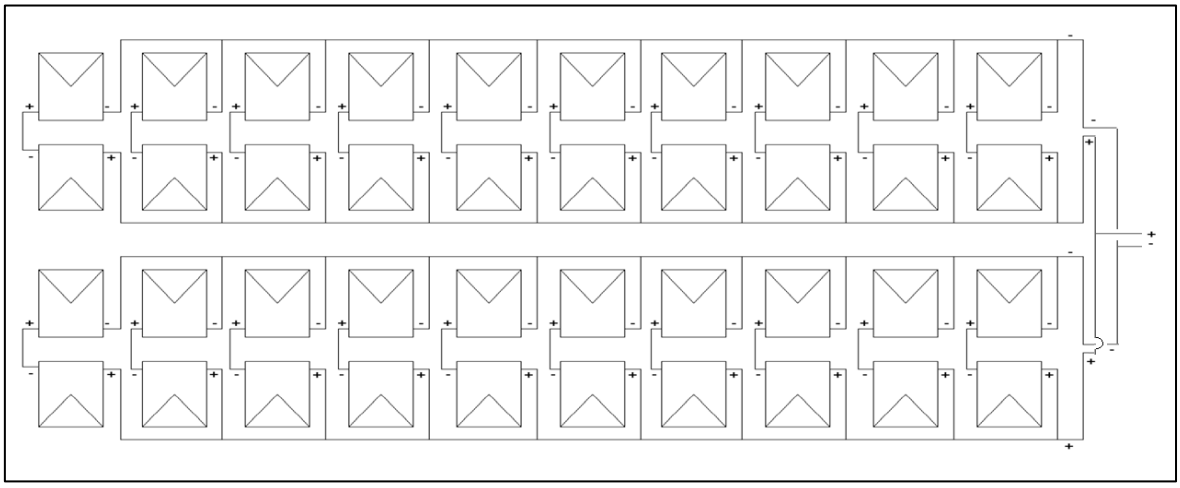


Ilustración 57 Esquema módulos fotovoltaicos en instalación aislada.

### 1.1.7 Elección del regulador

Para determinar el regulador de carga adecuado se debe calcular la corriente del regulador a partir de la corriente de cortocircuito de los paneles.

**I máx. del regulador > I máx. del campo de módulos**

$I_{CAMPO\ FOTOVOLTAICO} = I_{SC}$ . Nº de paneles en paralelo

$I_{CAMPO\ FOTOVOLTAICO} = 8{,}90\ (A) \cdot 20$

$I_{CAMPO\ FOTOVOLTAICO} =$ **178 A**

Instalaremos por tanto 3 reguladores en paralelo capaces de controlar ésta intensidad de campo. En nuestro caso elegiremos el modelo **Tristar TS60 de Morningstar**.

| Modelos regulador | TRISTAR TS 60 |
|---|---|
| **Tensión de funcionamiento** | 12,24,48 |
| **Intensidad nominal de carga** | 60 A |
| **Tensión máx. del campo FV** | 125 VCC |
| **Voltaje mínimo para operar** | 9 V |
| **Potencia de trabajo** | 4 KW |
| **Consumo propio** | 2,5 W |

Tabla 20 Características técnicas del regulador de carga de la instalación aislada.

### 1.1.8 Elección de las baterías

Como hemos visto en el anejo VI, para calcular el número de baterías necesarias es preciso determinar la capacidad (A·h) necesaria del banco de baterías. Para ello resulta necesario conocer los Ah necesarios al día del día con mayores consumos (31 Kwh/día en Julio y agosto), obtenidos a partir de la potencia generada por los paneles solares. Se decide dimensionar la instalación para una **autonomía de tres días (sin equipo auxiliar)** y **autonomía de un día (con equipo auxiliar)**. El cálculo del número de baterías necesarias se realiza mediante el uso de las siguientes expresiones.

#### 1.1.8.1 Autonomía de 3 días

$$\text{Capacidad necesaria al día (A.h)} = \frac{P\ diaria\ generada}{Tensión\ del\ sistema} = \frac{31000\ Wh}{48\ V} = 645{,}9\ \text{Ah/día}$$

$$\text{Capacidad necesaria (A.h)} = \frac{Ah\ necesarios\ al\ día\ x\ Dias\ autonomía\ (3\ días)}{Profundidad\ de\ descarga\ (0{,}6)} = 3230\ \text{Ah (C72)}$$

**Capacidad necesaria (A.h) = 3230 Ah (C72)**

Emplearemos la batería **OPzS Solar 1650**, cuyas características técnicas más importantes son las siguientes:

| Type | $C_6$ 1.75 Vpc | $C_{10}$ 1.80 Vpc | $C_{12}$ 1.80 Vpc | $C_{24}$ 1.80 Vpc | $C_{48}$ 1.80 Vpc | $C_{72}$ 1.80 Vpc | $C_{100}$ 1.85 Vpc | $C_{120}$ 1.85 Vpc | $C_{240}$ 1.85 Vpc |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| OPzS Solar 1650 | 1024 | 1174 | 1190 | 1290 | 1440 | 1540 | 1620 | 1650 | 1730 |

Tabla 21 Capacidad de descarga de la batería OPzS Solar 1650 a diferentes tiempos de descarga ¨C¨.

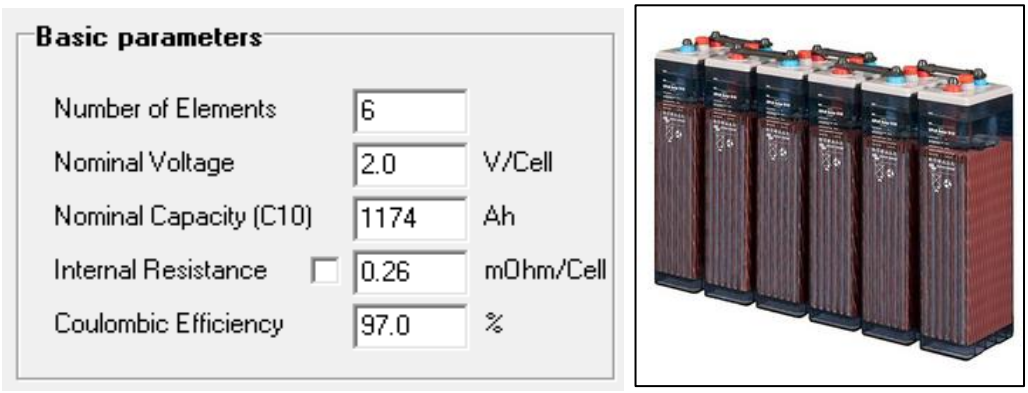



Tabla 22 Características técnicas de la batería OPzS Solar 1650 para la instalación aislada.

Una vez obtenida la capacidad del banco de baterías únicamente hay que dividir esta capacidad entre la capacidad nominal de la batería para obtener el número de acumuladores a conectar en paralelo

$$\text{Nº de baterías en paralelo} = \frac{Capacidad\ necesaria}{Capacidad\ de\ la\ batería} = \frac{3230\ Ah}{1540\ Ah} = \textbf{2 baterías}$$

Dividiendo la tensión del sistema entre la tensión de las baterías (12 V), se obtiene el número de acumuladores que debemos conectar en serie.

$$\text{Nº de baterías en serie} = \frac{Tensión\ del\ sistema}{Tensión\ de\ la\ batería} = \frac{48\ V}{12\ V} = 4 \text{ baterías}$$

Así aplicando los cálculos anteriores obtenemos la siguiente tabla con los requerimientos mensuales de baterías.

| Mes | Energía generada (kWh/día) | Capacidad necesaria C100 (Ah) | Baterías en serie | Baterías en paralelo | Baterías totales |
|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 25,16 | 2620 | 4 | 2 | 8 |
| **Febrero** | 27,86 | 2902 | 4 | 2 | 8 |
| **Marzo** | 27,10 | 2822 | 4 | 2 | 8 |
| **Abril** | 28,00 | 2916 | 4 | 2 | 8 |
| **Mayo** | 29,03 | 3024 | 4 | 2 | 8 |
| **Junio** | 30,00 | 3125 | 4 | 2 | 8 |
| **Julio** | 30,97 | 3230 | 4 | 2 | 8 |
| **Agosto** | 30,97 | 3230 | 4 | 2 | 8 |
| **Septiembre** | 28,00 | 296 | 4 | 2 | 8 |
| **Octubre** | 27,10 | 2822 | 4 | 2 | 8 |
| **Noviembre** | 27,00 | 2812 | 4 | 2 | 8 |
| **Diciembre** | 26,13 | 2721 | 4 | 2 | 8 |

**Tabla 23 Cálculo del número de baterías necesarias para cada mes en la instalación aislada con 3 día de autonomía.**

Como podemos observar en la figura anterior, el mes en el que más carga hay que acumular es julio. Durante este mes necesitamos un total de 8 packs de acumuladores, divididos en 2 grupos de 4 packs. En cada grupo se conectarán 4 packs de baterías en serie y 2 en paralelo. Ambos grupos estarán unidos en paralelo para obtener la tensión de dimensionado que en nuestro caso es 48 V y la capacidad de acumulación mínima de 3230 Ah.

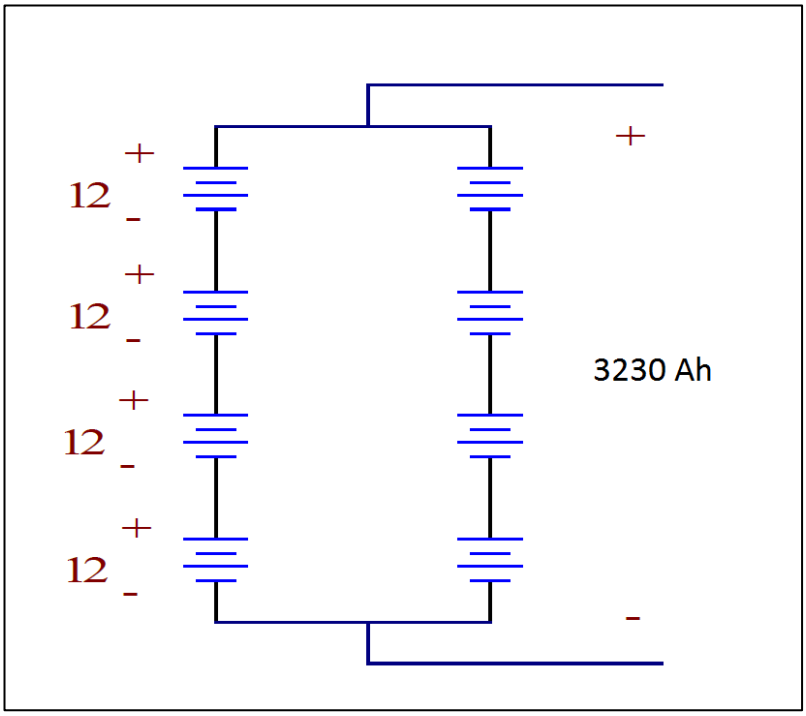



Ilustración 58 Esquema de instalación de un grupo de baterías en la opción aislada con 3 días de autonomía.

#### 1.1.8.1 Autonomía de 1 día (con equipo auxiliar).

$$\text{Capacidad necesaria al día (A.h)} = \frac{P\ diaria\ generada}{Tensión\ del\ sistema} = \frac{31000\ Wh}{48\ V} = 645{,}9\ \text{Ah/día}$$

$$\text{Capacidad necesaria (A.h)} = \frac{Ah\ necesarios\ al\ día\ x\ Dias\ autonomía\ (1\ días)}{Profundidad\ de\ descarga\ (0{,}6)} = 1076\ \text{Ah (C24)}$$

**Capacidad necesaria (A.h) = 1076 Ah (C24)**

Emplearemos la batería **OPzS Solar 1410**, cuyas características técnicas más importantes son las siguientes:

| Type | $C_6$ 1.75 Vpc | $C_{10}$ 1.80 Vpc | $C_{12}$ 1.80 Vpc | $C_{24}$ 1.80 Vpc | $C_{48}$ 1.80 Vpc | $C_{72}$ 1.80 Vpc | $C_{100}$ 1.85 Vpc | $C_{120}$ 1.85 Vpc | $C_{240}$ 1.85 Vpc |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| OPzS Solar 1410 | 888 | 1009 | 1024 | 1105 | 1225 | 1305 | 1380 | 1410 | 1440 |

Tabla 24 Capacidad de descarga de la batería OPzS Solar 1410 a diferentes tiempos de descarga ¨C¨.

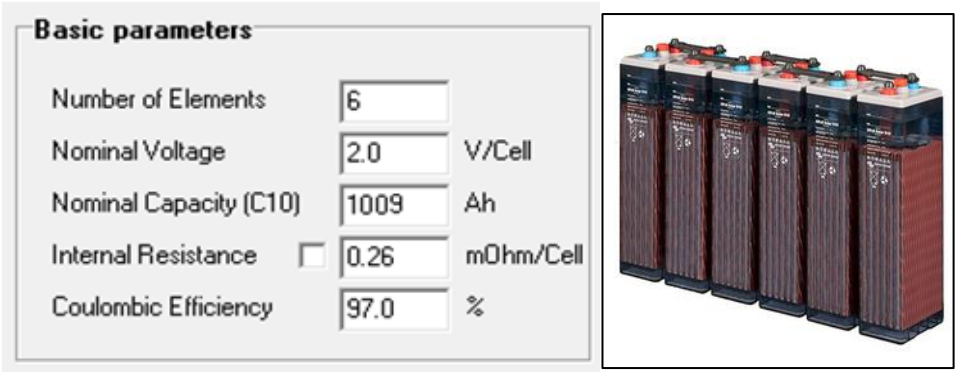



Tabla 25 Características técnicas de la batería OPzS Solar 1410 para la instalación aislada.

Una vez obtenida la capacidad del banco de baterías únicamente hay que dividir esta capacidad entre la capacidad nominal de la batería para obtener el número de acumuladores a conectar en paralelo

$$\text{Nº de baterías en paralelo} = \frac{Capacidad\ necesaria}{Capacidad\ de\ la\ batería} = \frac{1076\ Ah}{1105\ Ah} = \mathbf{1\ baterías}$$

Dividiendo la tensión del sistema entre la tensión de las baterías (12 V), se obtiene el número de acumuladores que debemos conectar en serie.

$$\text{Nº de baterías en serie} = \frac{Tensión\ del\ sistema}{Tensión\ de\ la\ batería} = \frac{48\ V}{12\ V} = 4\ \text{baterías}$$

Así aplicando los cálculos anteriores obtenemos la siguiente tabla con los requerimientos mensuales de baterías.

| Mes | Energía generada (kWh/día) | Capacidad necesaria C24 (Ah) | Baterías en serie | Baterías en paralelo | Baterías totales |
|---|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 25,16 | 874 | 4 | 1 | 4 |
| **Febrero** | 27,86 | 967 | 4 | 1 | 4 |
| **Marzo** | 27,10 | 941 | 4 | 1 | 4 |
| **Abril** | 28,00 | 972 | 4 | 1 | 4 |
| **Mayo** | 29,03 | 1008 | 4 | 1 | 4 |
| **Junio** | 30,00 | 1042 | 4 | 1 | 4 |
| **Julio** | 30,97 | 1075 | 4 | 1 | 4 |
| **Agosto** | 30,97 | 1075 | 4 | 1 | 4 |
| **Septiembre** | 28,00 | 972 | 4 | 1 | 4 |
| **Octubre** | 27,10 | 941 | 4 | 1 | 4 |
| **Noviembre** | 27,00 | 938 | 4 | 1 | 4 |
| **Diciembre** | 26,13 | 907 | 4 | 1 | 4 |

Tabla 26 Cálculo del número de baterías necesarias para cada mes en la instalación aislada con 1 día de autonomía.

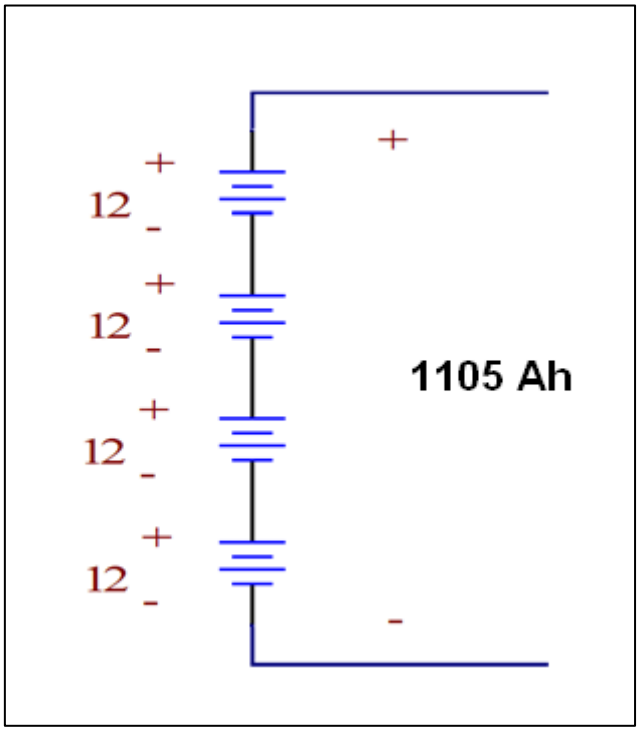



Ilustración 59 Esquema de instalación de un grupo de baterías en la opción aislada con 1 días de autonomía.

### 1.1.9 Elección del inversor.

En instalaciones fotovoltaicas aisladas se emplean los inversores para convertir la corriente continua, proveniente de las placas solares, en energía aceptada por los equipos consumidores finales. Además, deberá tener la capacidad de cargar las baterías en situaciones de descarga de las mismas.

La tensión de alimentación de los inversores solares para instalaciones aisladas tiene valores típicos de 12, 24 y 48 voltios. Por tanto, con el objetivo de disminuir el gasto en la instalación del cableado se decide emplear la mayor tensión posible, y así disminuir la intensidad transportada por los conductores y, por tanto, el diámetro de los mismos y su coste. Se emplean inversores solares de tensión nominal 48 V.

Una vez determinada la tensión se procede a determinar la potencia del inversor. Para ello hay que elegir el inversor cuya potencia de salida sea inmediatamente superior a la potencia de todos los equipos conectados. Como no se conoce la potencia de todos los equipos conectados se ha empleado como dato la potencia contratada, que como hemos dicho anteriormente es de **10,39 kW**.

Por tanto se instalarán 3 inversor/cargadores específicos para instalaciones aisladas **SCHNEIDER XANTREX XW4548-230-50.** La potencia total de salida a 25°C será de 18Kw,

superior a la potencia requerida. Estos tres inversores/cargadores irán conectados en paralelo.

| Especificaciones inversor | |
|---|---|
| **Modelo** | **Schneider XANTREX XW 4548** |
| **Rango tensión entrada (V DC)** | 44 - 64 V |
| **Frecuencia de salida** | Senosoidal 50 Hz |
| **Tensión de salida monofásica** | 230 V CA ± 3% |
| **Tensión salida trifásica** | 400/230 |
| **Potencia cont. de salida (W)** | 4500 |
| **Pico de potencia (W)** | 9000 (15 s) |
| **Intensidad de salida** | 19,6 |
| **Eficacia max.** | 95,6% |
| **Consumo en vacio** | 7 W |

Tabla 27 Especificaciones del inversor para la instalación FV aislada.

Los inversores irán ubicados en el interior de una caseta prefabricada de hormigón que dispondrá de ventilación adecuada, con el fin de disminuir al máximo las altas temperaturas que se genera. Como la tensión del sistema es menor de 75V podrán ir colocados en la misma caseta que los reguladores y las baterías, según ITC-BT-30.

### 1.1.10 Generador auxiliar.

La instalación dispondrá de un generador diésel auxiliar, para asegurarnos el abastecimiento de energía en casos de máxima descarga de las baterías. El propietario ya dispone de generador para abastecer a toda la explotación, por lo que no se considerará en el presupuesto.

En el momento en el que las baterías superen su profundidad máxima de descarga se enciende el generador, el cual inyecta corriente trifásica aguas abajo del inversor hasta que haya carga suficiente en las baterías, entonces se para el generador diésel y vuelve a suministrar corriente al inversor. Al llegar la corriente proveniente del generador diésel un relé mueve un conmutador que corta la corriente proveniente del inversor y da paso a la corriente del generador diésel.

Esto se puede deber al mal funcionamiento de las baterías o a que los módulos no sean capaces de suministrar la energía suficiente para abastecer las necesidades puntuales de consumo. Para la detección se emplean monitores de baterías BMV. Éstos disponen de un avanzado sistema de control de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Determina exactamente el estado de la carga de la batería.

### 1.1.11 Caseta eléctrica.

Se va a disponer en la instalación una caseta de hormigón prefabricado donde irán ubicados los cuadros de mando y protección, y los elementos de la instalación. Tendrá unas dimensiones de 6 x 4 metros exteriores. Estará situada en el interior de la explotación y en ella incluiremos los acumuladores, inversores, reguladores, cuadros de mando…

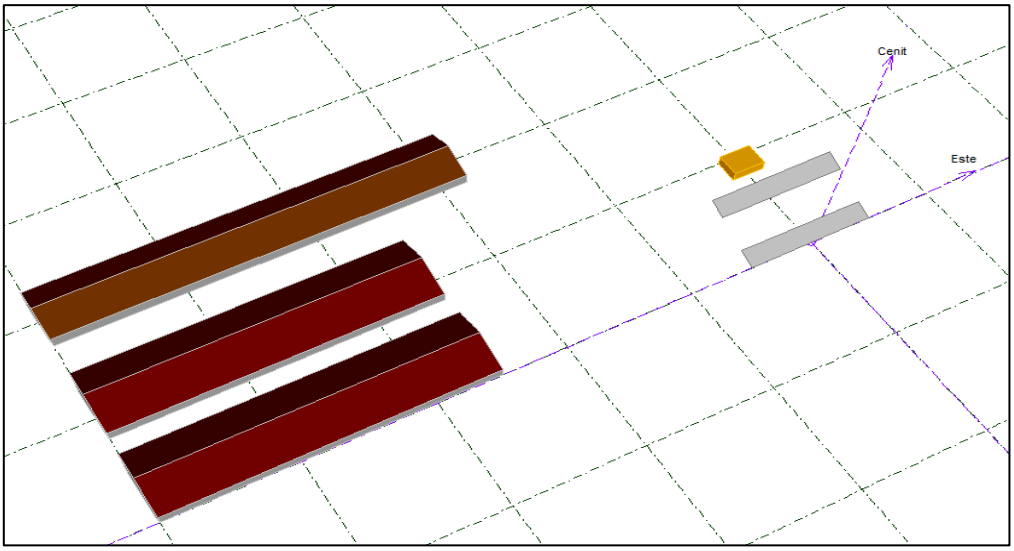



Ilustración 60 Localización de la caseta eléctrica en la explotación (8x4m).

Ilustración 61 Caseta prefabricada de hormigón.

La caseta de hormigón prefabricado tiene que tener capacidad para albergar los 8 packs (6 baterías cada uno) de baterías. Éstas tienen unas dimensiones 235 x 686 x 222 mm. Los acumuladores irán ubicados en un soporte con 2 alturas, por lo que en cada altura se colocarán 4 packs de baterías, distribuidos en 2 filas de 24 acumuladores cada una. Colocando las baterías pegadas una a otra, cada fila tendrá una longitud de 5,6 metros (24 baterías x 0,235 metros).

Por tanto la caseta de hormigón prefabricado tendrá una longitud de 6 metros. El ancho de la caseta será de 4 metros, para dejar suficiente espacio al resto de elementos de la instalación (generador, reguladores, inversores, cuadros, etc.), dejando un espacio de al menos 75 cm entre ellos y las baterías para poder realizar fácilmente su mantenimiento y sustitución, como indica la ITC-BT-30 del REBT.

Las baterías irán colocadas en un soporte que no se corroa con el ácido del electrolito y en una parte de la caseta a la que no lleguen directamente los rayos UV. Además se colocará una rejilla para asegurar su ventilación. Vamos a proceder al dimensionado de la rejilla para asegurar la renovación de aire que permita una mayor durabilidad de los equipos.

Al no utilizarse ventilación forzada, la superficie de entrada vendrá dada por la siguiente expresión:

$$S\ (cm^2) = 28 \times Qr / 1000$$

Donde Qr es el caudal de aire mínimo (en litros/hora) y se calcula en función de la intensidad de fin de carga y la tensión máxima de la batería mediante la siguiente expresión:

$$Qr\ (l/h) = 6 \times Vf \times If$$

Donde:

Qr = Caudal de aire mínimo (l/h)
Vf = Tensión máxima de la batería = 48 V
If = Intensidad de fin de carga de la batería = 7,64 A

Qr (l/h) = 2.200,32 l/h
S (cm2) = 61,61 cm2

Dado este resultado se instalará una rejilla de 62 cm2 como mínimo. Se ha escogido una rejilla lineal y fija para que no pueda ser manipulada y no se reduzca el caudal de aire. El modelo elegido es el GLP-1 con un tamaño de 20 cm de largo y 10 cm de alto, que hace una superficie de 200 cm2, que es netamente superior a los 62 cm2 previamente calculados, aun siendo la rejilla más pequeña del catálogo. Esto permite instalar un filtro para evitar la entrada de polvo en la caseta, que podría perjudicar el correcto funcionamiento de los equipos.
Al ser la tensión de las baterías inferior a 75 V se podrán instalar el regulador y el inversor en la misma sala que éstas, según ITC-BT-30. El regulador estará a una distancia ligeramente superior a 0,5 m de las baterías, para evitar riesgo de explosión y a una altura máxima de 1,7 m. El inversor no estará expuesto a la radiación UV, el polvo a la humedad.

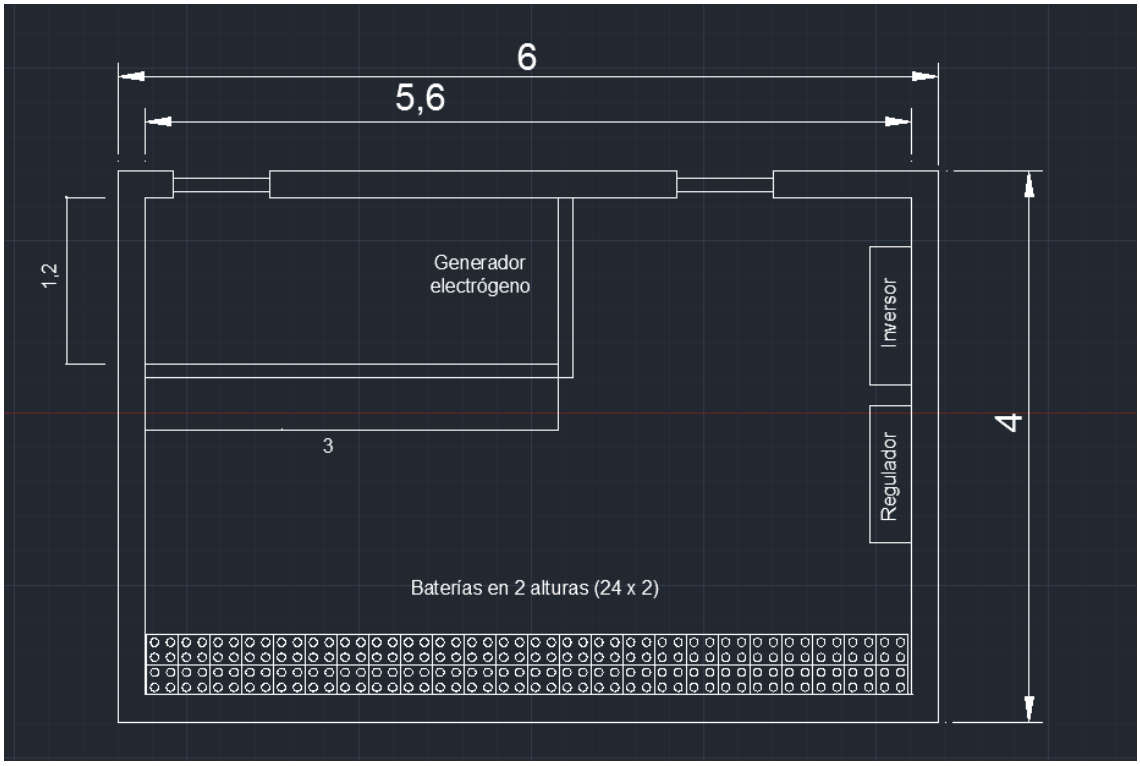



Ilustración 62 Distribución de la caseta eléctrica .

**1.1.11.1 Iluminación.**

El cálculo de la iluminación de la caseta se realizará de forma manual por el método del flujo debido a la sencillez de la instalación. Este método determina el flujo luminoso que llega al plano de trabajo considerando las pérdidas debidas a las luminarias y al local.

Las dimensiones interiores de la caseta son 5,6 x 3,6 x 2,5 metros, y está dividida en dos zonas. Una albergará el generador de gasolina y la otra a las baterías y el resto de elementos de la instalación. La zona donde se ubica el generador tiene unas dimensiones de 3,0 x 1,2 x 2,5 metros.

Se considera la altura del plano de trabajo 0,85 metros. Las luminarias irán adosadas a una altura de 2,5 metros. A efectos de cálculo se considera 120 luxes como valor de iluminación deseado.

El flujo luminoso necesario para iluminar la caseta se obtiene a través de la siguiente expresión.

$$Ft = Es * S / \eta L * \eta R * fm$$

Donde:

Ft= Flujo luminoso a emitir (lúmenes)

Es = Nivel de iluminación recomendado (luxes) = 120 luxes

S = Superficie a iluminar (m2)

ηL = Rendimiento de la luminaria

ηR = Rendimiento del local

fm = Factor de mantenimiento

Según la ITC-BT-30 del REBT, en locales donde existan baterías de acumuladores, la iluminación artificial se realizará únicamente mediante lámparas eléctricas de incandescencia o de descarga. Por tanto, las luminarias utilizadas serán lámparas fluorescentes.

Las luminarias escogidas serán semi-intensivas, con un rendimiento de la luminaria del 85%. El rendimiento del local depende del tipo de luminaria, índice del local y reflectancia de techo, paredes y suelo. El índice del local (K) depende de las dimensiones de la planta de la nave (a y b), y de la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$K = a * b / h * (a + b)$$

a = 5,6 metros para la zona de las baterías y 3,0 metros para la zona del generador
b = 3,6 metros para la zona de las baterías y 1,2 metros para la zona del generador
h = 2,5 - 0,85 = 1,65 metros
K = 1,48 y 0,52 respectivamente.

| | Color | Factor de reflactancia |
|---|---|---|
| Techo | Color medio | 0,5 |
| Pared | Color medio | 0,5 |
| Suelo | Color medio | 0,3 |

Tabla 28 Factor de reflactancia de la caseta eléctrica.

Se obtiene un valor de rendimiento del local ($\eta_R$) de 0,60. El factor de mantenimiento (fm) de acuerdo con las condiciones de la lámpara, su envejecimiento y pérdidas de suciedad es de 0,7.
Por tanto se obtiene un flujo luminoso a emitir (Ft) de 7986 lúmenes en la zona de las baterías y de 1210 lúmenes en la zona del generador.

Se emplearán el mismo tipo de luminarias para la zona de las baterías que para la zona del generador. Se emplearan luminarias que consumen una potencia de 18 W y tienen un flujo

luminoso de 1.350 lúmenes. Por tanto se instalarán 6 luminarias o lámparas fluorescentes colocadas en pantallas de 2 tubos cada una en la zona de las baterías, lo que implica 3 puntos de luz y una luminaria colocada en pantalla de un tubo en la zona del generador.

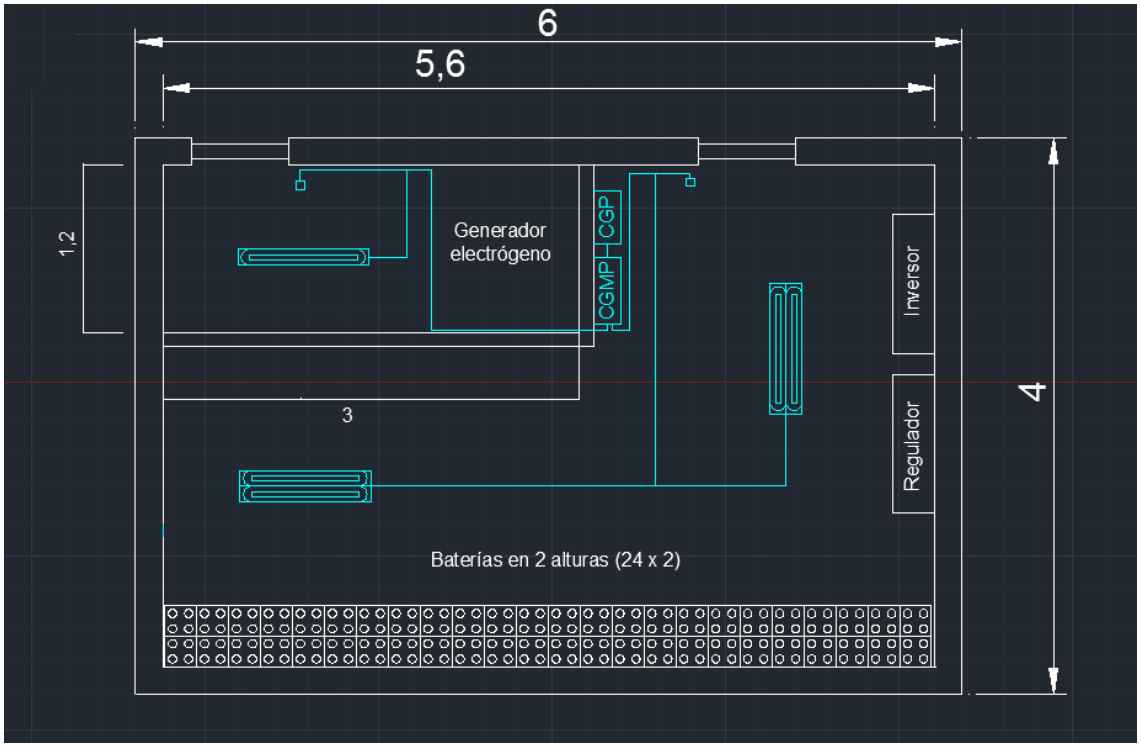



**Ilustración 63 Iluminación interior de la caseta eléctrica.**

La distancia máxima (d) a la que se puede separar las luminarias en el caso de una distribución luminosa semi-intensiva:

$$D < 1{,}5 \times h$$

Siendo h la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$D < 1{,}5 \times h$$

La potencia necesaria es de 108W para el circuito de la zona de las baterías correspondiente a 4 luminarias de 18 W cada una, y de 18 W para el circuito de la zona del generador correspondiente a una luminaria. La potencia total necesaria para iluminación es de 90 W.

### 1.1.11.2 Alumbrado de emergencia.

Los lugares o espacios donde estén instalados cuadros, centros de control o mandos de las instalaciones técnicas de servicios, requieren alumbrado de emergencia. Éste se instalará dentro del local e inmediato a la entrada mediante un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux sobre los cuadros y puntos de seguridad, según el CTE. Únicamente se instalará en la zona de las baterías y los cuadros, adosada a la pared, en la parte superior a la puerta, a una altura de 2 metros.

Para el cálculo se ha empleado el soporte informático DAISA, el cual determina la iluminación que llega a cada cuadro y punto de seguridad. DAISA asegura que el nivel de iluminación recibido sobre el suelo es siempre igual o superior al calculado. Siguiendo las normativas referentes a la instalación de emergencia (entre ellas el Código Técnico de la Edificación), no se tiene en cuenta la reflexión de paredes y techos.

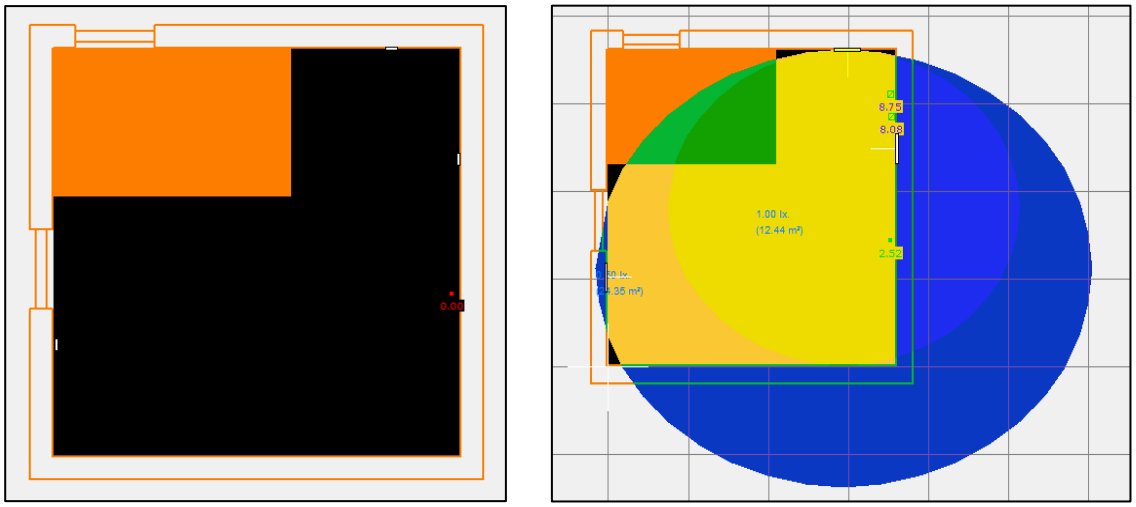



Ilustración 64 Iluminación de emergencia de la caseta eléctrica.

Se instalará tres luminarias DAISALUX HYDRA C3 de 145 lúmenes de flujo luminoso. En las siguientes figuras podemos observar la situación de los puntos de seguridad y cuadros eléctricos y la iluminancia que les llega.

### 1.1.11.3 Seguridad contra incendios.

En las salas de baterías no se considera necesaria la instalación de un sistema de extinción automática de incendios. Por tanto, se instalará un extintor móvil, que estará lo más cerca posible de la puerta de acceso. Se dispondrá en toda la instalación de la señalización pertinente.

## 1.2 Opción 2: Sistema fotovoltaico conectado a red.

Para realizar el dimensionado de la instalación fotovoltaica conectado a red a través del programa PVsyst, seguiremos los siguientes pasos:

- Seleccionamos la opción ¨Diseño de Proyectos¨ y elegimos el sistema ¨Conectado a red¨

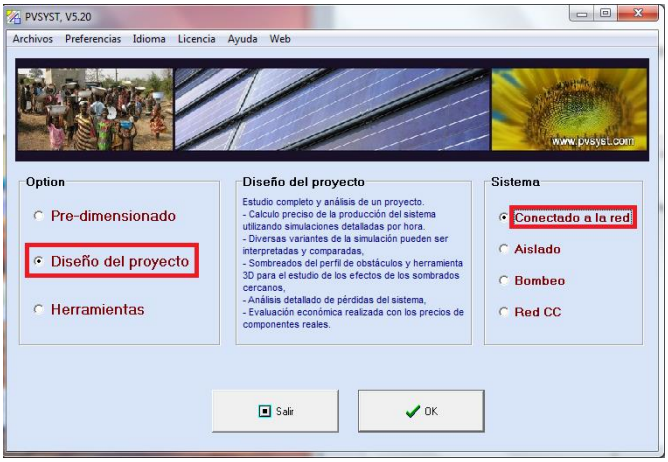



Ilustración 65 Pantalla de inicio de PVSyst.

El procedimiento de cálculo mediante el PVsyst es similar a las otras instalaciones, por lo que únicamente se van a señalar los pasos en los que haya variaciones.

### 1.2.1 Tamaño de la instalación.

Con el objetivo de comparar económicamente las distintas alternativas con la mayor eficacia posible, la instalación conectada a la red eléctrica va a tener las mismas dimensiones que el sistema aislado de la red eléctrica. Estará formada por 40 módulos divididos en 4 soportes con inclinación fija (60º) y capacidad para 10 módulos fotovoltaicos.
Se valorará la posibilidad de utilizar soportes con variación de inclinación estacional para comprobar si, en el caso de la instalación conectada a red, sea más rentable que en el caso de instalaciones fijas.

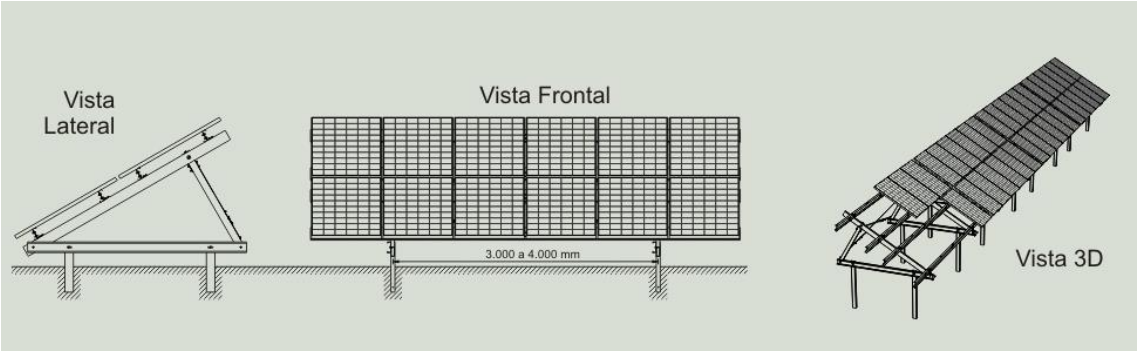



Ilustración 66 Vista 3D del soporte fotovoltaico fijo Hiasa HF2HP-2PV-T.

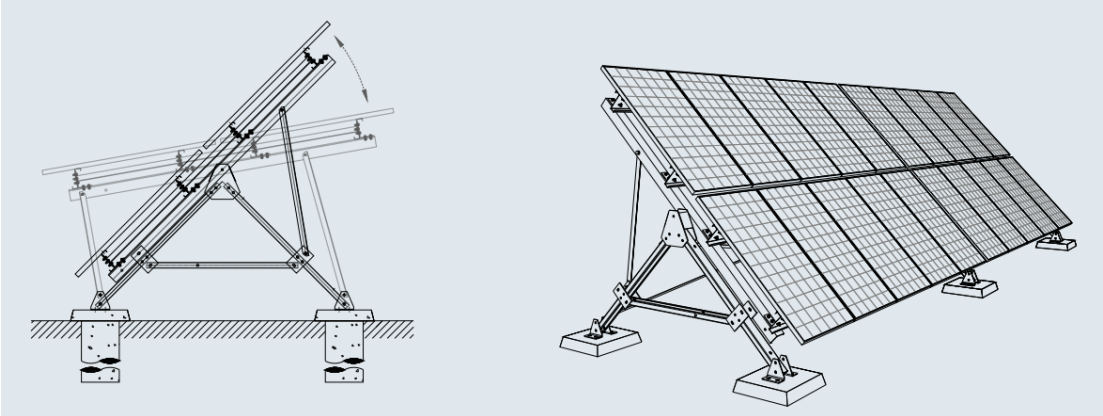


Ilustración 67 Vista lateral y 3D detallada de la estructura fija con movimiento en un eje para invierno (60º) y verano (30º).

### 1.2.2 Conexión serie-paralelo.

En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, es necesario asociar varios paneles en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente adecuados. En una conexión en paralelo se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos, consiguiendo aumentar la corriente generada y manteniendo un mismo valor de tensión.

La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo. En una conexión en serie se conecta el polo positivo de un módulo con el polo negativo del siguiente, aumentando la tensión y manteniendo el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones generadas por cada módulo. Nuestra instalación va a ser mixta, es decir, se va a conectar tanto en serie como en paralelo.

Conectando más paneles en serie aumentamos la tensión del sistema, disminuyendo la intensidad transportada, lo que redunda en un menor gasto en cableado. Como cada soporte

alberga 10 paneles, con una disposición 2 x 5, se van a plantear las 2 tipos de conexión en serie-paralelo que mejor se adaptan a esta disposición de paneles.

- Conexión tipo 1: 2 paneles en serie
- Conexión tipo 2: 4 paneles en serie
- Conexión tipo 3: 5 paneles en serie
- Conexión tipo 4: 10 paneles en serie

| | Paneles en serie | Paneles en paralelo | Intensidad de salida (Ipmp ) | Tensión de salida (Vpmp) | Intensidad de salida (Isc) | Tensión de salida (Voc) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tipo 1 | 2 | 20 | 169 | 59,82 | 178 | 75,62 |
| Tipo 2 | 4 | 10 | 84,5 | 119.6 | 89 | 151,2 |
| Tipo 3 | 5 | 8 | 67,6 | 149,5 | 71,2 | 189 |
| Tipo 4 | 10 | 4 | 33,8 | 299,1 | 35,6 | 378,1 |

Ilustración 68 Análisis de alternativas en la conexión serie-paralelo de los paneles fotovoltaicos.

Generalmente los rangos de tensión más bajos implican potencias más bajas, lo que significa que se precisaría un mayor número de inversores. Por ello elegiremos la combinación de 10 paneles en serie y 4 en paralelo. El diámetro se ha de ser estimado para una caída de tensión no superior al 1,5 %.

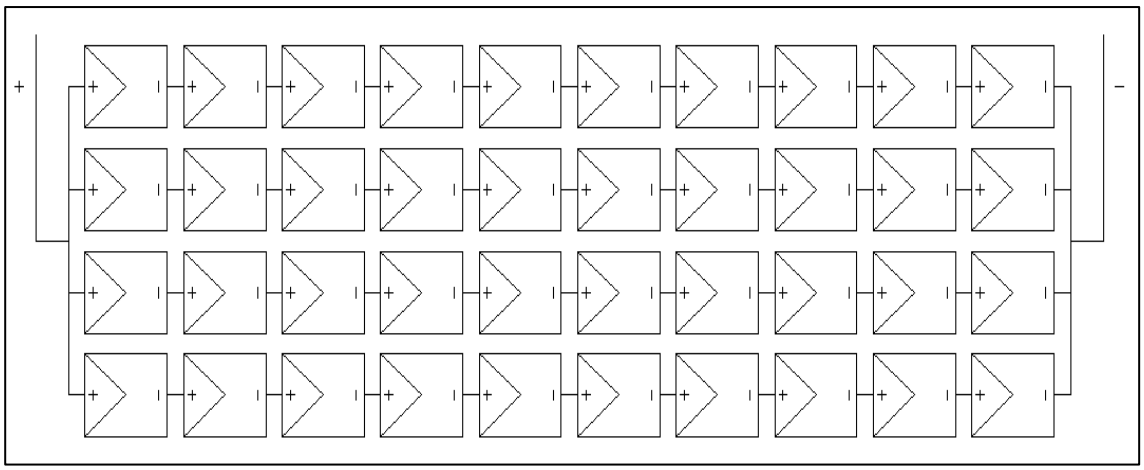



Ilustración 69 Esquema de conexiones de la instalación fotovoltaica conectada a red.

### 1.2.3 Elección del inversor.

El inversor a emplear en la instalación conectada a la red eléctrica tiene que cumplir principalmente dos requisitos.
El primero es que la tensión del sistema se encuentre dentro de su rango de tensión. La tensión del sistema se ha determinado previamente conectando 10 paneles en serie, lo que nos da una tensión de 299 V según Voc.
La segunda condición es que la máxima potencia de entrada permitida por el inversor sea mayor que la potencia del campo solar (10 Kwp).

Con el objetivo de cumplir estas dos premisas se selecciona un inversor solar ¨Fronius IG Plus 150¨, con una potencia máxima de entrada de 12,6 kW, un margen de tensión de entrada comprendido entre 230 y 500 V, y una tensión máxima de carga a circuito abierto de 1000 V.

| Especificaciones del inversor Fronius | |
|---|---|
| **Modelo** | **IG Plus 150** |
| **Potencia nominal DC** | 12600 W |
| **Gama de tensión MPP** | 220-500 V VA |
| **Tensión máxima de entrada** | 1000 V |
| **Corriente de entrada máxima** | 54,9 A |
| **Conexión de red (salida)** | Trifásica |
| **Frecuencia CA** | 50 Hz |

Tabla 29 Especificaciones del inversor Fronius IG Plus 150

Para que la configuración eléctrica de la generación del campo fotovoltaico encaje con las características eléctricas de la entrada del inversor, se deben comprobar las tensiones del campo. Por tanto, conectando 4 cadenas de 10 módulos en serie se procede al cálculo de las siguientes tensiones.

La tensión nominal de trabajo en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar, que viene dada por la siguiente expresión.

$$V_{SC\ (PMP)} = V_{PMP} \times NPS$$

$$V_{SC\ (PMP)} = 29{,}9 \times 10 = 299\ V$$

$$\mathbf{V_{SC\ (PMP)} = 299\ V < 500\ V}$$

Donde $V_{PMP}$ es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo

fotovoltaico (29,9 V) y NPS el número de paneles conectados en serie (10 paneles). Como podemos observar, el resultado se encuentra dentro de las exigencias del intervalo de tensiones de entrada.

La tensión máxima que recibirá el inversor en condiciones normales viene dado por la tensión del circuito abierto (Voc), la cual tendrá que ser menor que la tensión máxima tolerada por el inversor.

$$V_{oc} = V_{oc} \text{ x NPS}$$

$$V_{oc} = 37{,}8 \text{ X } 10 = 378 \text{ V}$$

$$\mathbf{V_{oc} = 378 \text{ V} < 500 \text{ V}}$$

Se debe comprobar, con esta disposición de módulos serie-paralelo, cual es la tensión máxima que puede soportar el inversor elegido. Esta máxima tensión se da en invierno con los módulos trabajando a bajas temperaturas y con la máxima tensión posible producida (Voc). En verano se producen las tensiones mínimas con los módulos trabajando a altas temperaturas. Ambas tensiones deben estar dentro del rango de trabajo del inversor.

Las siguientes fórmulas, extraídas de Fotovoltaica para profesionales: diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaica, de Antony, F.Dürschner y Remmers, están referenciadas a temperaturas de −10°C y 70°C, valores utilizados para el cálculo de instalaciones localizadas en Alemania.

En nuestro caso, consultando el registro de mínimas temperaturas de la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología) podemos obtener los mismos datos para nuestra localidad, Torres de Alcanadre, Huesca. Según estos archivos, la mínima histórica es de −13,2°C, mientras que la temperatura superior se considera de 80°C, por tratarse de la temperatura máxima de la célula durante el proceso de la operación.

La tensión mínima a la entrada del inversor, en condiciones estándar de trabajo, bajo una temperatura de módulo máxima de 80°C y teniendo en cuenta la caída de tensión máxima de cálculo (1,5 %), viene dada por la siguiente expresión:

$$V_{SC\ (Mínma)} = V_{sc} \text{ x NPS} + (Kt \text{ x } \Delta T \text{ x NPS}) = \frac{u\ \%\ (Vsc\ x\ NPS)}{100}$$

$$\mathbf{V_{SC\ (Mínma)} = 231{,}5 \text{ V} > 220 \text{ V}}$$

Donde:

Vsc (mínima): tensión mínima a la entrada del inversor.

Vsc: tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (29,9 V).

NPS: es el número de módulos conectados en serie (10 paneles).

Kt: factor de corrección de tensión por temperatura (-0,123 V/°C).

ΔT: diferencia de temperatura respecto a la estándar (80°C - 25°C).

U%: caída de tensión DC de cálculo (1,5%).

En este caso se puede observar que el valor de tensión mínima es superior al límite inferior del rango de tensiones admitidas por el inversor.

La tensión máxima en condiciones estándar a la entrada del inversor se produce con una temperatura mínima ambiental de -13,2°C. Se determina a partir de la siguiente expresión, cuyo resultado observamos que se encuentra dentro del rango de tensiones admitido por el inversor.

$$\text{Tª célula} = \text{Tª ambiental} + \frac{NOCT-20}{800} \text{ x Irradiancia}$$

Donde:

Tª célula: Temperatura de la célula fotovoltaica.

Tª ambiental: Temperatura ambiental de emplazamiento del módulo FV (-13,2ºC).

NOCT: Temperatura media de equilibrio de la célula dentro de un módulo bajo condiciones de referencia de 800W/m2 de irradiancia, 20 ºC de Tª amb, velocidad del viento 1m/s a circuito abierto y coincidencia normal del mediodía. (47 ±1)

Irradiancia: 100 W/m2

**Tª célula = - 9,95 ºC**

$$V_{SC\ (Máxima)} = V_{sc} \text{ x NPS} + (\text{Kt x } \Delta T \text{ x NPS}) = \frac{u\ \%\ (Vsc\ x\ NPS)}{100}$$

$$\mathbf{V_{SC\ (Máxima)} = 341{,}98\ V\ < 500\ V}$$

Donde:

Vsc (máxima): tensión mínima a la entrada del inversor.

Vsc: tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (29,9 V).

NPS: es el número de módulos conectados en serie (10 paneles).

Kt: factor de corrección de tensión por temperatura (-0,123 V/°C).

ΔT: diferencia de temperatura respecto a la estándar (-9,95°C - 25°C).

U%: caída de tensión DC de cálculo (1,5%).

La tensión máxima a la entrada del inversor en condiciones de circuito abierto, y con temperatura de -14,7 °C, se calcula mediante la siguiente fórmula, demostrando que el valor es menor que la tensión máxima de circuito abierto permitida por el inversor.

$$V_{OC\ (Máxima)} = V_{oc} \times NPS + (Kt \times \Delta T \times NPS) = \frac{u\ \%\ (Voc\ x\ NPS)}{100}$$

$$\mathbf{V_{oc\ (Máxima)} = 420{,}98\ V\ < 1000\ V}$$

Donde:

Voc (máxima): tensión mínima a la entrada del inversor.

Voc: tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico (37,8 V).

NPS: es el número de módulos conectados en serie (10 paneles).

Kt: factor de corrección de tensión por temperatura (-0,123 V/°C).

ΔT: diferencia de temperatura respecto a la estándar (-14,7°C - 25°C).

U%: caída de tensión DC de cálculo (1,5%).

Como se comprueba en la siguiente tabla, los intervalos de tensión suministrados por el fabricante del inversor cumplen para los rangos de tensión de trabajo del sistema fotovoltaico, y para la tensión máxima soportada en el lado de corriente continua.

| | Tensión del sistema |
|---|---|
| Vsc (PMP) | 299 V < 500 V |
| Vsc (mínima) | 231, 5 V > 220 V |
| Vsc (máxima) | 342 V < 500 V |
| Voc (máxima) | 420 V < 1000 V |

Tabla 30 Tensión máxima y mínima del sistema.

Una vez comprobado que las tensiones producidas en el generador son asumibles por el inversor, llega el turno de realizar el mismo proceso con la corriente generada por la instalación. La intensidad que circula por un módulo es la corriente nominal de cada rama. En el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente de cada rama será de:

$$\mathbf{I_{PMPR} = 8,45\ A}$$

Estas cadenas se conexionan entre ellas en paralelo, haciendo que la corriente que llega al inversor sea la suma de todas las anteriores. En el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente total será de:

$$I_t = I_{PMPR} \times N \text{ cadenas}$$

$$\mathbf{I_t = 8,45\ X\ 4 = 33,8\ A}$$

$$\mathbf{I_{MAX\ INVERSOR} = 33,8 < 54,9\ A}$$

Este valor es siempre en condiciones estándar y en el punto de máxima potencia, donde ¨It¨ es la corriente total que llega al inversor, ¨$I_{PMP}$¨ es la corriente de una rama y ¨N cadenas¨ es el número total de ramas en paralelo.

Además, es necesario comprobar si la corriente máxima que se puede generar en la instalación puede ser soportada por nuestro inversor. Las corrientes máximas que llegarán al inversor serán las siguientes:

$$I_{max} = I_{CC} \times N \text{ cadenas}$$

$$\mathbf{I_t = 8,90 \ X \ 4 = 35,6 \ A}$$

$$\mathbf{I_{MAX\ INVERSOR} = 35,6 < 54,9 \ A}$$

Donde:

$I_{max}$: corriente de cortocircuito que puede llegar al inversor

I cc: corriente de cortocircuito de un módulo, del mismo valor que la equivalente a una cadena (8,90 A).

N cadenas: es el número de cadenas en paralelo, siempre en condiciones estándar (4 cadenas).

El inversor estará montado en el interior de una caseta prefabricada de hormigón que dispondrá de ventilación adecuada, con el fin de disminuir al máximo las altas temperaturas que se generarán.

### 1.2.4 Caseta eléctrica.

La compañía eléctrica llevará la acometida hasta el límite de la nuestra propiedad, por lo que cerca de ese punto irá ubicada la caseta prefabricada de hormigón, donde ubicaremos el inversor, el CGP y un CSMP, de donde surgirá uno para iluminar la propia caseta. Tendrá unas dimensiones de 4 x 4 x 2,5 metros, cumpliendo siempre todas las especificaciones del ITC-BT-30.

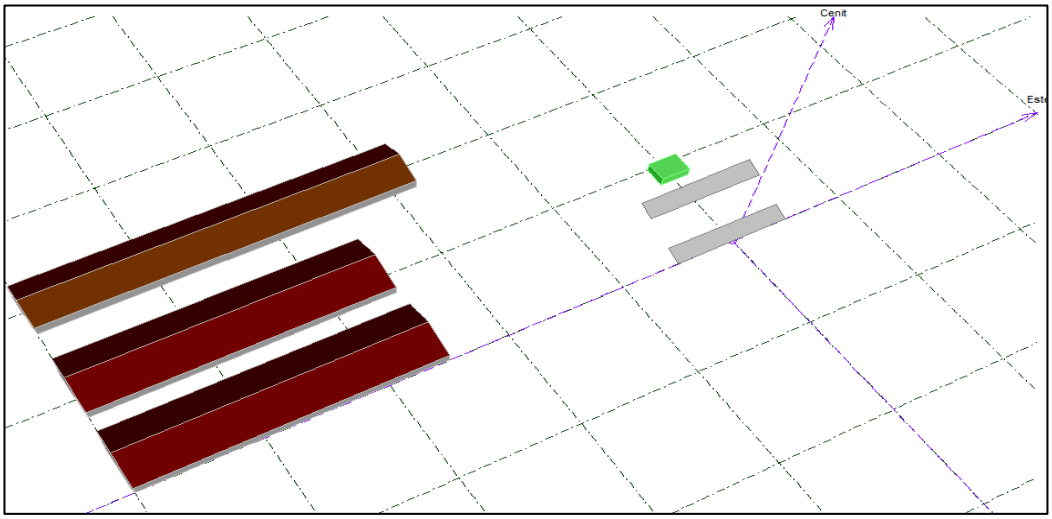



Ilustración 70 Localización de la caseta eléctrica en la explotación (2x2 m).

El inversor posee un sistema de refrigeración externo con un caudal de 300 m3/h de aire, para disipar el calor generado. Por tanto se instalará en la caseta un extractor ¨RVK 125E2 –L1 1ph/230V ¨, que tiene una caudal de extracción de 350 m3/h de aire.

### 1.2.4.1 Iluminación.

El cálculo de la iluminación de la caseta se realiza flujo debido a la sencillez de la instalación. Este método determina el flujo luminoso que lle al plano de trabajo considerando las pérdidas debidas a las luminarias y al local.

Las dimensiones interiores de la caseta son 3,6 x 3,6 x 2,5 metros, como se puede observar en la siguiente ilustración.

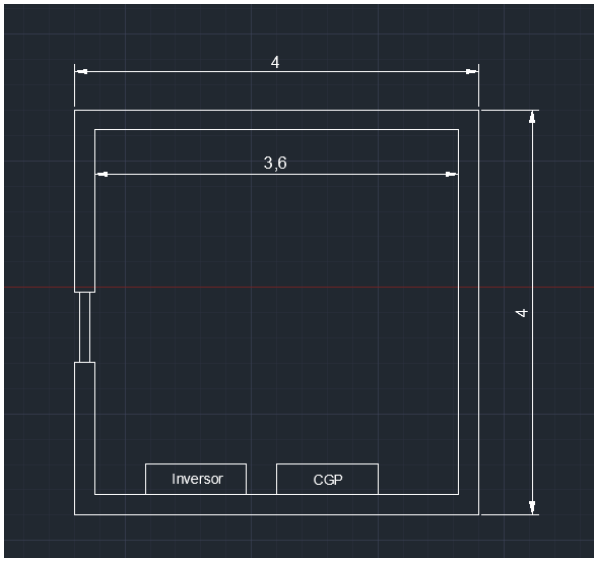



Ilustración 71 Distribución de la caseta eléctrica.

Se considera una altura del plano de trabajo de 0,85 metros. Las luminarias irán colocadas a una altura de 2,5 metros. A efectos de cálculo se consideran 120 luxes como valor de iluminación deseado.

El flujo luminoso necesario para iluminar la caseta se obtiene a través de la siguiente expresión utilizada anteriormente.

$$Ft = Es * S / \eta L * \eta R * fm$$

Donde:

Ft= Flujo luminoso a emitir (lúmenes)

Es = Nivel de iluminación recomendado (luxes) = 120 luxes

S = Superficie a iluminar (m2)

ηL = Rendimiento de la luminaria

ηR = Rendimiento del local

fm = Factor de mantenimiento

Las luminarias utilizadas serán lámparas fluorescentes semi-intensivas, con un rendimiento de la luminaria del 85%.

El rendimiento del local depende del tipo de luminaria (semi- intensiva), índice del local reflectancia de techo, paredes y suelo. El índice del local (K) de- pende de las dimensiones de la planta de la nave (a y b), y de la distancia entre el plano de trabajo y las luminarias.

$$K = a * b / h * (a + b)$$

a = 3,6 metros para la zona del inversor
b = 3,6 metros para la zona del inversor
h = 2,5 - 0,85 = 1,65 metros
K = 0,55

| | Color | Factor de reflactancia |
|---|---|---|
| Techo | Color medio | 0,5 |
| Pared | Color medio | 0,5 |
| Suelo | Color medio | 0,3 |

Tabla 31 Factor de reflactancia de la caseta eléctrica.

Obtenemos un valor de rendimiento del local (ηR) de 0,52. El factor de mantenimiento (fm) de acuerdo con las condiciones de la lámpara, su envejecimiento y pérdidas de suciedad es de 0,7.

Por tanto obtenemos un flujo luminoso a emitir (Ft) de 1.257 lúmenes. Emplearemos un tipo de luminaria que consume una potencia de 18 W y aporta un flujo luminoso de 1.350 lúmenes. Por tanto se adopta una luminaria o lámpara fluorescente colocada en una pantalla. Por tanto la potencia total necesaria es de 18 W.

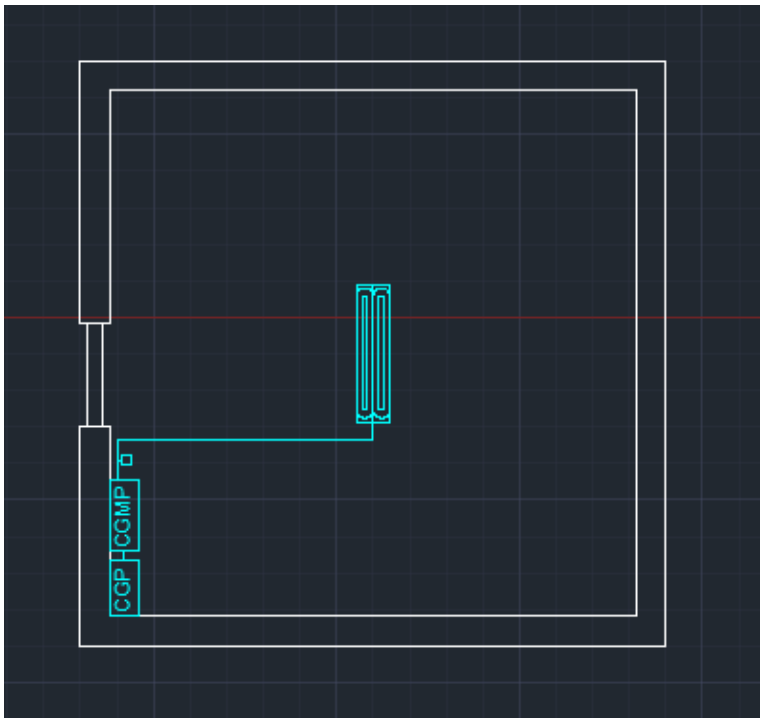



Ilustración 72 Instalación de iluminación en la caseta eléctrica.

**1.2.4.2 Alumbrado de emergencia.**

Los lugares o espacios donde estén instalados cuadros, centros de control o mandos de las instalaciones técnicas de servicios, requieren alumbrado de emergencia. Éste se instalará dentro del local e inmediato a la entrada mediante un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y que proporcione un nivel mínimo de iluminación de 5 lux sobre los cuadros y puntos de seguridad, según el CTE. Únicamente se instalará en la zona de las baterías y los cuadros, adosada a la pared, en la parte superior a la puerta, a una altura de 2 metros.

Para el cálculo se ha empleado el soporte informático DAISA, el cual determina la iluminación que llega a cada cuadro y punto de seguridad. DAISA asegura que el nivel de iluminación recibido sobre el suelo es siempre igual o superior al calculado. Siguiendo las normativas referentes a la instalación de emergencia (entre ellas el Código Técnico de la Edificación), no

se tiene en cuenta la reflexión de paredes y techos.

Se instalará una luminaria de emergencia DAISALUX HYDRA C3 de 145 lúmenes de flujo luminoso. En las siguientes figuras podemos observar la situación de los puntos de seguridad y cuadros eléctricos y la iluminancia que les llega.

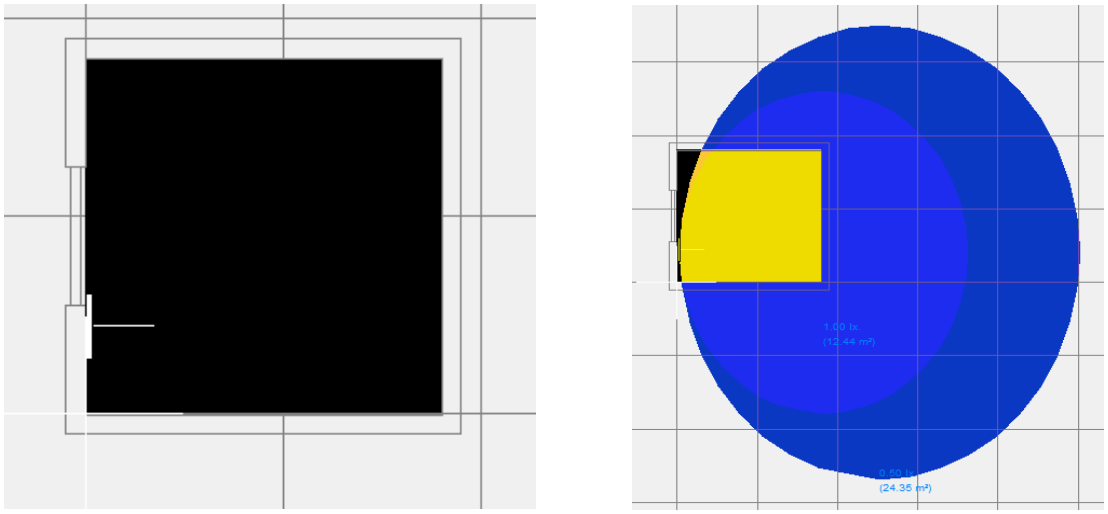


Ilustración 73 Iluminación de emergencia de la caseta eléctrica (2x2 m)

### 1.2.5 Seguridad contra incendios.

Se instalará un extintor móvil en la caseta donde se ubican los elementos de la instalación, que estará lo más cerca posible de la puerta de acceso. Además se ubicará un extintor por cada seguidor, en la base de los mismos. Se dispondrá en toda la instalación de la señalización pertinente.

# ANEJO Nº VIII

# Conductores y aparamenta de seguridad

**1.0 Elección del cableado**

La elección del cableado es un paso importante. Además de cumplirse los requisitos de caída de tensión, tiene que ser fiable y no tiene que deteriorarse su capa aislante, ni por el efecto de los rayos UV ni de la temperatura o humedad. Para evitar esto último se utiliza cable solar, certificado para las siguientes normas.

- Retardador de llama según IEC 60332-1-2
- Libre de halógenos según EN 50267-2-2
- Resistente al ozono según 50396
- Resistente al UV según HD 605/A1
- Resistente a la corrosión según EN 60811-2-1

Para el correcto dimensionado de la instalación eléctrica se emplearán las siguientes expresiones, recogidas en el REBT.

| | CORRIENTE CONTINUA ($\varphi$=0)<br>CORRIENTE ALTERNA MONOFÁSICA | CORRIENE ALTERNA TRIFÁSICA |
|---|---|---|
| INTENSIDAD | $I = \frac{P}{U' \cdot \cos\varphi}$ | $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$ |
| CAÍDA DE TENSIÓN | $u = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot s} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot s \cdot U'}$ | $u = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot s} = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot s \cdot U}$ |
| SECCIÓN | $s = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot u} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot u \cdot U'}$ | $s = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot u} = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot u \cdot U}$ |

P = potencia activa (W)
I = intensidad (A)
U' = tensión simple o de fase (V)
U = tensión compuesta o de línea (V)
R = resistencia ($\Omega$)
L = longitud (m)
s = sección ($mm^2$)

u = caída de tensión (V)
cos $\varphi$ = factor de potencia
$\gamma$ = conductividad (56 Cu; 35 Al)
$\gamma = 1/\rho$ ;
$\rho_{Cu} = 0{,}018\ \Omega mm^2/m$
$\rho_{Al} = 0{,}028\ \Omega mm^2/m$

Ilustración 74 Formulas de cálculo de conductores (Monofásico y trifásico).

Para seleccionar la sección óptima del conductor de las instalaciones de interior se utiliza la Tabla 1 de ITC-BT-21 del REBT.

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A | | Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | |
| A2 | | Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes. | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | |
| B | | Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra. | | | | 3x PVC | 2x PVC | | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| B2 | | Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra. | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | | 2x XLPE o EPR | | | |
| C | | Cables multiconductores directamente sobre la pared | | | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| E | | Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D | | | | | | 3x PVC | | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | |
| F | | Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D. | | | | | | | 3x PVC | | | 3x XLPE o EPR | |
| G | | Cables unipolares separados mínimo D. | | | | | | | | | 3x PVC | | 3x XLPE o EPR |
| | | **mm²** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** |
| | Cobre | 1,5<br>2,5<br>4<br>6<br>10<br>16<br>25<br>35<br>50<br>70<br>95<br>120<br>150<br>185<br>240<br>300 | 11<br>15<br>20<br>25<br>34<br>45<br>59 | 11,5<br>16<br>21<br>27<br>37<br>49<br>64<br>77<br>94 | 13<br>17,5<br>23<br>30<br>40<br>54<br>70<br>86<br>103 | 13,5<br>18,5<br>24<br>32<br>44<br>59<br>77<br>96<br>117<br>149<br>180<br>208<br>236<br>268<br>315<br>360 | 15<br>21<br>27<br>36<br>50<br>66<br>84<br>104<br>125<br>160<br>194<br>225<br>260<br>297<br>350<br>404 | 16<br>22<br>30<br>37<br>52<br>70<br>88<br>110<br>133<br>171<br>207<br>240<br>278<br>317<br>374<br>423 | -<br>-<br>-<br>-<br>-<br>-<br>96<br>119<br>145<br>188<br>230<br>267<br>310<br>354<br>419<br>484 | 18<br>25<br>34<br>44<br>60<br>80<br>106<br>131<br>159<br>202<br>245<br>284<br>338<br>386<br>455<br>524 | 21<br>29<br>38<br>49<br>68<br>91<br>116<br>144<br>175<br>224<br>271<br>314<br>363<br>415<br>490<br>565 | 24<br>33<br>45<br>57<br>76<br>105<br>123<br>154<br>188<br>244<br>296<br>348<br>404<br>464<br>552<br>640 | -<br>-<br>-<br>-<br>-<br>-<br>166<br>205<br>250<br>321<br>391<br>455<br>525<br>601<br>711<br>821 |

**Tabla 32 Intensidades admisibles (A) al aire 40° C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento**

En el caso de dimensionar los conductores enterrados, para seleccionar la sección idónea de los mismos se emplea la Tabla 5 de ITC-BT-07 del REBT.

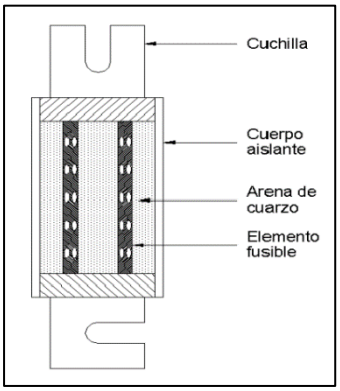
| SECCIÓN NOMINAL mm² | Terna de cables unipolares (1) (2) | | | 1cable tripolar o tetrapolar (3) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | |
| | TIPO DE AISLAMIENTO | | | | | |
| | XLPE | EPR | PVC | XLPE | EPR | PVC |
| 6 | 72 | 70 | 63 | 66 | 64 | 56 |
| 10 | 96 | 94 | 85 | 88 | 85 | 75 |
| 16 | 125 | 120 | 110 | 115 | 110 | 97 |
| 25 | 160 | 155 | 140 | 150 | 140 | 125 |
| 35 | 190 | 185 | 170 | 180 | 175 | 150 |
| 50 | 230 | 225 | 200 | 215 | 205 | 180 |
| 70 | 280 | 270 | 245 | 260 | 250 | 220 |
| 95 | 335 | 325 | 290 | 310 | 305 | 265 |
| 120 | 380 | 375 | 335 | 355 | 350 | 305 |
| 150 | 425 | 415 | 370 | 400 | 390 | 340 |
| 185 | 480 | 470 | 420 | 450 | 440 | 385 |
| 240 | 550 | 540 | 485 | 520 | 505 | 445 |
| 300 | 620 | 610 | 550 | 590 | 565 | 505 |
| 400 | 705 | 690 | 615 | 665 | 645 | 570 |
| 500 | 790 | 775 | 685 | - | - | - |
| 630 | 885 | 870 | 770 | - | - | - |

**Tabla 33 Intensidad máxima admisibles (A) para cables con conductores de cobre en instalaciones enterradas (servicio permanente)**

En cuanto a la aparamenta de seguridad vamos a instalar tanto fusibles como interruptores automáticos para mayor seguridad. Su elección se llevará a cabo de la siguiente manera:

- **Fusible**

Se elegirá un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).




$$0{,}9 \times Iz \geq In \geq Ib$$

Las intensidades nominales de los fusibles comerciales son: 2, 4, 6, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 35, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000 y 1250 A.

**Ilustración 75 Partes de un fusible.**

El poder de corte de un fusible tiene que ser superior a su intensidad de cortocircuito máxima.

**PdC > Icc máx**

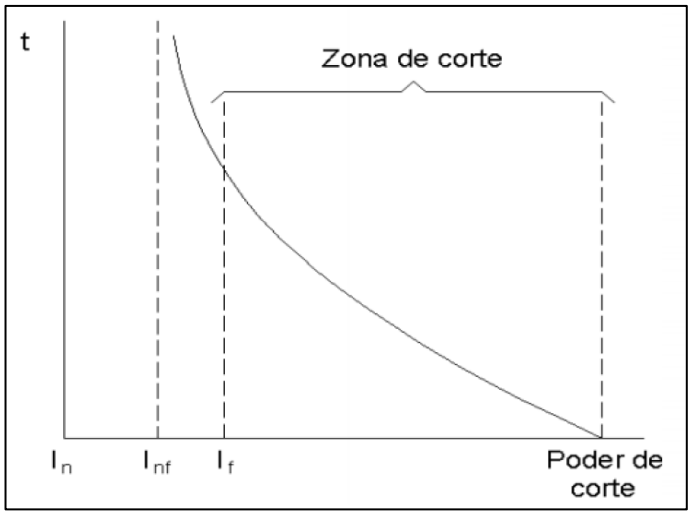



Ilustración 76 Curva I/t de un fusible.

- **Interruptor automático continua**

Se elegirá un interruptor magnetotérmico de acuerdo con las normas EN 60.898 y EN 60947.2 que soporte un pico de intensidad 5 veces mayor a la requerida por el receptor durante 0,2 segundos.

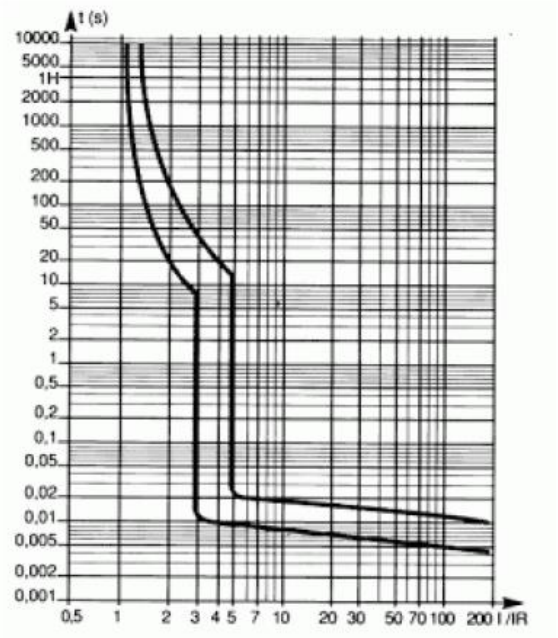



Ilustración 77 Curva de desconexión de un interruptor automático (I).

Las intensidades nominales de los interruptores automáticos comerciales son:

- PIA: 6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100 y 125 A.
- IA: 16 – 4000 A.

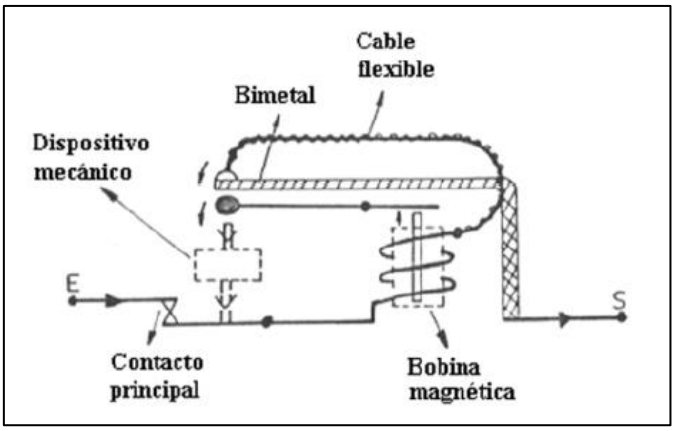
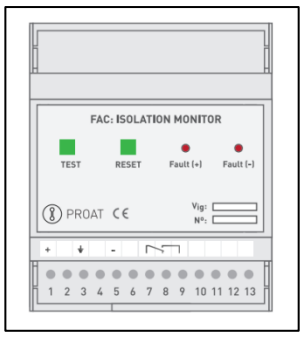



Ilustración 78 Partes de un Interruptor automático.

El poder de corte de un IA tiene que ser superior a su intensidad de cortocircuito máxima.
A continuación se procede a determinar el cableado de las diferentes opciones de instalaciones de este proyecto.

- **Vigilante de aislamiento con seccionador motorizado.**

Será necesaria la instalación de un Vigilante de seguridad con motor debido a la obligatoriedad existente en Aragón de implementar esta protección en cualquier instalación fotovoltaica. Su objetivo es vigilar posibles fallos de aislamiento de los polos (+) y (-) actuando sobre el sistema de alarma y desconexión de la instalación para evitar riesgos al personal.
Deberá además permitir la reactivación automática a través de un motor.




| Referencia | Tensión Vigilancia |
|---|---|
| FAC-055 | 22 ... 55 VDC |
| FAC-120 | 48 ... 120 VDC |
| FAC-200 | 100 ... 200 VDC |

Ilustración 79 Vigilante de aislamiento con motor

- **Protector de sobretensiones**

Es un dispositivo diseñado para proteger dispositivos eléctricos de picos de tensión ya que gestionan o administran la energía eléctrica de un dispositivo electrónico conectado a este. Un protector de sobretensión intenta regular el voltaje que se aplica a un dispositivo eléctrico bloqueando o enviando a tierra voltajes superiores a un umbral seguro.

Existen diferentes tipos de protectores:

- Tipo 1: Nivel de protección (Up) alto.
- Tipo 2: Nivel de protección (Up) medio.
- Tipo 3: Nivel de protección (Up) bajo.

En las instalaciones fotovoltaicas la única posibilidad de sobretensiones elevadas es debido a la caída o descarga directa de un rayo por lo que deberemos instalar siempre protectores de sobretensiones como mínimo **Tipo 2**.

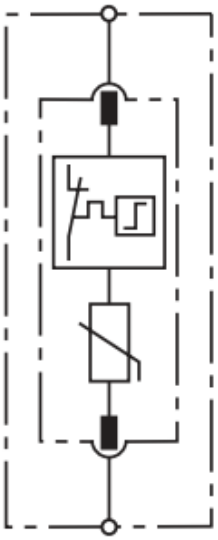


Ilustración 80 Protector de sobretensiones.

**Varistor-Based Protection Module**

| Type | T 75 | T 150 | T 275 | T 320 | T 385 | T 440 | T 600 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Nominal discharge current (8/20 µs) $I_n$ | 10 kA | 15 kA | 20 kA | 20 kA | 20 kA | 20 kA | 15 kA |
| Max. continuous ac voltage $U_C$ | 75 V | 150 V | 275 V | 320 V | 385 V | 440 V | 600 V |
| Max. continuous dc voltage $U_C$ | 100 V | 200 V | 350 V | 420 V | 500 V | 585 V | 600 V |

Tabla 34 Tipos de protectores de sobretensiones.

**2.0 Cableado de la opción 1 y 2 : Instalación aislada.**

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación (referidos a la tensión nominal continua del sistema).

| Tramo | Caída de tensión máxima |
|---|---|
| Módulos – Regulador | 1,5 % (total) |
| Regulador – Acumulador | |
| Acumulador – Inversor | |
| Inversor - ICP | 1,5 % (total) |
| ICP - Explotación | |

Tabla 35 Caída de tensión máxima en las diferentes pártes de la instalación fotovoltaica.

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según el ITC-BT-40 del REBT.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

La profundidad de las conducciones enterradas será de 0,62 metros. Según en ITC-BT- 07 del REBT, estás deben tener una profundidad mínima de 0,6 metros. La distancia entre las ternas de cables unipolares ha de ser superior a 0,1 metros.

Calculamos la sección de los conductores con un factor de corrección por agrupamiento de 0,8 para las conducciones enterradas y de 1 para el resto de la instalación, y una temperatura de 40ºC. Dividimos la instalación en los siguientes tramos:

- Tramo Módulos - Regulador
- Tramo Regulador - Acumuladores
- Tramo Acumulador - Inversor
- Tramo Generador - Regulador
- Tramo Regulador - CGP
- Tramo CGP caseta - CGMP de la explotación

### 2.1 Tramo Módulos - Regulador

En la siguiente imagen podemos observar un esquema de la instalación. Desde cada uno de los 4 soporte de los módulos fotovoltaicos surge un conductor, que irá enterrado desde la base del soporte hasta el CMP (Cuadro de Mando y Protección) ubicado en la caseta prefabricada de hormigón. De dicho cuadro, partirá un conductor hacia el regulador. Los conductores serán de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

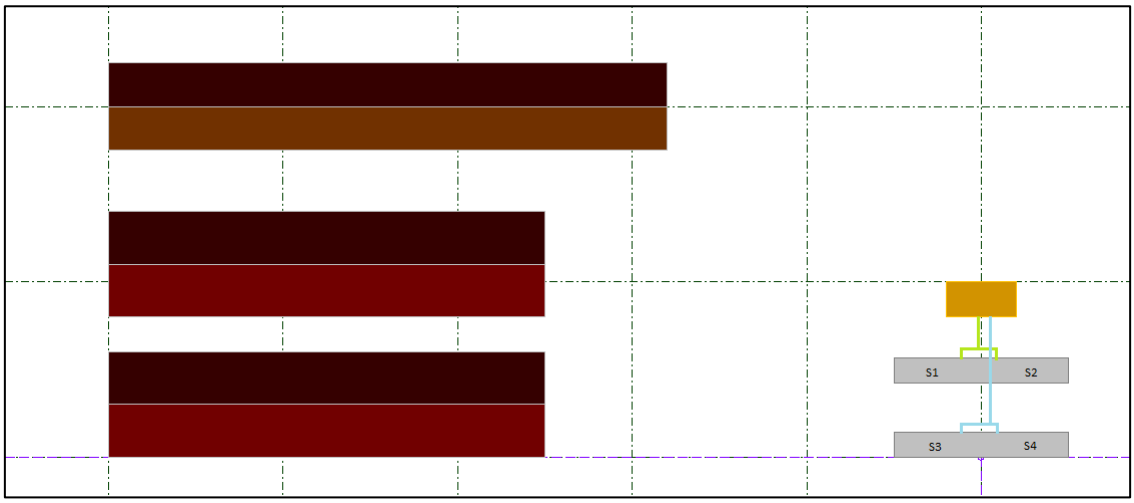



Ilustración 81 Ubicación del cableado desde los soportes hasta la caseta eléctrica (I).

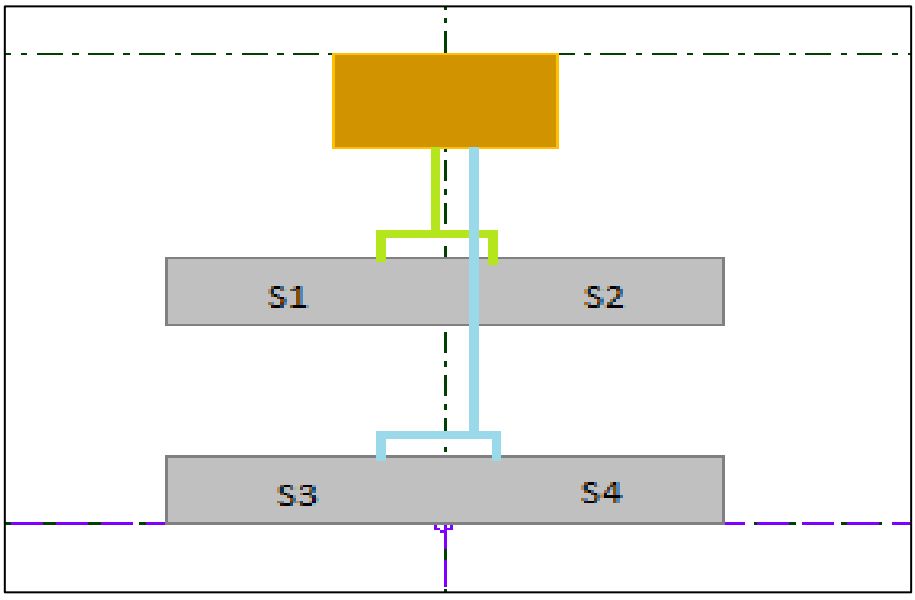



Ilustración 82 Ubicación del cableado desde los soportes hasta la caseta eléctrica (II).

Este tramo lo dividiremos en los siguientes subtramos:

| Subtramo | Longitud (m) |
|---|---|
| Paneles en serie | 1 |
| Soporte 1 y 2 – CMP | 12 |
| Soporte 3 y 4 – CMP | 20 |
| CMP -Regulador | 1,5 |

Tabla 36 Longitud de los subtramos de la instalación

### 2.1.1 Paneles en serie

La intensidad máxima del módulo solar (ISC) según el fabricante es de 8,45 A. Al estar conectados en serie se suman sus tensiones, pero no sus intensidades. Por lo tanto cada soporte de dos módulos tendrá una intensidad máxima de 8,45 A y una tensión de 48 V.

Considero la instalación como tipo B: cables unipolares aislados bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Selecciono un conductor de 4 mm2 de sección.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 1 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 8,45 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 4 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 38 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,08 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’16 % |

Tabla 37 Parámetros del cableado entre paneles

### 2.1.2 Soporte 1 y 2 - CMP

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones y cuando están conectados en serie suman sus tensiones. Por tanto este soporte tendrá una intensidad de:

1 cadenas x I sc = $I_{total}$
1 cadenas x 8,45 A = 8,45 A

**I total = 8,45 A**
**V total = 48 V**

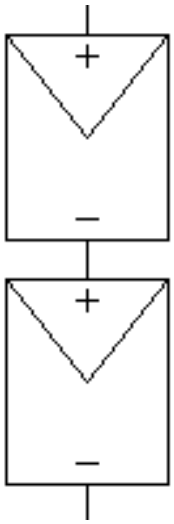


Ilustración 83 *String* de dos paneles

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,5 según el ITC-BT-07 para 10 cables o ternos; por tanto I = 16,9 A. Selecciono un conductor de 25 mm2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el soporte 1y 2 hasta el CMP.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 12 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0'018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 0,8 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 16,9 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 25 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 160 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,29 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0,60 % |

Tabla 38 Parámetros del cableado desde los soportes 1y 2 hasta el Cuadro de Mando y Protección (CMP).

La composición del Cuadro de Mando y Protección es la siguiente y viene regulada por el Reglamento Electro-técnico de Baja Tensión (REBT) de Aragón:

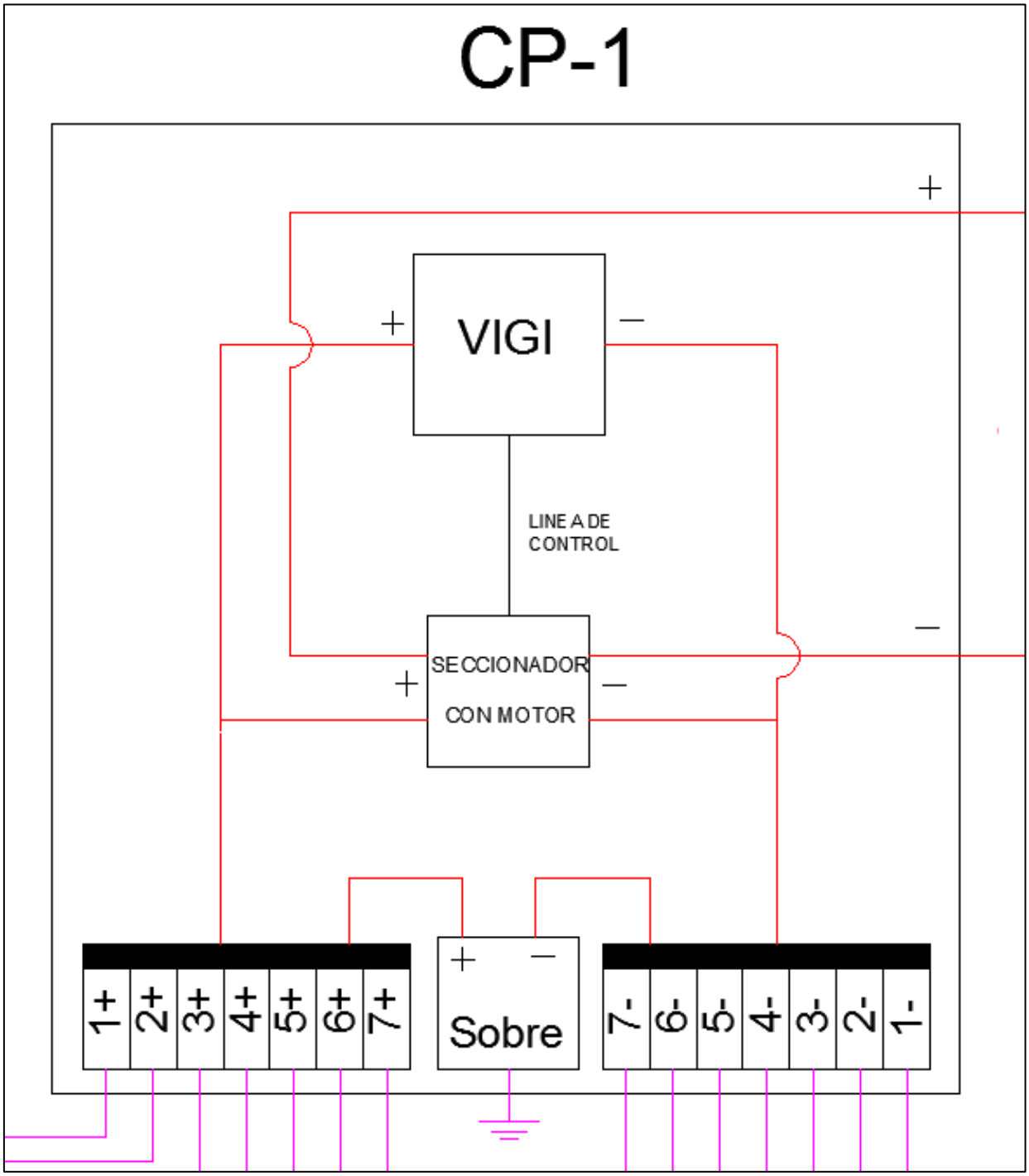



Ilustración 84 Esquema de composición del Cuadro de Mando y Protección (CMP).

- **Fusible**

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz). Se instalará un fusible tanto en el polo positivo como en el negativo que cada *string* de paneles.

**0,9 x Iz ≥ In ≥ Ib**

Iz= 160
0,9 x Iz = 144 A
Ib= 16,9 A

**In = 20 A**

- **Interruptor automatico continua**

**In = N x I/t**

In = (5 x 16,9)/3 = 28,1 A
In = (5 x 16,9)/5 = 16,9 A

**In = 20 A**

- **Vigilante de aislamiento con seccionador motorizado.**

Se instalará el modelo **PROAT FAC-120** cuyo rango de tensiones de vigilancia es de 48 -120 VCC. Este irá conmutado con el interruptor automático o el seccionador motor para activarlo cuando se detecte algún defecto en la red; obtendrá la alimentación de la propia instalación. Instalaremos uno por cada inversor.

- **Protector de sobretensiones.**

Se instalará un sobretensiones para evitar daños en la instalación como consecuencia de una posible descarga directa de una rayo. Utilizaremos un sobretensiones cuyo rango de trabajo permita el correcto funcionamiento de la instalación. Por ello elegiremos el **DEHNguard T275**, con un voltaje máximo de trabajo de 350 V en CC; y con una capacidad de descarga máxima de 40 kA (8/20 µs) y una protección de ≤1,25 kV como voltaje máximo. Pondremos uno por cada *string* de placas fotovoltaicas.

### 2.1.3 Soporte 3 y 4 - CMP

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto este soporte tendrá una intensidad de:

1 cadenas x I sc = $I_{total}$
1 cadenas x 8,45 A = 8,45 A

**I total = 8,45 A**
**V total = 48 V**

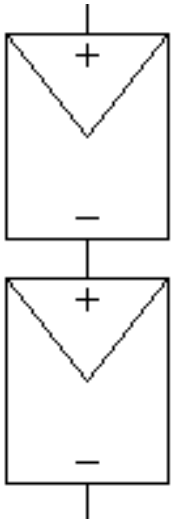



Ilustración 85 *String* de dos paneles

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,5 según el ITC-BT-07 para 10 cables o ternos; por tanto I = 16,9 A. Selecciono un conductor de 35 mm2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el soporte 3 y 4 hasta el CMP

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 20 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 0,8 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 16,9 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 35 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 190 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,34 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’71 % |

Tabla 39 Parámetros del cableado desde los soportes 3 y 4 hasta el Cuadro de Mando y Protección (CMP).

- **Fusible**

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz). Se instalará un fusible tanto en el polo positivo como en el negativo que cada *string* de paneles.

**0,9 x Iz ≥ In ≥ Ib**

Iz= 190
0,9 x Iz = 171 A
Ib= 16,9 A

**In = 20 A**

- **Interruptor automático**

**In = N x I/t**

In = (5 x 16,9)/3 = 28,1 A
In = (5 x 16,9)/5 = 16,9 A

**In = 20 A**

- **Vigilante de aislamiento con seccionador motorizado.**

Se instalará el modelo **PROAT FAC-120** cuyo rango de tensiones de vigilancia es de 48 -120 VCC. Este irá conmutado con el interruptor automático o el seccionador motor para activarlo cuando se detecte algún defecto en la red; obtendrá la alimentación de la propia instalación. Instalaremos uno por cada inversor.

- **Protector de sobretensiones.**

Se instalará un sobretensiones para evitar daños en la instalación como consecuencia de una posible descarga directa de una rayo. Utilizaremos un sobretensiones cuyo rango de trabajo permita el correcto funcionamiento de la instalación. Por ello elegiremos el **DEHNguard T275**, con un voltaje máximo de trabajo de 350 V en CC; y con una capacidad de descarga máxima de 40 kA (8/20 µs) y una protección de ≤1,25 kV como voltaje máximo. Pondremos uno por cada *string* de placas fotovoltaicas.

### 2.1.4 CMP - Regulador

La intensidad recibida de los módulos solares se concentra en el CMP, y se envían separadas a cada uno de los 3 reguladores antes de pasar a las baterías. Por tanto cada regulador recibirá **56,6 A** de cada grupo de 2 soportes (1 y 2, 3 y 4) y esto hace una corriente total de 170 A una vez pasados los reguladores.

Considero la instalación como tipo B: cables unipolares aislados bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Selecciono un conductor de 25 mm2 de sección.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1,5 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0'018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 1 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 56,6 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 25 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 116 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,12 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0'25 % |

Tabla 40 Parámetros del cableado desde CMP hasta Regulador

| | I (A) | S (mm2) | I adm (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Paneles en serie | 8,45 | 4 | 38 | 0,16 | 0,16 | > 125 |
| Soporte 1 y 2 - CMP | 16,9 | 25 | 160 | 0,60 | 0,76 | > 125 |
| CMP - Regulador | 56,6 | 25 | 116 | 0,27 | **1,03** | > 125 |
| Paneles en serie | 8,45 | 4 | 38 | 0,16 | 0,16 | > 125 |
| Soporte 3 y 4 - CMP | 16,9 | 35 | 190 | 0,71 | 0,87 | > 125 |
| CMP - Regulador | 56,6 | 25 | 116 | 0,25 | **1,12** | > 125 |

Tabla 41 Caída de tensión tramo Soporte - CMP - Regulador.

Como podemos observar en ningún momento se sobrepasa el 1,5 % de caída de tensión y la intensidad soportada por todos los conductores es superior al 125% de la intensidad de dimensionado.

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| Paneles en serie | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 4 mm2 |
| Soporte 1 y 2 - CMP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 25 mm2 |
| Soporte 3 y 4 – CMP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 35 mm2 |
| CMP -Regulador | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 25 mm2 |

Tabla 42 Conductores tramo Soporte - CMP – Regulador

**2.2 Tramo Regulador - Baterías**

Tras el paso por los reguladores uniremos las conducciones triplicando la intensidad de corriente hasta los **170 A.**

Para determinar la sección de los conductores que unen los reguladores con las baterías se realizan los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado).

Como se ha establecido previamente las baterías se dividirán en dos grupos de 24 baterías en serie, cada uno colocado a una altura diferente dentro de la caseta de hormigón prefabricado.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 1 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 170 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 95 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 271 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,06 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’13 % |

Tabla 43 Parámetros cableado conexión Regulador - Baterías

Una vez tengo determinado el cableado y la aparamenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como hemos indicado previamente es del 1,5%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Regulador - Baterías | 170 | 95 | 271 | 0,13 | **0,13** | > 125 |

Tabla 44 Caída de tensión tramo Regulador - Baterías.

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| Regulador - Baterías | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 95mm2 |

Tabla 45 Conductores tramo Regulador - Baterías.

**2.3 Tramo Generador - Regulador**

Este circuito sólo sirve para que el regulador de un pequeño impulso eléctrico al generador y de la orden a éste de arrancar el motor, y la fuerza necesaria para arrancarlo. El fabricante ya nos suministró un cable de 3 metros y una sección de 2,5 mm2 para este fin.

**2.4 Tramo Generador - CGP**

El propio generador ya incluye su aparamenta de seguridad. En el momento en el que las baterías superen su profundidad máxima de descarga, se enciende el generador, el cual inyecta corriente trifásica aguas abajo del inversor hasta que haya carga suficiente en las baterías, entonces se para el generador diésel y vuelve a suministrar corriente al inversor. Al llegar la corriente proveniente del generador diésel un relé mueve un conmutador que corta la corriente proveniente del inversor y da paso a la corriente del generador diésel.

Esto se puede deber al mal funcionamiento de las baterías o a que los módulos no sean capaces de suministrar la energía suficiente para abastecer las necesidades puntuales de consumo. Para la detección empleamos monitores de baterías BMV. Éstos disponen de un avanzado sistema de control de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Determina exactamente el estado de la carga de la batería.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Elijo una sección de 2,5 mm2.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 2 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor de potencia | Cos ψ = 0,9 |
| Potencia suministrada | 10000 W |
| Tensión nominal de suministro | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 16,03 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 2,5 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 25 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,39 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’1 % |

Tabla 46 Parámetros cableado conexión Generador - CGP.

| | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Generador - CGP | 16,03 | 2,5 | 25 | 0,1 | **0,1** | > 125 |

Tabla 47 Caída de tensión tramo Generador – CGP

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| Generador - CGP | RV-K 0,6/1kV 2 x 1 x 2,5 mm2 |

Tabla 48 Conductores tramo Generador - CGP.

### 2.5 Tramo Baterías - Inversor

Este tramo irá desde las baterías a los inversores. Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será monofásico, de cobre con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado) y de sección 16 mm2.

Al instalar 3 inversores de 6 KW de potencia cada uno, tendremos que dividir en tres el cable proveniente de las baterías (170 A), por lo que la corriente que pase por ellos será un tercio del total (56,5 A) proveniente del regulador. Además, tras su paso por el inversor serán enlazados de nuevo para conformando una línea trifásica única.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 1 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 48 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 56,6 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 25 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 116 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,08 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’16 % |

Tabla 49 Parámetros cableado conexión Regulador - Inversor.

Una vez tengo determinado el cableado y la aparamenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 1,5%, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Baterías - Inversor | 56,6 | 25 | 116 | 0,16 | **0,16** | >125 |

Tabla 50 Caída de tensión tramo Regulador – Inversor.

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| Baterías - Inversor | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 25 mm2 |

Tabla 51 Conductor tramo Regulador - Inversor.

Por tanto las pérdidas por caída de tensión desde el origen de la generación hasta el inversor o inicio de la red interior deberá de ser menores al 1,5% según el ITC.BT-40.

| | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Paneles en serie | 8,45 | 4 | 38 | 0,16 | 0,16 | > 125 |
| Soporte 3 y 4 - CMP | 16,9 | 35 | 190 | 0,71 | 0,87 | > 125 |
| CMP - Regulador | 85 | 35 | 190 | 0,27 | 1,14 | > 125 |
| Regulador -Baterías | 170 | 95 | 271 | 0,13 | 1,27 | > 125 |
| Baterías - Inversor | 56,6 | 25 | 116 | 0,16 | **1,43** | > 125 |

Tabla 52 Pérdidas de tensión desde la zona de generación hasta el inversor en la instalación fotovoltaica aislada.

### 2.6 Tramo Inversor - CGP

Este tramo irá desde los inversores al CGP. Los 3 inversores ya en trifásico se conectarán en paralelo a la salida (P = 13500 W) para poder llevar una línea única. Los elementos de conexión necesarios para los inversores vienen incluidos con los mismos. Por tanto se dispone un conductor que se unirá en el CGP. Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Elijo una sección de 6 mm2.

Considero Cos ψ = 0,9, ya que para valores inferiores recomendaría la colocación de condenadores para compensar la potencia reactiva, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 2 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0'018 Ωmm2/m |
| Factor de potencia | Cos ψ = 0,9 |
| Potencia suministrada | 13500 W |
| Tensión nominal de suministro | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 21,6 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 6 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 44 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,22 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0'05 % |

Tabla 53 Parámetros cableado Inversor - CGP

| | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor - CGP | 50 | 6 | 44 | 0,05 | **0,05** | > 125 |

Tabla 54 Caída de tensión entre Inversor – CGP

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| Inversor - CGP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 6 mm2 |

Tabla 55 Conductor tramo Inversor – CGP

### 2.7 Tramo CGP caseta – CGP granja

Esta conducción irá enterrada y será una conexión trifásica. El cable será de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Selecciono una sección de 6 mm2.

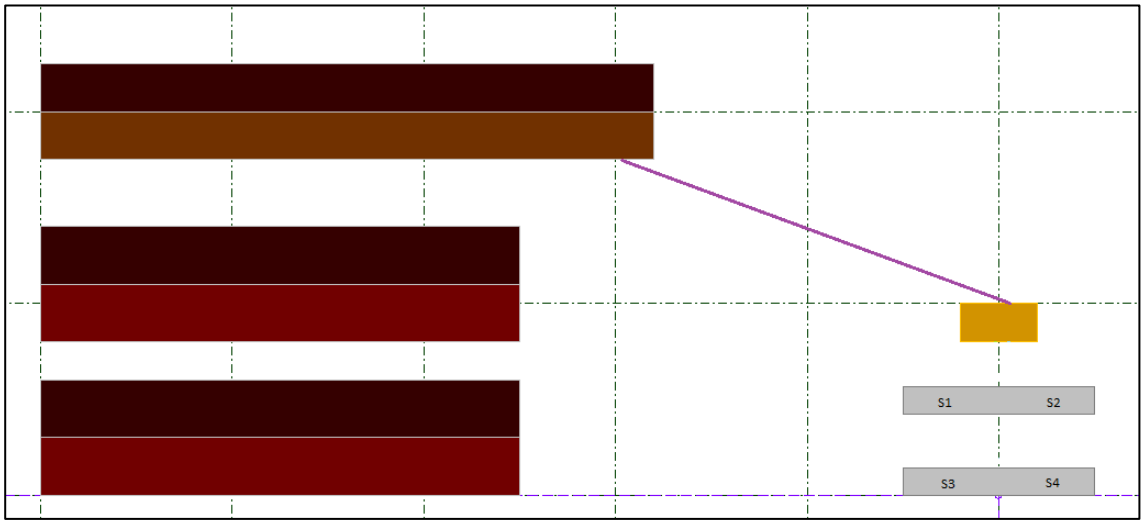



Ilustración 86 Ubicación del cableado desde el CGP caseta hasta el CGP granja

Considero Cos ψ = 0,9, ya que para valores inferiores recomendaría la colocación de condenadores para compensar la potencia reactiva, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 40 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor de potencia | Cos ψ = 0,9 |
| Potencia suministrada | 18000 W |
| Tensión nominal de suministro | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 21,6 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 10 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 96 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 2,67 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0,66 % |

Tabla 56 Parámetros cableado CGP - CGP granja

| | I (A) | S (mm2) | I adm (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CGP caseta – CGP granja | 28,86 | 10 | 96 | 0,66 | **0,66** | > 125 |

Tabla 57 Caída de tensión entre CGP – CGP granja

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| CGP caseta – CGP granja | RZ1-k0,6/1kV 4 x 10 mm2 |

Tabla 58 Conductor tramo CGP - CGP granja

Para proteger este circuito elijo un PIA que cumpla según normas UNE 20460-4-43 cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

- **PIA**

**Iz ≥ In ≥ Ib**

Iz= 96 A
Ib= 28,86 A
In= 40 A

**PIA = 40 A**

- **Interruptor automático**

**In = N x I/t**

In = (5 x 28,86)/3 = 48,1 A
In = (5 x 28,86)/5 = 28,86 A

**In = 40 A**

Una vez tengo determinado el cableado y la aparamenta de seguridad de este tramo de la instalación, compruebo que la caída de tensión total sea menor a la máxima permitida, que como se ha indicado previamente es del 1,5 %, y que la sobreintensidad del conductor seleccionado sea superior al 125%, como indica el ITC-BT-40 del REBT.

| | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversor - CGP | 28,88 | 6 | 44 | 0,05 | **0,05** | > 125 |
| CGP – CGP granja | 28,88 | 10 | 96 | 0,66 | **0,71** | > 125 |

Tabla 59 Caída de tensión tramo Inversor - CGP - CGP granja

| Tramo | Conductor |
|---|---|
| Inversor - CGP | RV-k0,6/1kV 4 x 6 mm2 |
| CGP – CGP granja | RZ1-k0,6/1kV 4 x 10 mm2 |

Tabla 60 Conductores tramo Inversor - CGP - CGP granja

### 2.8 Tubos protectores

A continuación se procede a dimensionar los tubos de protección para las conducciones enterradas. Como se ha indicado previamente dispondremos de un tubo para cada terna de cables unipolares enterrados separados en tubo para positivos y para negativos.. Las dimensiones de los tubos utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la norma UNE-EN 50.086.

Para el dimensionado de las canalizaciones empleo la Tabla 9, Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir, del ITC-BT-21 del REBT.

| Sección nominal de los conductores unipolares ($mm^2$) | Diámetro exterior de los tubos (mm) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Número de conductores | | | | |
| | ≤ 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1,5 | 25 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| 2,5 | 32 | 32 | 40 | 40 | 40 |
| 4 | 40 | 40 | 40 | 40 | 50 |
| 6 | 50 | 50 | 50 | 63 | 63 |
| 10 | 63 | 63 | 63 | 75 | 75 |
| 16 | 63 | 75 | 75 | 75 | 90 |
| 25 | 90 | 90 | 90 | 110 | 110 |
| 35 | 90 | 110 | 110 | 110 | 125 |
| 50 | 110 | 110 | 125 | 125 | 140 |
| 70 | 125 | 125 | 140 | 160 | 160 |
| 95 | 140 | 140 | 160 | 160 | 180 |
| 120 | 160 | 160 | 180 | 180 | 200 |
| 150 | 180 | 180 | 200 | 200 | 225 |
| 185 | 180 | 200 | 225 | 225 | 250 |
| 240 | 225 | 225 | 250 | 250 | -- |

Tabla 61 Diámetros exteriores mínimos de los tubos enterrados.

A continuación se muestra la longitud de los conductores enterrados de la instalación y las dimensiones de los tubos de protección.

| Sección conductor (mm2) | Recorrido | Nº conductores | Longitud (m) | D ext tubo (mm) |
|---|---|---|---|---|
| 10 | CMP e - CMP g | 4 | 40 | 63 |
| 25 | S 1 y 2 - CMP e (+) | 10 | 12 | 110 |
| 35 | S 3 y 4 - CMP e (-) | 10 | 20 | 125 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 25 | S 1 y 2 - CMP e (+) | 10 | 12 | 110 |
| 35 | S 3 y 4 - CMP e (-) | 10 | 12 | 125 |

**Tabla 62 Sección de los tubos conductores enterrados**

Los cables enterrados que provengan de los módulos solares irán agrupados en 4 tubos desde los soportes 1 y 2 (cables positivos y negativos por separado) y en otro tubo los que provengan de los soportes 3 y 4 (cable positivo y negativo también por separado).

El cable enterrado que conecta el CMP de la caseta eléctrica y el CMP de la granja irá agrupado en una terna de 3 conductores unipolares y un neutro.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITCBT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

## 2.9 Puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. La profundidad de enterrado nunca será inferior a 0,5 metros. Como toma de tierra empleo picas, que son tubos de acero galvanizado. El conductor de tierra será un conductor de cobre no protegido contra la corrosión de 35 mm2 de sección.

La longitud de las placas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$L = \rho / R$$

Donde:

L = Longitud de la pica
ρ = Resistividad (Ωm) = 50 Ωm para terrenos compactos y húmedos
R = Resistencia de tierra (Ω)

$$R = U / Id$$

Donde:

U = Límite de seguridad de la tensión de contacto = 24 V para locales húmedos.
Id = Diferenciales de intensidad
Id1 = 300 mA
Id2 = 30 mA
R = 24 V / 0,3 A = 80 Ω

Obtenemos entonces que la longitud de la pica deberá ser como mínimo de 0,625 m (50 Ωm / 80 Ω), por ello instalaremos un pica de un metro de longitud para realizar correctamente la puesta a tierra.

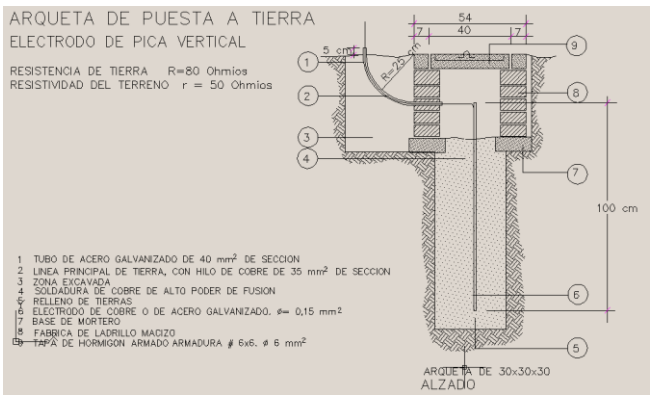



Ilustración 87 Pica de cobre para toma a tierra de la instalación.

**2.10 Diagrama unifilar de la instalación aislada**

**3.0 Cableado de la opción 3: Instalación conectada a red.**

Para el dimensionado de los conductores hay que tener en cuenta dos factores. El primero es que la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la Red de Distribución no sea superior al 1,5% según ITC-BT 40 del REBT. El segundo factor a tener en cuenta es que la intensidad soportada por los conductores no sea inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según ITC-BT 40 del REBT.

Calculo la sección de los conductores con un factor de corrección por agrupamiento de 0,8 para las conducciones enterradas y de 1 para el resto de la instalación, y con una temperatura de 40ºC.

La profundidad de las conducciones enterradas será de 0,62 metros. Según en ITC-BT- 07 del REBT, estás deben tener una profundidad mínima de 0,6 metros. La distancia entre las ternas de cables unipolares ha de ser superior a 0,1 metros.

Para proceder al dimensionado de la instalación eléctrica la divido como anteriormente en varios tramos.

- Tramo Módulos - CMP
- Tramo CMP - Inversor
- Tramo Inversor - Punto de conexión compañía

### 3.1 Tramo Módulos – CMP

Este tramo une cada uno de los cuatro soportes con el cuadro de mando y protección ubicado en la caseta prefabricada de hormigón. En la siguiente figura podemos observar el diseño de los conductores enterrados.

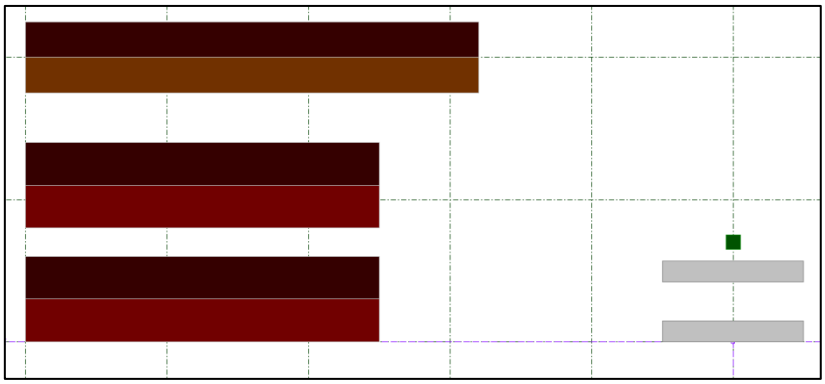


Ilustración 88 Ubicación de la caseta eléctrica y CMP.

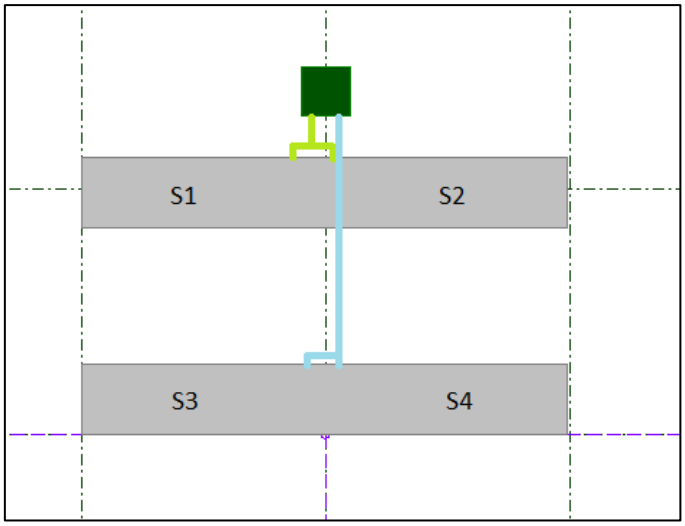



Ilustración 89 Diseño de los conductores enterrados. Opción 2.

Por tanto, este tramo lo divido en los siguientes subtramos, cuyas longitudes son:

| Subtramo | Longitud (m) |
|---|---|
| Paneles en serie | 1 |
| Soporte 1 y 2 - CMP | 12 |
| Soporte 3 y 4 - CMP | 20 |

Tabla 63 Longitudes conductores tramo Soportes - CMP. Opción 2.

### 3.1.1 Paneles en serie.

A la hora de determinar la sección de los conductores de los módulos fotovoltaicos lo calculo como instalación de tipo B: cables unipolares aislados bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). Los módulos escogidos se suministran con conectores para realizar las conexiones eléctricas del sistema.

La intensidad máxima del módulo solar (ISC) según el fabricante es de 8,45 A. Al estar conectados en serie se suman sus tensiones, pero no sus intensidades. Por lo tanto cada cadena de 10 módulos tendrá una intensidad máxima de 8,45 A y una tensión de 299 V.

Tomamos un cable de sección 4 mm2, que es el mínimo recomendado por el fabricante. Comprobamos la caída de tensión en las líneas eléctricas.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 1 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 299 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 8,45 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 4 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 38 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,07 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0,02 % |

Tabla 64 Parámetros de cableados entre paneles.

Para proteger este circuito elijo un PIA que cumpla según normas UNE 20460-4-43 cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz).

**Iz ≥ In ≥ Ib**

Iz= 38 A
Ib= 8,45 A
In= 10 A

**PIA = 10 A**

### 3.1.2 Soporte 1 y 2 - CMP.

El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). La conducción será enterrada desde el soporte uno hasta el CMP.

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto cada seguidor tendrá una intensidad de:

2 cadenas x 8,45 = 16,9 A

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,8; por **tanto I = 21,1 A**. Selecciono un conductor de 95 mm2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el soporte 1 a la arqueta.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 12 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 0,8 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 299 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 21,1 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 6 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 49 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 1,50 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’50 % |

Tabla 65 Parámetros de cableados entre soporte 1 y CMP.

- **Fusible**

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz). Se instalará un fusible tanto en el polo positivo como en el negativo que cada *string* de paneles.

**0,9 x Iz ≥ In ≥ Ib**

Iz= 49
0,9 x Iz = 44,1 A
Ib= 21,1 A

**In = 30 A**

- **Interruptor automatic continua**

**In = N x I/t**

In = (5 x 21,1)/3 = 35,1 A
In = (5 x 21,1)/5 = 21,1 A

**In = 30 A**

- **Vigilante de aislamiento con seccionador motorizado.**

Se instalará el modelo **PROAT FAC-120** cuyo rango de tensiones de vigilancia es de 48 -120 VCC. Este irá conmutado con el interruptor automático para activarlo cuando se detecte algún defecto en la red; obtendrá la alimentación de la propia instalación. Instalaremos uno por cada inversor.

- **Protector de sobretensiones.**

Se instalará un sobretensiones para evitar daños en la instalación como consecuencia de una posible descarga directa de una rayo. Utilizaremos un sobretensiones cuyo rango de trabajo permita el correcto funcionamiento de la instalación. Por ello elegiremos el **DEHNguard T275**, con un voltaje máximo de trabajo de 350 V en CC; y con una capacidad de descarga máxima de 40 kA (8/20 µs) y una protección de ≤1,25 kV como voltaje máximo. Pondremos uno por cada *string* de placas fotovoltaicas.

### 3.1.3 Soporte 3 y 4 - CMP.

El cable será monofásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado). La conducción será enterrada desde el soporte uno hasta el CMP.

Los módulos conectados en paralelo suman sus intensidades, pero no sus tensiones. Por tanto cada seguidor tendrá una intensidad de:

2 cadenas x 8,45 = 16,9 A

La conducción será enterrada. Se considera un factor de agrupamiento de 0,8; por tanto **I = 21,1 A**. Selecciono un conductor de 6 mm2 de sección y compruebo la caída de tensión desde el soporte 1 a la arqueta.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 20 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor agrupamiento | Fa = 0,8 |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 299 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 21,1 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 6 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 49 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 2,50 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’84 % |

Tabla 66 Parámetros de cableados entre soporte 2 y 3 – CMP

- **Fusible**

Elijo un fusible que cumpla según normas UNE 20460-4-43, cuya intensidad nominal (In) sea mayor o igual que la intensidad nominal de la línea (Ib) y menor o igual que el 90% de la intensidad máxima admisible de los conductores (Iz). Se instalará un fusible tanto en el polo positivo como en el negativo que cada *string* de paneles.

**0,9 x Iz ≥ In ≥ Ib**

Iz= 49
0,9 x Iz = 44 A
Ib= 21,1 A

**In = 30 A**

- **Interruptor automático continua**

**In = N x I/t**

In = (5 x 21,1)/3 = 35,1 A
In = (5 x 21,1)/5 = 20,7 A

**In = 30 A**

- **Vigilante de aislamiento con seccionador motorizado.**

Se instalará el modelo **PROAT FAC-120** cuyo rango de tensiones de vigilancia es de 48 -120 VCC. Este irá conmutado con el interruptor automático para activarlo cuando se detecte algún defecto en la red; obtendrá la alimentación de la propia instalación. Instalaremos uno por cada inversor.

- **Protector de sobretensiones.**

Se instalará un sobretensiones para evitar daños en la instalación como consecuencia de una posible descarga directa de una rayo. Utilizaremos un sobretensiones cuyo rango de trabajo permita el correcto funcionamiento de la instalación. Por ello elegiremos el **DEHNguard T275**, con un voltaje máximo de trabajo de 350 V en CC; y con una capacidad de descarga máxima de 40 kA (8/20 µs) y una protección de ≤1,25 kV como voltaje máximo. Pondremos uno por cada *string* de placas fotovoltaicas.

**3.2 CMP - Inversor.**

Este conductor lleva la corriente del CMP al inversor. Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Selecciono un conductor de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de 6 mm2 de sección.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1,5 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor de potencia | Cos ψ = 1 |
| Tensión nominal de suministro | U = 299 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 33,8 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 25 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 44 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,30 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’10 % |

Tabla 67 Parámetros de cableados entre CMP y Inversor.

### 3.3 Inversor – CMP alterna.

Este tramo conducirá la intensidad desde el inversor hasta el interruptor de control de potencia (ICP) y el contador, ubicados en el cuadro general de protección (CGP), en la caseta prefabricada. El inversor suministra una potencia de 13.500 VA, y el factor de potencia es 0,99; por tanto la potencia de salida del inversor es de 13.500 W.

Realizo los cálculos como instalación interior tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. Elijo un conductor trifásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado), de 6 mm2 de sección.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor de potencia | Cos ψ = 0,99 |
| Potencia suministrada | 13500 W |
| Tensión nominal de suministro | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 19,48 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 6 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 44 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,1 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’02 % |

Tabla 68 Parámetros de cableados entre Regulador y CMP.

### 3.5 CMP – Conexión a red

Este tramo conducirá la intensidad desde el ICP hasta el cuadro de la compañía eléctrica, para su inyección a red. Se trata de una conducción enterrada. Elijo un conductor trifásico, de cobre, con recubrimiento de XLPE (polietileno reticulado) de 6 mm2 de sección.

| Parámetros | |
|---|---|
| Longitud del conductor | L = 1,5 m |
| Resistividad del material (Cu) | R = 0’018 Ωmm2/m |
| Factor de potencia | Cos ψ = 0,9 |
| Tensión nominal de suministro | U = 400 V |
| Intensidad nominal de corriente | I = 19,48 A |
| Sección adoptada del conductor | S = 6 mm2 |
| Intensidad admisible por el conductor | I = 72 A |
| Caída de tensión absoluta | dU = 0,15 V |
| Caída de tensión porcentual | dU = 0’03 % |

Tabla 69 Parámetros de cableados entre ICP y la conexión a red.

Una vez tengo calculadas las secciones de toda la instalación compruebo que la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la Red de Distribución no sea superior al 1,5 % permitido y que la intensidad soportada por los conductores no sea inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según la ITC-BT 40 del REBT.

| Subtramo | I (A) | S (mm2) | $I_{adm}$ (A) | ΔU (%) | ∑ ΔU (%) | % Sobreintensidad |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,47 | 0,47 | 455,08 |
| Soporte 1 y 2 - CMP | 20,7 | 6 | 72 | 0,32 | 0,79 | 347,82 |
| CMP - Inversor | 83,5 | 25 | 116 | 0,04 | 0,83 | 138,92 |
| Inversor - ICP | 16,03 | 6 | 44 | 0,02 | 0,85 | 274,48 |
| ICP – Conexión Red | 16,03 | 6 | 72 | 0,03 | 0,88 | 449,15 |
| Paneles en serie | 8,35 | 4 | 38 | 0,47 | 0,47 | 455,08 |
| Soporte 3 y 4 - CMP | 20,7 | 6 | 72 | 0,32 | 0,79 | 347,82 |
| CMP - Inversor | 83,5 | 25 | 116 | 0,04 | 0,83 | 138,92 |
| Inversor - ICP | 16,03 | 6 | 44 | 0,02 | 0,85 | 274,48 |
| ICP – Conexión Red | 16,03 | 6 | 72 | 0,03 | 0,88 | 449,15 |

Tabla 70 Caida de tensión total del todos los subtramos. Opción 2.

Como podemos observar en ningún momento se supera el 1,5 % de caída de tensión y la intensidad soportada por todos los conductores es superior al 125 % de la intensidad de dimensionado.

| Subtramo | Conductor |
|---|---|
| Paneles en serie | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 4 mm2 |
| Soporte 1 - CMP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 6 mm2 |
| Soporte 2 – CMP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 6 mm2 |
| Soporte 3 – CMP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 6 mm2 |
| Soporte 4 - CMP | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 6 mm2 |
| CMP - Inversor | RV-k0,6/1kV 2 x 1 x 25 mm2 |
| Inversor - ICP | ES 07 Z1-K 5 X 6 mm2 |
| ICP – Conexión a red | RZ1 – K 0,6/1 kV 4 x 6 mm2 |

Tabla 71 Resumen de conductores todos los subtramos. Opción 2.

**4.0 Iluminación de la caseta eléctrica.**

Se dispone de un circuito de iluminación en la caseta eléctrica. Del CGP partirá una conducción a un CSMP con la intensidad necesaria para el circuito de iluminación. Realiza los cálculos de la instalación, como en el apartado 1.2.4.1, como un tipo B, cables unipolares bajo tubos metálicos o plásticos en montaje superficial o empotrado en obra. El conductor será de cobre con recubrimiento de XLPE.

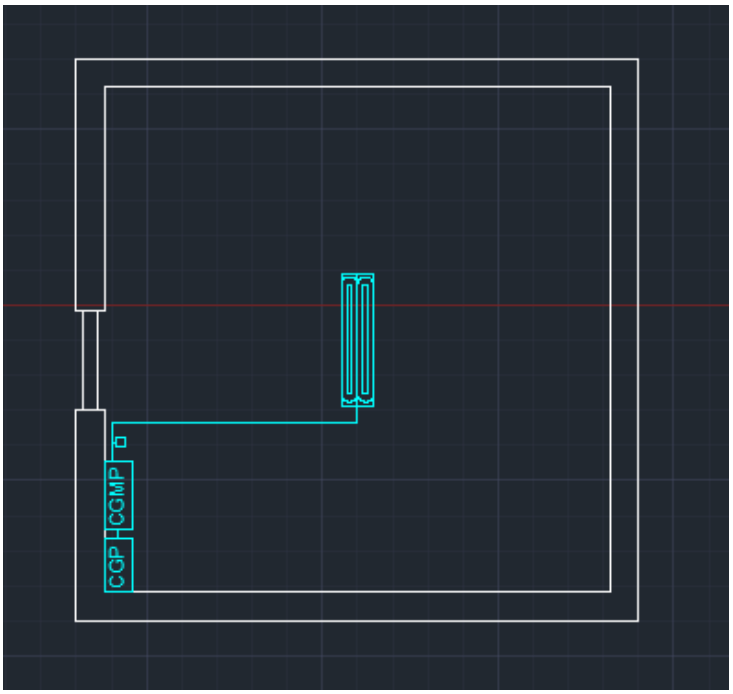



Ilustración 90 Instalación de iluminación de la caseta eléctrica.

**5.0 Tubos protectores.**

A continuación se procede a dimensionar los tubos de protección para las conducciones enterradas. Como se ha indicado previamente, cada terna de cables unipolares irá enterrada en un tubo individual. Las dimensiones de los tubos utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la norma UNE-EN 50.086.

Para el dimensionado de las canalizaciones empleo la Tabla 9, Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir, del ITC-BT-21 del REBT.

A continuación se muestra la longitud de los conductores enterrados de la instalación y las dimensiones de los tubos de protección.

| Sección conductor (mm2) | Longitud (m) | D ext tubo (mm) |
|---|---|---|
| 6 | 55,5 | 50 |

Tabla 72 Sección de los conectores enterrados. Opción 2.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicada en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITCBT-19, ITC-BT-20 e ITC-BT-21.

## 6.0 Puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. La profundidad de enterrado nunca será inferior a 0,5 metros. Como toma de tierra emplearemos picas, que son tubos de acero galvanizado. El conductor de tierra será un conductor de cobre no protegido contra la corrosión de 35 mm2 de sección.

La longitud de las placas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$L = \rho / R$$

Donde:

L = Longitud de la pica
ρ = Resistividad (Ωm) = 50 Ωm para terrenos compactos y húmedos
R = Resistencia de tierra (Ω)

$$R = U / Id$$

Donde:

U = Límite de seguridad de la tensión de contacto = 24 V para locales húmedos.
Id = Diferenciales de intensidad
Id1 = 300 mA
Id2 = 30 mA
R = 24 V / 0,3 A = 80 Ω

Obtenemos entonces que la longitud de la pica deberá ser como mínimo de 0,625 m (50 Ωm / 80 Ω), por ello instalaremos un pica de un metro de longitud para realizar correctamente la puesta a tierra.

Ilustración 91 Pica de cobre para toma a tierra de la instalación (II)

# ANEJO Nº IX

# Estudio de viabilidad

## 1.0 Introducción.

Se realiza a continuación el estudio de viabilidad económica de la instalación fotovoltaica dentro de la explotación porcina de reproducción. Analizaremos la viabilidad de los 2 tipos de opción de instalaciones.

La primera de ellas consiste en abastecer completamente la explotación porcina mediante el uso de paneles fotovoltaicos y acumuladores o baterías.

La segunda opción consiste en una instalación conectada a la red eléctrica. La energía producida se vende y se compra la necesaria en la explotación. Comentaremos además la posibilidad de balance neto aunque todavía no está legislada.

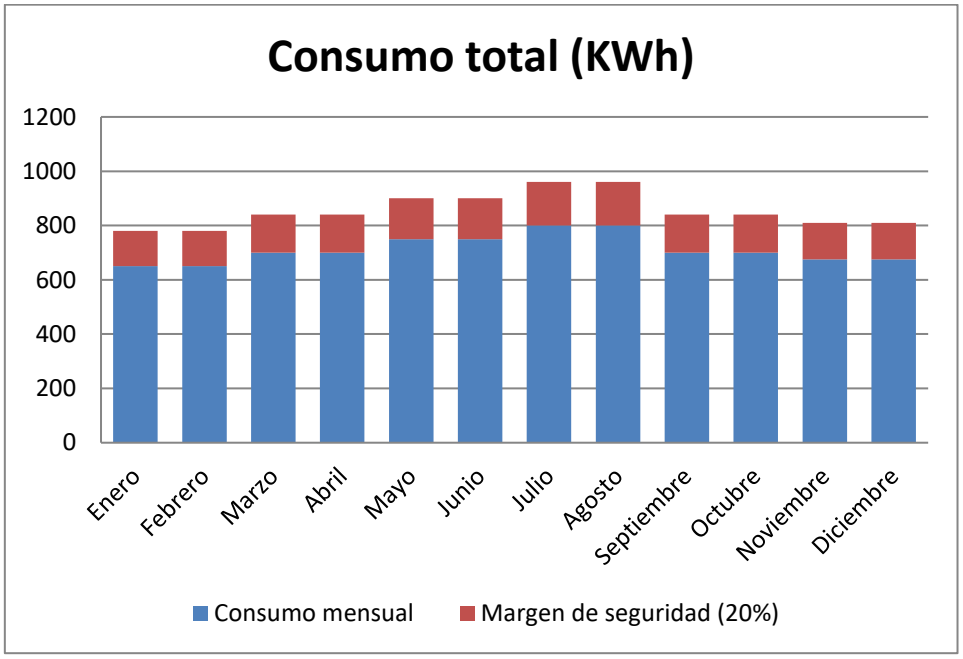
Para poder analizar la viabilidad de las diferentes alternativas y compararlas adecuadamente, se dimensionarán empleando los mismos elementos, a excepción de los que sean específicos de cada tipo de instalación (baterías, regulador, etc.).

Se tiene en cuenta la posibilidad de obtención de subvenciones por la aplicación de energías renovables. Las estimaciones de dichas subvenciones se basan en las órdenes emitidas por el BOA (Boletín Oficial de Aragón)

**2.0 Datos de la explotación.**

**2.1 Consumo.**

El consumo eléctrico previo de la explotación ha sido suministrado por el propietario a través de recibos de consumos bimensuales anteriores. A este consumo deberemos añadir un margen de seguridad del 20% para evitar posibles problemas con la energía eléctrica requerida en el futuro por la explotación.




Gráfica 10 Consumo total (KWh)

**2.2 Opciones de instalación.**

**2.2.1 Instalación aislada con 3 días de autonomía.**

Este tipo de instalación dispone de los siguientes elementos:

| Elemento | Modelo | En serie | En paralelo | Total |
|---|---|---|---|---|
| **Soporte solar** | HF2H-2PV-T | 0 | 0 | 4 |
| **Panel solar** | MÓDULO POLIICRISTALINO ISF-250 P | 2 | 20 | 40 |
| **Regulador** | MORNINGSTAR TRISTAR TS 60 | 0 | 3 | 3 |
| **Batería** | OPzD Solar 1650 | 4 | 2 | 8 |
| **Inversor solar** | Schneider XANTREX XW 4548 | 0 | 3 | 3 |

Tabla 73 Elementos de la instalación fotovoltaica aislada con 3 días de autonomía.

Por tanto la instalación constará de 4 soportes sin variación en inclinación, 40 paneles solares fotovoltaicos, 3 reguladores de carga, 48 baterías (8 packs) para una autonomía de tres días y 3 inversores trifásicos. La tensión nominal del sistema será de 48 V antes de inversores y la potencia nominal de la instalación será de 13,5 kW.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los seguidores estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste y norte-sur de 12 metros. Cada soporte constará de 10 módulos solares y su inclinación será de 60ª.

.

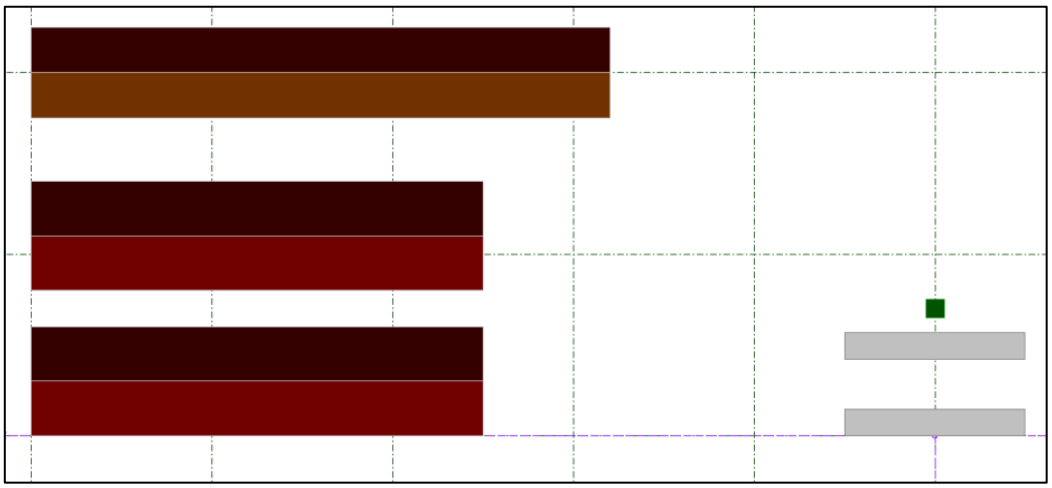


Ilustración 92 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación.

Además, para garantizar el suministro eléctrico en el caso de averías o de que en determinados meses no fuesen suficientes los módulos y las baterías por causa de varios días seguidos nublados o consumos fuera de lo normal, se instalará un generador de gasoil que se encenderá automáticamente cuando el regulador de las baterías detecte que la carga de éstas es inferior al mínimo marcado por el fabricante.

### 2.2.2 Instalación aislada con 1 día de autonomía.

Este tipo de instalación dispone de los siguientes elementos:

| Elemento | Modelo | En serie | En paralelo | Total |
|---|---|---|---|---|
| **Soporte solar** | HF2H-2PV-T | 0 | 0 | 4 |
| **Panel solar** | MÓDULO POLIICRISTALINO ISF-250 P | 2 | 20 | 40 |
| **Regulador** | MORNINGSTAR TRISTAR TS 60 | 0 | 3 | 3 |
| **Batería** | OPzD Solar 1410 | 4 | 1 | 4 |
| **Inversor solar** | Schneider XANTREX XW 4548 | 0 | 3 | 3 |

Tabla 74 Elementos de la instalación fotovoltaica aislada con 1 día de autonomía.

Por tanto la instalación constará de 4 soportes sin variación en inclinación, 40 paneles solares fotovoltaicos, 3 reguladores de carga, 24 baterías (4 packs) para una autonomía de un día y 3 inversores trifásicos. La tensión nominal del sistema será de 48 V antes de inversores y la potencia nominal de la instalación será de 13,5 kW.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los seguidores estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste y norte-sur de 12 metros. Cada soporte constará de 10 módulos solares y su inclinación será de 60ª.

.

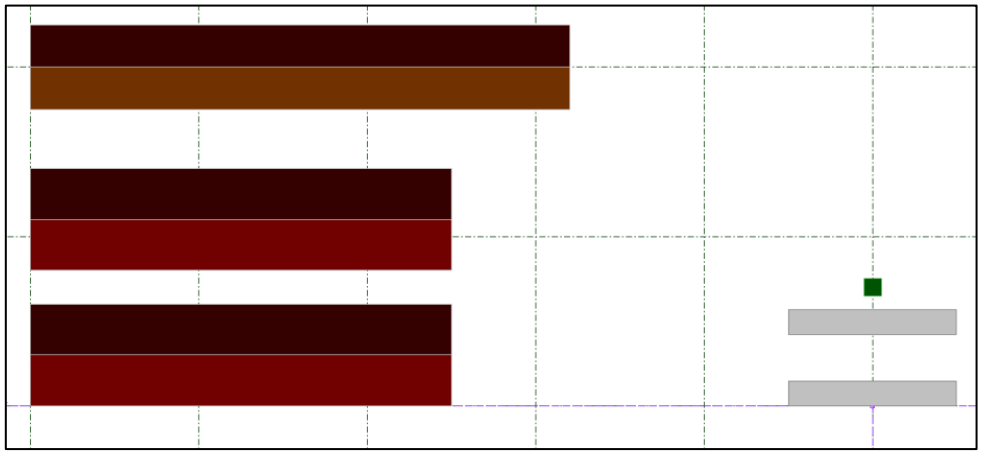


Ilustración 93 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación.

Además, para garantizar el suministro eléctrico en el caso de averías o de que en determinados meses no fuesen suficientes los módulos y las baterías por causa de varios días seguidos nublados o consumos fuera de lo normal, se instalará un generador de gasoil que se encenderá automáticamente cuando el regulador de las baterías detecte que la carga de éstas es inferior al mínimo marcado por el fabricante.

### 2.2.3 Instalación conectada a red

#### 2.2.3 .1 Instalación conectada a red con soportes variables estacionales.

Este tipo de instalación dispone de los siguientes elementos:

| Elemento | Modelo | En serie | En paralelo | Total |
|---|---|---|---|---|
| **Soporte solar** | HIASA HRP - 2P | 0 | 0 | 4 |
| **Panel solar** | MÓDULO POLICRISTALINO ISF-250 P | 10 | 4 | 40 |
| **Inversor solar** | Fronius IG Plus 150 | 1 | 1 | 1 |

Tabla 75 Elementos de la instalación fotovoltaica conectada a red.

Por tanto la instalación constará de 4 soportes con variación en inclinación, 40 paneles solares fotovoltaicos y 1 inversor. La tensión nominal del sistema será de 299 V antes del inversor y la potencia nominal será de 12KW.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los soportes estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste y norte-sur de 12 metros. Cada seguidor constará de 40 módulos solares, cuatro conectados en paralelo y 10 en serie.

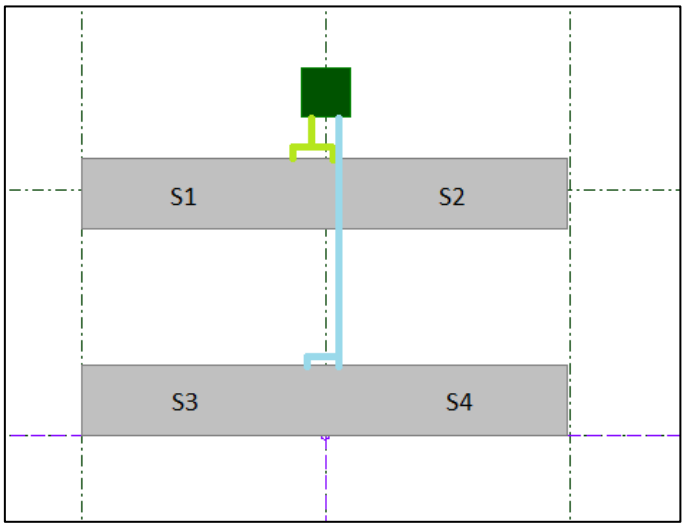



Ilustración 94 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación.

### 2.2.3.2 Instalación conectada a red con soportes fijo.

Este tipo de instalación dispone de los siguientes elementos:

| Elemento | Modelo | En serie | En paralelo | Total |
|---|---|---|---|---|
| **Soporte solar** | HF2H-2PV-T | 0 | 0 | 4 |
| **Panel solar** | MÓDULO POLICRISTALINO ISF-250 P | 10 | 4 | 40 |
| **Inversor solar** | Fronius IG Plus 150 | 1 | 1 | 1 |

Tabla 76 Elementos de la instalación fotovoltaica conectada a red.

Por tanto la instalación constará de 4 soportes sin variación en inclinación, 40 paneles solares fotovoltaicos y 1 inversor. La tensión nominal del sistema será de 299 V antes del inversor y la potencia nominal será de 12KW.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la instalación. Los soportes estarán orientados al sur, con un azimut de 0°, y separados una distancia este-oeste y norte-sur de 12 metros. Cada seguidor constará de 40 módulos solares, cuatro conectados en paralelo y 10 en serie.

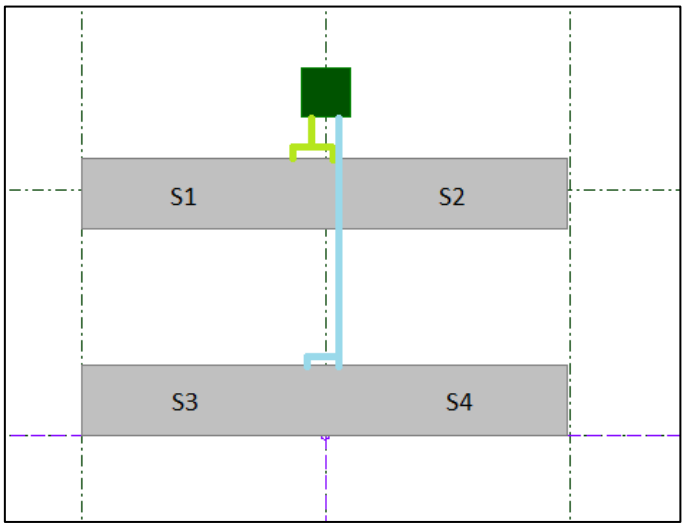
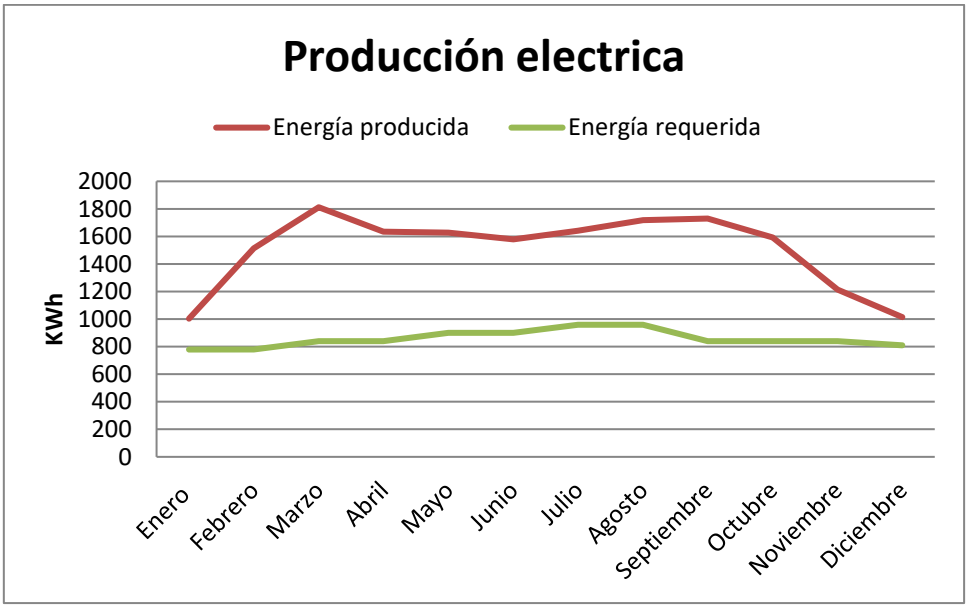



Ilustración 95 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la explotación.

**3.0 Producción eléctrica.**

**3.1 Instalación aislada (soportes fijos).**

La energía total producida por el sistema de 4 soportes fotovoltaicos fijos aislados de la red eléctrica y 40 módulos fotovoltaicos es de 18,08 MWh/año. En las siguiente gráfica podemos observar la producción de cada mes, realizado mediante el uso de la base de datos de Meteonorm, y como se cubren las necesidades energéticas.




Gráfica 11 Energía Producida - Requerida en la explotación aislada.

| Mes | E generada (kwh) | E requerida (kWh) |
|---|---|---|
| **Enero** | 1003 | 779 |
| **Febrero** | 1513 | 780 |
| **Marzo** | 1812 | 840 |
| **Abril** | 1634 | 840 |
| **Mayo** | 1627 | 900 |
| **Junio** | 1578 | 900 |
| **Julio** | 1641 | 959 |
| **Agosto** | 1719 | 959 |
| **Septiembre** | 1730 | 840 |
| **Octubre** | 1593 | 840 |
| **Noviembre** | 1215 | 840 |
| **Diciembre** | 1015 | 810 |

Tabla 77 Energía generada y requerida en la explotación aislada. .

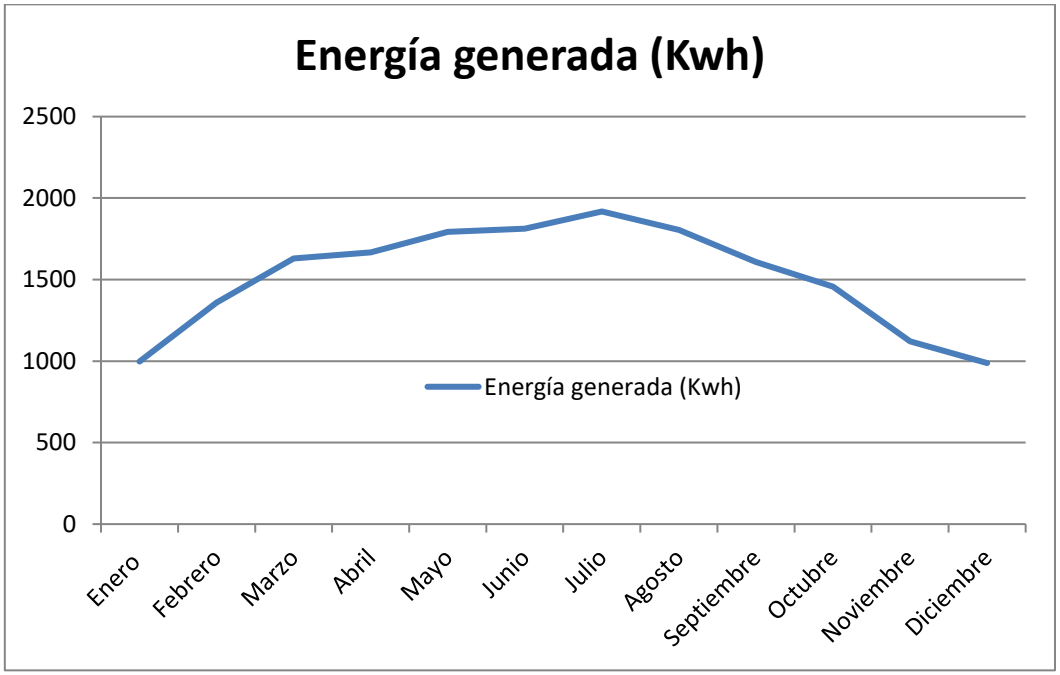
Sin embargo, a pesar de cubrir las necesidades en cuanto a producción total de energía podemos observar que durante los meses de Noviembre, Diciembre y Enero, deberemos hacer uso del generador auxiliar para hacer frente a momentos de demanda puntual elevada de electricidad. Esto supone un consumo anual de 100 Litros de Diesel.

Debido al exceso de energía durante un gran número de meses donde las baterías están a plena carga, se podría acumular ese exceso como agua caliente para su posterior uso en determinados momentos.

### 3.2 Instalación conectada a red.

#### 3.2.1 Variación de la inclinación estacional (30/60º).

La energía total producida, al igual que en la opción anterior, por el sistema de 4 soportes fotovoltaicos (30 y 60 º de inclinación) conectados a la red eléctrica es de **17,28 MWh/año**. En la siguiente gráfica podemos observar la producción de cada mes.

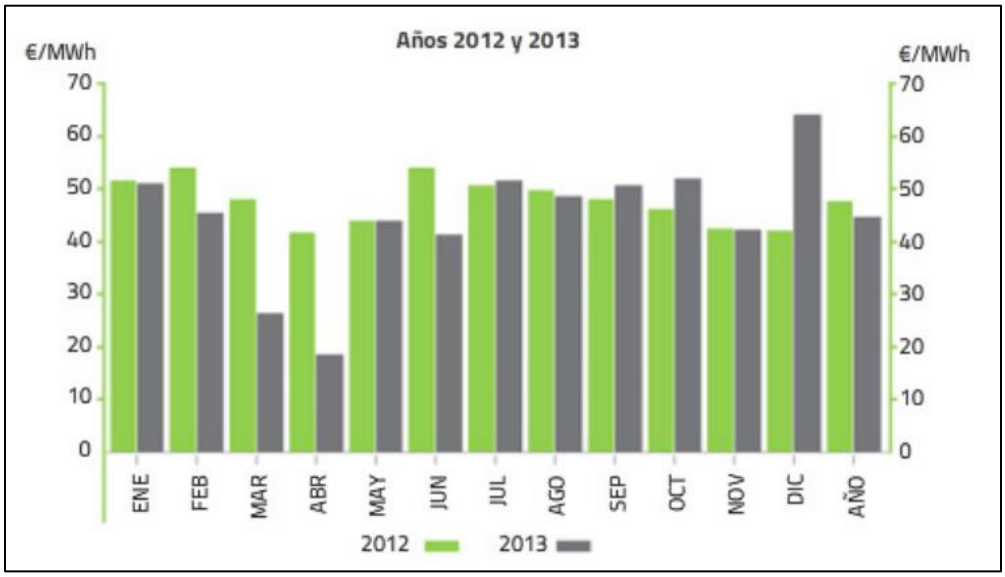



Gráfica 12 Energía producida en la explotación conectada a red con soporte de inclinación variable.

Esta energía producida será vertida a la red de distribución más cercana a la explotación a un precio acordado con la empresa distribuidora a través de un contrato. Generalmente, el precio de venta de la energía suele estar asociado al valor del ¨pool¨ eléctrico durante el vertido de la electricidad.

Este precio del ¨pool¨ se fija en base a la última tecnología de generación eléctrica necesaria en entrar al sistema para poder hacer frente a la demanda energética existente.

Como vemos en la siguiente gráfica, el precio del ¨pool¨ eléctrico varía diariamente y mensualmente según varios condicionantes como la disponibilidad de energía más barata como las provenientes de fuentes renovables, la estimación de la demanda eléctrica, el precio de los combustibles fósiles….

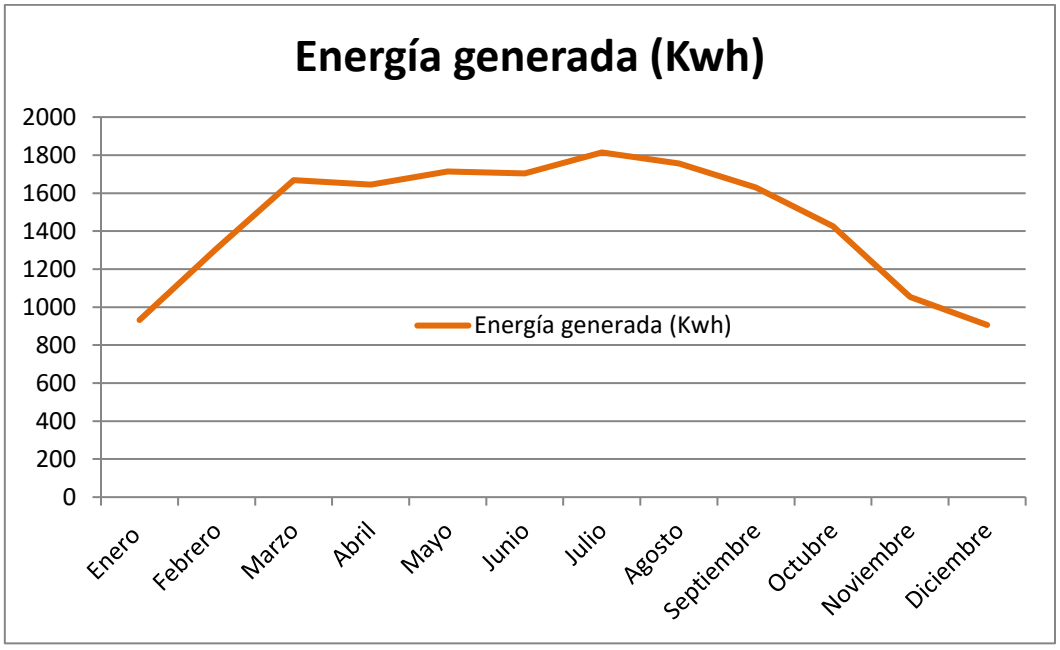



Gráfica 13 Precio mensual del precio del ¨pool¨ electrico durante los años 2012 y 2013. Fuente:OMIE

Podemos establecer un precio ¨pool¨ medio anual de alrededor de 40-50 Euros/MWh a partir del cual calcular la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica conectada a red.

### 3.2.2 Inclinación fija (40 º).

La energía total producida, al igual que en la opción de aislada, por el sistema de 4 soportes fotovoltaicos fijos conectados a la red eléctrica pero en este caso a una inclinación de 40 º para maximizar así la radiación incidente en los meses de verano es de **16,70 MWh/año**. En la siguiente gráfica podemos observar la producción de cada mes.



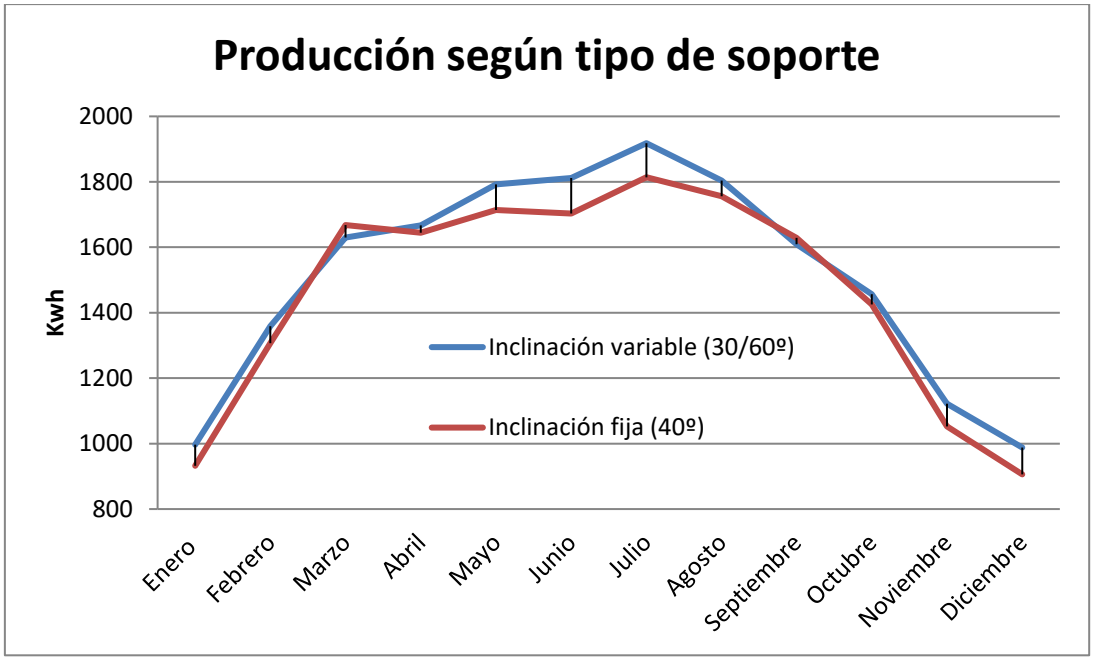

Gráfica 14 Energía producida en la explotación conectada a red con soporte de inclinación fija.

Esta energía producida, al igual que se ha explicado anteriormente, será vertida a la red de distribución más cercana a la explotación a un precio acordado con la empresa distribuidora a través de un contrato. Generalmente, el precio de venta de la energía suele estar asociado al valor del ¨pool¨ eléctrico durante el vertido de la electricidad.

### 3.2.3 Producción eléctrica según inclinación

Comparamos las 2 opciones existentes y vemos que la variación de la producción con soportes con inclinación variable es mínima respecto a los soportes con inclinación fija. Esta variación supone una producción de 580 KWh extra cada año, es decir un aumento de la producción del 3,4 %, el cual podríamos calificar como despreciable.

Por tanto a la hora de elegir entre ambas opciones, seleccionaremos la estructura con **inclinación fija**, que pese a tener una producción eléctrica menor; tiene una coste de instalación significativamente menor y al igual que un menor coste de mantenimiento.




Gráfica 15 Comparativa entre producción fotovoltaica con estructura variable (30/60º) o fija (40º) en una instalación conectada a red.

## 4.0 Estudio económico.

En este estudio se busca dar respuesta a todo el contenido del proyecto. El objetivo es analizar la viabilidad económica de las diferentes alternativas, demostrando cuál de las posibles alternativas resultaría más rentable.

Se van a analizar varias alternativas además de las descritas minuciosamente anteriormente (aislada y conexión a red), como la instalación hibrida (Fotovoltaica + Diesel).

Tomaremos en principio un aumento del precio de la electricidad del 8,52 % anual, puesto que en los últimos 7 años se ha producido un incremento del precio de la luz de más del 65 %, muy por encima de la inflación acumulada en el mismo período (12,3 %).

Además se estudiará a qué precio debería estar el kWh para que la inversión resultara rentable en caso de que esta no lo fuera inicialmente. El periodo de estudio serán 25 años.

### 4.1 Tarifa eléctrica

A la hora de comparar económicamente las diferentes alternativas posibles, consideraremos el precio del kWh actual para una tarifa eléctrica del tipo Tarifa 3.0.1 sin discriminación horaria y con una potencia nominal de 10,38 kW.

| ENDESA | Tarifa | Término de potencia (€/kW/mes) | Término de energía (€/kWh) |
|---|---|---|---|
| **Sin DH** | 3.0.1 | 3,75516 | 0,148679 |

Tabla 78 Tarifa eléctrica actual en la explotación porcina.

Por tanto, el gasto eléctrico actual de la explotación porcina mensualmente es el siguiente:

| Mes | kWh | €/kW/mes | €/kWh | Energía (€) | Potencia (€) | Alquiler eq. | Imp. electr | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ENE | 650 | 3,7551 | 0,14867 | 96,64 | 38,98 | 3,36 | 6,93 | 145,91 |
| FEB | 650 | 3,7551 | 0,14867 | 96,64 | 38,98 | 3,36 | 6,93 | 145,91 |
| MAR | 700 | 3,7551 | 0,14867 | 104,07 | 38,98 | 3,36 | 7,31 | 153,72 |
| ABR | 700 | 3,7551 | 0,14867 | 104,07 | 38,98 | 3,36 | 7,31 | 153,72 |
| MAY | 750 | 3,7551 | 0,14867 | 111,50 | 38,98 | 3,36 | 7,69 | 161,53 |
| JUN | 750 | 3,7551 | 0,14867 | 111,50 | 38,98 | 3,36 | 7,69 | 161,53 |
| JUL | 800 | 3,7551 | 0,14867 | 118,94 | 38,98 | 3,36 | 8,07 | 169,35 |
| AGO | 800 | 3,7551 | 0,14867 | 118,94 | 38,98 | 3,36 | 8,07 | 169,35 |
| SEP | 700 | 3,7551 | 0,14867 | 104,07 | 38,98 | 3,36 | 7,31 | 153,72 |
| OCT | 700 | 3,7551 | 0,14867 | 104,07 | 38,98 | 3,36 | 7,31 | 153,72 |
| NOV | 675 | 3,7551 | 0,14867 | 100,35 | 38,98 | 3,36 | 7,12 | 149,81 |
| DIC | 675 | 3,7551 | 0,14867 | 100,35 | 38,98 | 3,36 | 7,12 | 149,81 |
| TOTAL SIN 21% IVA | | | | | | | | 1868,09 |
| **TOTAL CON 21% IVA** | | | | | | | | **2134,38** |

Tabla 79 Coste de la electricidad mensual de la explotación porcina.

### 4.2 Préstamo financiero

Para llevar a cabo el análisis económico estudiaremos diferentes alternativas. En particular veremos 3 posibilidades; con un préstamo del 100, 50 y del 0 % sobre el presupuesto total de inversión.

Este préstamo se solicitaría al Instituto de Crédito Oficial (ICO), banco público con forma jurídica de entidad pública empresarial, adscrita al Ministerio de Economía y Competitividad a través de la Secretaría de Estado de Economía y Apoyo a la Empresa.

El ICO tiene una línea llamada Línea ICO Empresas y Emprendedores 2014, destinada a la financiación orientada a autónomos y empresas que realicen inversiones productivas en el territorio nacional y/o necesiten cubrir sus necesidades de liquidez.

Se solicitará un préstamo de los presupuestos citados previamente, a un plazo de 20 años e interés fijo. Este interés es del 7.746 % anual.

| Plazos | Carencia | Nominal | TAE |
|---|---|---|---|
| 1 año | Sin carencia | 3.295 | 3.322 |
| 1 año | 1 año de carencia | 3.31 | 3.337 |
| 2 años | Sin carencia | 5.19 | 5.257 |
| 2 años | 1 año de carencia | 5.208 | 5.276 |
| 3 años | Sin carencia | 5.241 | 5.31 |
| 3 años | 1 año de carencia | 5.258 | 5.327 |
| 5 años | Sin carencia | 5.955 | 6.044 |
| 5 años | 1 año de carencia | 5.97 | 6.059 |
| 7 años | Sin carencia | 6.161 | 6.256 |
| 7 años | 1 año de carencia | 6.175 | 6.27 |
| 10 años | Sin carencia | 6.927 | 7.047 |
| 10 años | 1 año de carencia | 6.937 | 7.057 |
| 12 años | Sin carencia | 7.113 | 7.239 |
| 12 años | 2 años de carencia | 7.144 | 7.272 |
| 15 años | Sin carencia | 7.345 | 7.48 |
| 15 años | 2 años de carencia | 7.368 | 7.504 |
| 20 años | Sin carencia | 7.602 | 7.746 |
| 20 años | 2 años de carencia | 7.618 | 7.763 |

Tabla 80 Tipo de interés fijo máximo del crédito ICO según número de plazos. Fuente: ICO

### 4.3 Índices de rentabilidad.

Para llevar a cabo el estudio económico se van a tener en cuenta los siguientes índices de rentabilidad.

**V.A.N.:** Es el Valor Actual Neto o valor capital, indicador de la rentabilidad absoluta, y se define como el sumatorio de todos los flujos de caja ordinarios, actualizados, esperados. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Se considera una inversión viable si el V.A.N. obtenido es superior a cero.

Para calcularlo, es necesario prefijar la vida útil del proyecto (n), así como estimar la tasa de actualización (r) y considerar que el mercado de capitales es perfecto.

La tasa de actualización representa el valor del dinero con el paso del tiempo, es decir, es la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto actualizando a valor de hoy los flujos de efectivos estimados para dicho proyecto. Además, a la hora de hacer una inversión, para

que resulte rentable, el beneficio obtenido debe ser mayor que el que me aportaría depositarlo en una entidad financiera a largo plazo, que es la inversión con menor riesgo que puedo hacer.

Por tanto voy a considerar la tasa de actualización como el sumatorio de la tasa de variación anual del IPC, unidad de medida de la inflación, y del interés que el banco ofrece por depósitos o captaciones. Este interés es del 3%.

La inflación existe cuando disminuye el precio del dinero y, por tanto, aumenta el precio de los bienes y servicios. Se mide a través de la tasa de variación del IPC (Índice de precios al consumo), el cual mide la evolución del precio de éstos. Se va a estimar la tasa de variación del IPC a partir de un estudio de la evolución de éste a lo largo de los últimos 20 años.

| AÑO | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2014** | 0,2 | 0,0 | -0,1 | 0,4 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **2013** | 2,7 | 2,8 | 2,4 | 1,4 | 1,7 | 2,1 | 1,8 | 1,5 | 0,3 | -0,1 | 0,2 | 0,3 |
| **2012** | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 2,1 | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 2,7 | 3,4 | 3,5 | 2,9 | 2,9 |
| **2011** | 3,3 | 3,6 | 3,6 | 3,8 | 3,5 | 3,2 | 3,1 | 3,0 | 3,1 | 3,0 | 2,9 | 2,4 |
| **2010** | 1,0 | 0,8 | 1,4 | 1,5 | 1,8 | 1,5 | 1,9 | 1,8 | 2,1 | 2,3 | 2,3 | 3,0 |
| **2009** | 0,8 | 0,7 | -0,1 | -0,2 | -0,9 | -1,0 | -1,4 | -0,8 | -1,0 | -0,7 | 0,3 | 0,8 |
| **2008** | 4,3 | 4,4 | 4,5 | 4,2 | 4,6 | 5,0 | 5,3 | 4,9 | 4,5 | 3,6 | 2,4 | 1,4 |
| **2007** | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,3 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,7 | 3,6 | 4,1 | 4,2 |
| **2006** | 4,2 | 4,0 | 3,9 | 3,9 | 4,0 | 3,9 | 4,0 | 3,7 | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 2,7 |
| **2005** | 3,1 | 3,3 | 3,4 | 3,5 | 3,1 | 3,1 | 3,3 | 3,3 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 3,7 |
| **2004** | 2,3 | 2,1 | 2,1 | 2,7 | 3,4 | 3,5 | 3,4 | 3,3 | 3,2 | 3,6 | 3,5 | 3,2 |
| **2003** | 3,7 | 3,8 | 3,7 | 3,1 | 2,7 | 2,7 | 2,8 | 3,0 | 2,9 | 2,6 | 2,8 | 2,6 |
| **2002** | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,6 | 3,6 | 3,4 | 3,4 | 3,6 | 3,5 | 4,0 | 3,9 | 4,0 |
| **2001** | 3,7 | 3,8 | 3,9 | 4,0 | 4,2 | 4,2 | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 3,0 | 2,7 | 2,7 |
| **2000** | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,4 | 3,6 | 3,6 | 3,7 | 4,0 | 4,1 | 4,0 |
| **1999** | 1,5 | 1,8 | 2,2 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 2,9 |
| **1998** | 2,0 | 1,8 | 1,8 | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,1 | 1,6 | 1,7 | 1,4 | 1,4 |
| **1997** | 2,9 | 2,5 | 2,2 | 1,7 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,8 | 2,0 | 1,9 | 2,0 | 2,0 |
| **1996** | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 3,5 | 3,8 | 3,6 | 3,7 | 3,7 | 3,6 | 3,5 | 3,2 | 3,2 |
| **1995** | 4,4 | 4,8 | 5,1 | 5,2 | 5,1 | 5,1 | 4,7 | 4,3 | 4,4 | 4,3 | 4,4 | 4,3 |
| **1994** | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 4,9 | 4,9 | 4,7 | 4,8 | 4,8 | 4,5 | 4,4 | 4,4 | 4,3 |
| **M.MENS** | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 2,9 | 2,9 | 2,9 |
| **M.ANUAL** | 3,01 | | | | | | | | | | | |

**Tabla 81 Tasa de variación anual del IPC. Fuente: INE (Instituto Nacional de Estadística)**

El valor medio de la tasa de variación del IPC a lo largo de los últimos 20 años es del 3,0%. Por tanto considero una tasa de actualización del **6%**.

**T.I.R.:** Es la Tasa Interna de Rentabilidad o tasa de rendimiento interno, indicador de la rentabilidad relativa. Determina cual es la rentabilidad por euro invertido.

**PayBack:** Es el número de años necesarios para recuperar el esfuerzo inversor.

## 5.0 Presupuesto

### 5.1 Opción 1: Instalación Aislada con 3 días de autonomía.

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 1763 €.

#### 5.1.1 Resumen del presupuesto

A continuación se muestra el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto formado por un sistema de 40 paneles FV aislados de la red eléctrica y 8 grupos de baterías. El presupuesto completo puede observarse en el anexo.

**RESUMEN DE PRESUPUESTO**

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|---|---|---|---|
| C01 | MOVIMIENTO DE TIERRAS | 626,04 | 1,20 |
| C02 | ESTRUCTURA | 2.187,40 | 4,20 |
| C03 | EQUIPOS | 34.610,72 | 66,48 |
| C04 | INTALACIÓN ELÉCTRICA | 4.945,51 | 9,50 |
| C05 | CASETA BATERÍAS | 6.643,27 | 12,76 |
| C06 | URBANIZACIÓN | 1.681,90 | 3,23 |
| C07 | SEGURIDAD Y SALUD | 1.302,92 | 2,50 |
| C08 | PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS | 60,98 | 0,12 |
| | **TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL** | **52.058,74** | |
| | 13,00% Gastos generales ..... 6.767,64 | | |
| | 6,00% Beneficio industrial ..... 3.123,52 | | |
| | SUMA DE G.G. y B.I. | 9.891,16 | |
| | 21,00% I.V.A. | 13.009,48 | |
| | **TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA** | **74.959,38** | |
| | **TOTAL PRESUPUESTO GENERAL** | **74.959,38** | |

#### 5.1.2 Cobros ordinarios

A la hora de realizar el estudio económico consideramos el coste energético de la explotación como cobros ordinarios puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red. El coste anual asciende a la cifra de 1.763,63 €, que con el 21% de I.V.A. nos asciende a un total de 2.134 €.

#### 5.1.3 Subvenciones y ayudas.

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

### 5.1.4 Pagos ordinarios.

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones y las reparaciones que fuesen necesarias realizar, así como el combustible consumido en caso de descarga de las baterías o de posibles averías.

Según el DB HE-5 del CTE, las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se basan en un plan de vigilancia y un plan de mantenimiento preventivo. El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario. El plan de mantenimiento preventivo son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo. Se considera un pago ordinario relativo a las operaciones de vigilancia y mantenimiento de 300 €/año.

La revisión anual de los equipos de extinción de incendios también se considera un pago ordinario, que asciende a 48,9 €/año.

El consumo de gasoil es un dato difícil de estimar, ya que no puedo conocer con exactitud el número de días sin sol que tendrán lugar a lo largo de la vida útil de la instalación, ni las averías que pueden darse. Para estimar este consumo voy a considerar que un 10% de los días sin sol que se producen durante todo el año tienen lugar a lo largo de cuatro días o más seguidos. Para ello se obtienen los Valores climatológicos normales de la estación climatológica de Huesca, a partir de la base de datos de la Asociación Estatal de Meteorología (AEMET). Estos Valores climatológicos normales están estimados a partir de la media de los datos obtenidos durante el periodo de tiempo comprendido entre los años 1971 y 2000.

**Periodo**: 1971-2000 - **Altitud (m)**: 541
**Latitud**: 42° 5' 0" N - **Longitud**: 0° 19' 35" O

| Mes | T | TM | Tm | R | H | DR | DN | DT | DF | DH | DD | I |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 4.9 | 8.5 | 1.3 | 39 | 78 | 6 | 1 | 0 | 8 | 11 | 6 | 131 |
| Febrero | 7.0 | 11.5 | 2.5 | 32 | 70 | 5 | 1 | 0 | 3 | 6 | 6 | 169 |
| Marzo | 9.6 | 15.0 | 4.2 | 34 | 60 | 4 | 0 | 0 | 1 | 4 | 7 | 220 |
| Abril | 11.4 | 17.2 | 5.7 | 53 | 59 | 6 | 0 | 1 | 1 | 1 | 6 | 245 |
| Mayo | 15.3 | 21.3 | 9.3 | 62 | 58 | 8 | 0 | 3 | 1 | 0 | 5 | 265 |
| Junio | 19.7 | 26.5 | 12.9 | 47 | 53 | 5 | 0 | 5 | 1 | 0 | 8 | 298 |
| Julio | 23.4 | 30.8 | 16.1 | 20 | 48 | 3 | 0 | 4 | 0 | 0 | 14 | 339 |
| Agosto | 23.3 | 30.2 | 16.3 | 38 | 50 | 4 | 0 | 5 | 1 | 0 | 11 | 310 |
| Septiembre | 19.5 | 25.4 | 13.5 | 54 | 57 | 4 | 0 | 3 | 1 | 0 | 8 | 241 |
| Octubre | 14.3 | 19.1 | 9.5 | 54 | 67 | 6 | 0 | 1 | 2 | 0 | 6 | 197 |
| Noviembre | 8.9 | 12.9 | 4.9 | 50 | 76 | 6 | 0 | 0 | 6 | 4 | 5 | 144 |
| Diciembre | 5.6 | 9.1 | 2.1 | 51 | 81 | 6 | 0 | 0 | 10 | 9 | 6 | 112 |
| Año | 13.6 | 19.0 | 8.2 | 535 | 63 | 62 | 2 | 23 | 35 | 34 | 84 | 2682 |

**Leyenda**

T Temperatura media mensual/anual (°C)
TM Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
Tm Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
R Precipitación mensual/anual media (mm)
H Humedad relativa media (%)

DR Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm
DN Número medio mensual/anual de días de nieve
DT Número medio mensual/anual de días de tormenta
DF Número medio mensual/anual de días de niebla
DH Número medio mensual/anual de días de helada
DD Número medio mensual/anual de días despejados
I Número medio mensual/anual de horas de sol

Tabla 82 Valores climatológicos normales en Huesca. Fuente: AEMET

Como se puede observar en la tabla anterior tenemos un total de 122 días sin sol a lo largo del año. Como se ha dicho previamente se considera que habrá 4 o más días seguidos nublados con una probabilidad del 10%. Eso hace un total de 12,2 días. Como la instalación solar está diseñada con tres días de autonomía, se considera que se abastecerá a la explotación a través del generador durante 3,05 días. Estimando un consumo eléctrico medio de la explotación de 20 horas diarias, se generará energía durante 61 horas.

| **Consumo de combustible** | |
|---|---|
| **Horas** | 61 |
| **Consumo generador** | 3,5 l/h |
| **Consumo total** | 213 l/año |
| **Precio gasóleo** | 0,90 C |
| **Total** | **192,15 €/año** |

Tabla 83 Consumo anual de combustible por días sin sol.

Por tanto tenemos un gasto total de combustible de 192,15 €, al cual tendremos que añadir los posibles consumos por parte de la explotación en momentos en que la instalación no sea capaz de suministrar la energía necesaria para el correcto funcionamiento. Este dato se obtendrá a partir de los resultados del *PVSyst*, en este caso será de 22 l/año o 20 €/año.

### 5.1.5 Análisis de la inversión.

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 74.959,38 € teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que el proyecto pude necesitar de financiación, por ello vamos a estudiar diferentes niveles de financiación (100 – 50 – 0 %). Estos préstamos serán solicitados a una entidad financiera a un interés fijo (7,74 %) y en un plazo de amortización de 20 años.

Además estimaremos una subida del precio de la luz del 8,52 % anual y una subida del precio del diésel y mantenimientos del 5 % anual.

#### 5.1.5.1 Financiación del 100%

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | - | 74960 | - | - | - | - | -74960 |
| 1 | 2134 | - | - | 261 | 4038 | - | -77125 |
| 2 | 2316 | - | - | 274 | 4038 | - | -79121 |
| 3 | 2513 | - | - | 288 | 4038 | - | -80933 |
| 4 | 2727 | - | - | 302 | 4038 | - | -82546 |
| 5 | 2959 | - | - | 317 | 4038 | - | -83942 |
| 6 | 3211 | - | - | 333 | 4038 | - | -85102 |
| 7 | 3485 | - | - | 350 | 4038 | - | -86006 |
| 8 | 3781 | - | - | 367 | 4038 | - | -86629 |
| 9 | 4103 | - | - | 385 | 4038 | - | -86950 |
| 10 | 4453 | - | - | 405 | 4038 | - | -86940 |
| 11 | 4832 | - | - | 425 | 4038 | - | -86571 |
| 12 | 5243 | - | - | 446 | 4038 | - | -85812 |
| 13 | 5690 | - | - | 469 | 4038 | - | -84628 |
| 14 | 6175 | - | - | 492 | 4038 | - | -82984 |
| 15 | 6700 | - | - | 517 | 4038 | - | -80838 |
| 16 | 7271 | - | - | 542 | 4038 | - | -78147 |
| 17 | 7891 | - | - | 570 | 4038 | - | -74864 |
| 18 | 8563 | - | - | 598 | 4038 | - | -70937 |
| 19 | 9292 | - | - | 628 | 4038 | - | -66311 |
| 20 | 10084 | - | - | 659 | 4038 | - | -60925 |
| 21 | 10942 | - | - | 692 | - | - | -50675 |
| 22 | 11875 | - | - | 727 | - | - | -39527 |
| 23 | 12886 | - | - | 763 | - | - | -27404 |
| 24 | 13984 | - | - | 801 | - | - | -14222 |
| 25 | 15175 | - | - | 841 | - | - | 112 |

Tabla 84 Flujos de caja con el 100% financiado.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -84.487,10 € | -74.713,89 € | - 58.739,75 € |

Tabla 85 V.A.N. de la inversión con el 100 % de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

**5.1.5.1.1 Umbral de rentabilidad.**

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,917326 € | 0,44946 € | 0,326592 € |

Tabla 86 Precio umbral del kWh con una financiación del 100 %.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh (0,1486 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 517 % | 202 % | 119 % |

Tabla 87 Incremento del precio del kWh respecto al actual (100 % financiación)

#### 5.1.5.2 Financiación del 50%

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | - | 37480 | - | - | - | 37480 | -74960 |
| 1 | 2134 | - | - | 261 | 2020 | - | -75107 |
| 2 | 2316 | - | - | 274 | 2020 | - | -75085 |
| 3 | 2513 | - | - | 288 | 2020 | - | -74879 |
| 4 | 2727 | - | - | 302 | 2020 | - | -74474 |
| 5 | 2959 | - | - | 317 | 2020 | - | -73852 |
| 6 | 3211 | - | - | 333 | 2020 | - | -72994 |
| 7 | 3485 | - | - | 350 | 2020 | - | -71880 |
| 8 | 3781 | - | - | 367 | 2020 | - | -70485 |
| 9 | 4103 | - | - | 385 | 2020 | - | -68788 |
| 10 | 4453 | - | - | 405 | 2020 | - | -66760 |
| 11 | 4832 | - | - | 425 | 2020 | - | -64373 |
| 12 | 5243 | - | - | 446 | 2020 | - | -61596 |
| 13 | 5690 | - | - | 469 | 2020 | - | -58394 |
| 14 | 6175 | - | - | 492 | 2020 | - | -54732 |
| 15 | 6700 | - | - | 517 | 2020 | - | -50568 |
| 16 | 7271 | - | - | 542 | 2020 | - | -45859 |
| 17 | 7891 | - | - | 570 | 2020 | - | -40558 |
| 18 | 8563 | - | - | 598 | 2020 | - | -34613 |
| 19 | 9292 | - | - | 628 | 2020 | - | -27969 |
| 20 | 10084 | - | - | 659 | 2020 | - | -20565 |
| 21 | 10942 | - | - | 692 | - | - | -10315 |
| 22 | 11875 | - | - | 727 | - | - | 833 |
| 23 | 12886 | - | - | 763 | - | - | 12956 |
| 24 | 13984 | - | - | 801 | - | - | 26138 |
| 25 | 15175 | - | - | 841 | - | - | 40472 |

Tabla 88 Flujos de caja con el 50% financiado.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| V.A.N. | -69.762,09 € | -51.856,70 € | - 35.978,68 € |

Tabla 89 V.A.N. de la inversión con el 50 % de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.1.5.2.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,78239 € | 0,356613 € | 0,2569115 € |

Tabla 90 Precio umbral del kWh con una financiación del 50 %.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh (0,1486 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 426 % | 140 % | 73 % |

Tabla 91 Incremento del precio del kWh respecto al actual (50 % financiación)

#### 5.1.5.3 Sin Financiación

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | - | - | - | - | 74960 | -74960 |
| **1** | 2134 | - | - | 261 | - | - | -73087 |
| **2** | 2316 | - | - | 274 | - | - | -71045 |
| **3** | 2513 | - | - | 288 | - | - | -68819 |
| **4** | 2727 | - | - | 302 | - | - | -66394 |
| **5** | 2959 | - | - | 317 | - | - | -63752 |
| **6** | 3211 | - | - | 333 | - | - | -60874 |
| **7** | 3485 | - | - | 350 | - | - | -57740 |
| **8** | 3781 | - | - | 367 | - | - | -54325 |
| **9** | 4103 | - | - | 385 | - | - | -50608 |
| **10** | 4453 | - | - | 405 | - | - | -46560 |
| **11** | 4832 | - | - | 425 | - | - | -42153 |
| **12** | 5243 | - | - | 446 | - | - | -37356 |
| **13** | 5690 | - | - | 469 | - | - | -32134 |
| **14** | 6175 | - | - | 492 | - | - | -26452 |
| **15** | 6700 | - | - | 517 | - | - | -20268 |
| **16** | 7271 | - | - | 542 | - | - | -13539 |
| **17** | 7891 | - | - | 570 | - | - | -6218 |
| **18** | 8563 | - | - | 598 | - | - | 1747 |
| **19** | 9292 | - | - | 628 | - | - | 10411 |
| **20** | 10084 | - | - | 659 | - | - | 19835 |
| **21** | 10942 | - | - | 692 | - | - | 30085 |
| **22** | 11875 | - | - | 727 | - | - | 41233 |
| **23** | 12886 | - | - | 763 | - | - | 53356 |
| **24** | 13984 | - | - | 801 | - | - | 66538 |
| **25** | 15175 | - | - | 841 | - | - | 80872 |

Tabla 92 Flujos de caja sin financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -54.894,71 € | -28.687,46 € | - 12,809,44 € |

Tabla 93 V.A.N. de la inversión sin financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.1.5.1.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,64732 € | 0,263674 € | 0,187162 € |

Tabla 94 Precio umbral del kWh sin financiación.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh (0,1486 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 335 % | 77 % | 26 % |

Tabla 95 Incremento del precio del kWh respecto al actual (Sin financiación)

### 5.2 Opción 2: Instalación Aislada con 1 días de autonomía.

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 1763 €.

#### 5.2.1 Resumen del presupuesto

A continuación, se muestra el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto formado por un sistema de cuatro seguidores aislados de la red eléctrica. El presupuesto completo puede observarse en el anexo.

**RESUMEN DE PRESUPUESTO**

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|---|---|---|---|
| C01 | MOVIMIENTO DE TIERRAS | 626,04 | 1,44 |
| C02 | ESTRUCTURA | 2.187,40 | 5,04 |
| C03 | EQUIPOS | 25.983,44 | 59,83 |
| C04 | INTALACIÓN ELÉCTRICA | 4.945,51 | 11,39 |
| C05 | CASETA BATERÍAS | 6.643,27 | 15,30 |
| C06 | URBANIZACIÓN | 1.681,90 | 3,87 |
| C07 | SEGURIDAD Y SALUD | 1.302,92 | 3,00 |
| C08 | PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS | 60,98 | 0,14 |
| | **TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL** | **43.431,46** | |
| | 13,00% Gastos generales | 5.646,09 | |
| | 6,00% Beneficio industrial | 2.605,89 | |
| | SUMA DE G.G. y B.I. | 8.251,98 | |
| | 21,00% I.V.A. | 10.853,52 | |
| | **TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA** | **62.536,96** | |
| | **TOTAL PRESUPUESTO GENERAL** | **62.536,96** | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de SESENTA Y DOS MIL QUINIENTOS TREINTA Y SEIS EUROS con NOVENTA Y SEIS CÉNTIMOS

, a 20 de agosto de 2014.

LA PROPIEDAD LA DIRECCION FACULTATIVA

#### 5.2.2 Cobros ordinarios

A la hora de realizar el estudio económico consideramos el coste energético de la explotación como cobros ordinarios puesto que es dinero que deberíamos pagar en caso de estar conectados a la red. El coste anual asciende a la cifra de 1.763,63 €, que con el 21% de I.V.A. nos asciende a un total de 2.134 €.

#### 5.2.3 Subvenciones y ayudas.

La ORDEN de 14 de diciembre de 2011, del Departamento de Economía y Empleo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2011, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables, fue la última ley aprobada por el Gobierno de Aragón para la concesión de ayudas.

El plazo para la presentación de las solicitudes correspondientes a la presente Orden comenzó el día siguiente de la publicación de la convocatoria en el Boletín Oficial de Aragón y finalizó el 16 de enero de 2012. Por tanto, no se considera ningún tipo de ayuda ni subvención.

### 5.2.4 Pagos ordinarios.

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones y las reparaciones que fuesen necesarias realizar, así como el combustible consumido en caso de descarga de las baterías o de posibles averías.

Según el DB HE-5 del CTE, las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se basan en un plan de vigilancia y un plan de mantenimiento preventivo. El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario. El plan de mantenimiento preventivo son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo. Se considera un pago ordinario relativo a las operaciones de vigilancia y mantenimiento de 300 €/año.

La revisión anual de los equipos de extinción de incendios también se considera un pago ordinario, que asciende a 48,9 €/año.

El consumo de gasoil es un dato difícil de estimar, ya que no puedo conocer con exactitud el número de días sin sol que tendrán lugar a lo largo de la vida útil de la instalación, ni las averías que pueden darse. Para estimar este consumo voy a considerar que un 10% de los días sin sol que se producen durante todo el año tienen lugar a lo largo de cuatro días o más seguidos. Para ello se obtienen los Valores climatológicos normales de la estación climatológica de Huesca, a partir de la base de datos de la Asociación Estatal de Meteorología (AEMET). Estos Valores climatológicos normales están estimados a partir de la media de los datos obtenidos durante el periodo de tiempo comprendido entre los años 1971 y 2000.

**Periodo**: 1971-2000 - **Altitud (m)**: 541
**Latitud**: 42° 5' 0" N - **Longitud**: 0° 19' 35" O

| Mes | T | TM | Tm | R | H | DR | DN | DT | DF | DH | DD | I |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 4.9 | 8.5 | 1.3 | 39 | 78 | 6 | 1 | 0 | 8 | 11 | 6 | 131 |
| Febrero | 7.0 | 11.5 | 2.5 | 32 | 70 | 5 | 1 | 0 | 3 | 6 | 6 | 169 |
| Marzo | 9.6 | 15.0 | 4.2 | 34 | 60 | 4 | 0 | 0 | 1 | 4 | 7 | 220 |
| Abril | 11.4 | 17.2 | 5.7 | 53 | 59 | 6 | 0 | 1 | 1 | 1 | 6 | 245 |
| Mayo | 15.3 | 21.3 | 9.3 | 62 | 58 | 8 | 0 | 3 | 1 | 0 | 5 | 265 |
| Junio | 19.7 | 26.5 | 12.9 | 47 | 53 | 5 | 0 | 5 | 1 | 0 | 8 | 298 |
| Julio | 23.4 | 30.8 | 16.1 | 20 | 48 | 3 | 0 | 4 | 0 | 0 | 14 | 339 |
| Agosto | 23.3 | 30.2 | 16.3 | 38 | 50 | 4 | 0 | 5 | 1 | 0 | 11 | 310 |
| Septiembre | 19.5 | 25.4 | 13.5 | 54 | 57 | 4 | 0 | 3 | 1 | 0 | 8 | 241 |
| Octubre | 14.3 | 19.1 | 9.5 | 54 | 67 | 6 | 0 | 1 | 2 | 0 | 6 | 197 |
| Noviembre | 8.9 | 12.9 | 4.9 | 50 | 76 | 6 | 0 | 0 | 6 | 4 | 5 | 144 |
| Diciembre | 5.6 | 9.1 | 2.1 | 51 | 81 | 6 | 0 | 0 | 10 | 9 | 6 | 112 |
| Año | 13.6 | 19.0 | 8.2 | 535 | 63 | 62 | 2 | 23 | 35 | 34 | 84 | 2682 |

**Leyenda**

T Temperatura media mensual/anual (°C)
TM Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
Tm Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
R Precipitación mensual/anual media (mm)
H Humedad relativa media (%)

DR Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm
DN Número medio mensual/anual de días de nieve
DT Número medio mensual/anual de días de tormenta
DF Número medio mensual/anual de días de niebla
DH Número medio mensual/anual de días de helada
DD Número medio mensual/anual de días despejados
I Número medio mensual/anual de horas de sol

Tabla 96 Valores climatológicos normales en Huesca. Fuente: AEMET

Como se puede observar en la tabla anterior tenemos un total de 122 días sin sol a lo largo del año. Como se ha dicho previamente se considera que habrá 4 o más días seguidos nublados con una probabilidad del 10%. Eso hace un total de 12,2 días. Como la instalación solar está diseñada con tres días de autonomía, se considera que se abastecerá a la explotación a través del generador durante 3,05 días. Estimando un consumo eléctrico medio de la explotación de 20 horas diarias, se generará energía durante 61 horas.

| **Consumo de combustible** | |
|---|---|
| **Horas** | 61 |
| **Consumo generador** | 3,5 l/h |
| **Consumo total** | 213 l/año |
| **Precio gasóleo** | 0,90 C |
| **Total** | **192,15 €/año** |

Tabla 97 Consumo anual de combustible por días sin sol.

Por tanto tenemos un gasto total de combustible de 192,15 €, al cual tendremos que añadir los posibles consumos por parte de la explotación en momentos en que la instalación no sea capaz de suministrar la energía necesaria para el correcto funcionamiento. Este dato se obtendrá a partir de los resultados del *PVSyst*, en este caso será de 22 l/año o 20 €/año.

### 5.2.5 Análisis de la inversión.

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 62.536 € teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que el proyecto pude necesitar de financiación, por ello vamos a estudiar diferentes niveles de financiación (100 – 50 – 0 %). Estos préstamos serán solicitados a una entidad financiera a un interés fijo (7,74 %) y en un plazo de amortización de 20 años.

Además, estimaremos una subida del precio de la luz del 8,52 % anual y una subida del precio del diésel y mantenimientos del 5 % anual.

#### 5.2.5.1 Financiación del 100%

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 62536 | - | - | - | 62536 | -62536 |
| **1** | 2134 | - | - | 356 | 3369 | - | -64127 |
| **2** | 2316 | - | - | 374 | 3369 | - | -65554 |
| **3** | 2513 | - | - | 392 | 3369 | - | -66802 |
| **4** | 2727 | - | - | 412 | 3369 | - | -67856 |
| **5** | 2959 | - | - | 433 | 3369 | - | -68698 |
| **6** | 3211 | - | - | 454 | 3369 | - | -69311 |
| **7** | 3485 | - | - | 477 | 3369 | - | -69672 |
| **8** | 3781 | - | - | 501 | 3369 | - | -69761 |
| **9** | 4103 | - | - | 526 | 3369 | - | -69552 |
| **10** | 4453 | - | - | 552 | 3369 | - | -69021 |
| **11** | 4832 | - | - | 580 | 3369 | - | -68138 |
| **12** | 5243 | - | - | 609 | 3369 | - | -66872 |
| **13** | 5690 | - | - | 639 | 3369 | - | -65190 |
| **14** | 6175 | - | - | 671 | 3369 | - | -63056 |
| **15** | 6700 | - | - | 705 | 3369 | - | -60429 |
| **16** | 7271 | - | - | 740 | 3369 | - | -57267 |
| **17** | 7891 | - | - | 777 | 3369 | - | -53522 |
| **18** | 8563 | - | - | 816 | 3369 | - | -49144 |
| **19** | 9292 | - | - | 857 | 3369 | - | -44078 |
| **20** | 10084 | - | - | 899 | 3369 | - | -38262 |
| **21** | 10942 | - | - | 944 | - | - | -28264 |
| **22** | 11875 | - | - | 992 | - | - | -17381 |
| **23** | 12886 | - | - | 1041 | - | - | -5536 |
| **24** | 13984 | - | - | 1093 | - | - | 7355 |
| **25** | 15175 | - | - | 1148 | - | - | 21382 |

Tabla 98 Flujos de caja con el 100% financiado.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -68.126,47 € | -56.546,67 € | - 41.032,45 € |

Tabla 99 V.A.N. de la inversión con el 100 % de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

**5.2.5.1.1 Umbral de rentabilidad.**

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,76752 € | 0,375425 C | 0,272124 € |

Tabla 100 Precio umbral del kWh con una financiación del 100 %.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh (0,1486 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 416 % | 152 % | 83,13 % |

Tabla 101 Incremento del precio del kWh respecto al actual (100 % financiación)

#### 5.2.5.2 Financiación del 50%

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 62536 | - | - | - | 62536 | -62536 |
| **1** | 2134 | - | - | 356 | 1685 | - | -62442 |
| **2** | 2316 | - | - | 374 | 1685 | - | -62185 |
| **3** | 2513 | - | - | 392 | 1685 | - | -61748 |
| **4** | 2727 | - | - | 412 | 1685 | - | -61118 |
| **5** | 2959 | - | - | 433 | 1685 | - | -60276 |
| **6** | 3211 | - | - | 454 | 1685 | - | -59204 |
| **7** | 3485 | - | - | 477 | 1685 | - | -57881 |
| **8** | 3781 | - | - | 501 | 1685 | - | -56285 |
| **9** | 4103 | - | - | 526 | 1685 | - | -54392 |
| **10** | 4453 | - | - | 552 | 1685 | - | -52176 |
| **11** | 4832 | - | - | 580 | 1685 | - | -49608 |
| **12** | 5243 | - | - | 609 | 1685 | - | -46658 |
| **13** | 5690 | - | - | 639 | 1685 | - | -43292 |
| **14** | 6175 | - | - | 671 | 1685 | - | -39473 |
| **15** | 6700 | - | - | 705 | 1685 | - | -35161 |
| **16** | 7271 | - | - | 740 | 1685 | - | -30315 |
| **17** | 7891 | - | - | 777 | 1685 | - | -24885 |
| **18** | 8563 | - | - | 816 | 1685 | - | -18823 |
| **19** | 9292 | - | - | 857 | 1685 | - | -12072 |
| **20** | 10084 | - | - | 899 | 1685 | - | -4572 |
| **21** | 10942 | - | - | 944 | - | - | 5426 |
| **22** | 11875 | - | - | 992 | - | - | 16309 |
| **23** | 12886 | - | - | 1041 | - | - | 28154 |
| **24** | 13984 | - | - | 1093 | - | - | 41045 |
| **25** | 15175 | - | - | 1148 | - | - | 55072 |

Tabla 102 Flujos de caja con el 50% financiado.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -55.728,40 € | -37225,59 € | - 21.711,37 € |

Tabla 103 V.A.N. de la inversión con el 50 % de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.2.5.2.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,65492 € | 0,297945 € | 0,213976 € |

Tabla 104 Precio umbral del kWh con una financiación del 50 %.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh (0,1486 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 340 % | 100 % | 44 % |

Tabla 105 Incremento del precio del kWh respecto al actual (50 % financiación)

#### 5.2.5.3 Sin Financiación

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | - | - | - | - | 62536 | -62536 |
| **1** | 2134 | - | - | 356 | - | - | -60758 |
| **2** | 2316 | - | - | 374 | - | - | -58816 |
| **3** | 2513 | - | - | 392 | - | - | -56695 |
| **4** | 2727 | - | - | 412 | - | - | -54380 |
| **5** | 2959 | - | - | 433 | - | - | -51853 |
| **6** | 3211 | - | - | 454 | - | - | -49097 |
| **7** | 3485 | - | - | 477 | - | - | -46089 |
| **8** | 3781 | - | - | 501 | - | - | -42809 |
| **9** | 4103 | - | - | 526 | - | - | -39231 |
| **10** | 4453 | - | - | 552 | - | - | -35331 |
| **11** | 4832 | - | - | 580 | - | - | -31079 |
| **12** | 5243 | - | - | 609 | - | - | -26444 |
| **13** | 5690 | - | - | 639 | - | - | -21393 |
| **14** | 6175 | - | - | 671 | - | - | -15890 |
| **15** | 6700 | - | - | 705 | - | - | -9894 |
| **16** | 7271 | - | - | 740 | - | - | -3363 |
| **17** | 7891 | - | - | 777 | - | - | 3751 |
| **18** | 8563 | - | - | 816 | - | - | 11498 |
| **19** | 9292 | - | - | 857 | - | - | 19933 |
| **20** | 10084 | - | - | 899 | - | - | 29118 |
| **21** | 10942 | - | - | 944 | - | - | 39116 |
| **22** | 11875 | - | - | 992 | - | - | 49999 |
| **23** | 12886 | - | - | 1041 | - | - | 61844 |
| **24** | 13984 | - | - | 1093 | - | - | 74735 |
| **25** | 15175 | - | - | 1148 | - | - | 88762 |

Tabla 106 Flujos de caja sin financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -43.330,34 € | -17.304,50 € | - 2.390,29 € |

Tabla 107 V.A.N. de la inversión sin financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.2.5.1.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara más rentable abastecernos de una instalación solar fotovoltaica aislada que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,54225 € | 0,22042 € | 0,15579 € |

Tabla 108 Precio umbral del kWh sin financiación.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh (0,1486 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 264 % | 48 % | 4,83 % |

Tabla 109 Incremento del precio del kWh respecto al actual (Sin financiación)

### 5.3 Opción 3: Instalación conectada a red.

El coste anual que nos supone estar conectados actualmente a la red eléctrica sin contar los impuestos es de 1763 €.

#### 5.3.1 Resumen del presupuesto

A continuación se muestra el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto formado por un sistema de cuatro seguidores aislados de la red eléctrica. El presupuesto completo puede observarse en el anexo.

**RESUMEN DE PRESUPUESTO**

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|---|---|---|---|
| C01 | MOVIMIENTO DE TIERRAS | 626,04 | 2,45 |
| C02 | ESTRUCTURA | 2.187,40 | 8,58 |
| C03 | EQUIPOS | 12.418,42 | 48,69 |
| C04 | INTALACIÓN ELÉCTRICA | 2.708,15 | 10,62 |
| C05 | CASETA BATERÍAS | 4.518,31 | 17,72 |
| C06 | URBANIZACIÓN | 1.681,90 | 6,59 |
| C07 | SEGURIDAD Y SALUD | 1.302,92 | 5,11 |
| C08 | PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS | 60,98 | 0,24 |
| | **TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL** | **25.504,12** | |
| | 13,00% Gastos generales ..... 3.315,54 | | |
| | 6,00% Beneficio industrial ..... 1.530,25 | | |
| | SUMA DE G.G. y B.I. | 4.845,79 | |
| | 21,00% I.V.A. | 6.373,48 | |
| | **TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA** | **36.723,39** | |
| | **TOTAL PRESUPUESTO GENERAL** | **36.723,39** | |

#### 5.3.2 Subvenciones y ayudas.

En estos momentos, las instalaciones fotovoltaicas están reguladas por el Real Decreto-ley 1/2012 de 27 de enero, por el cual se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energías renovables y residuos.

Por ello en la actualidad, el precio de venta de la energía suele estar asociado al valor del ¨pool¨ eléctrico durante el vertido de la electricidad.

Este precio del ¨pool¨ se fija en base a la última tecnología de generación eléctrica necesaria en entrar al sistema para poder hacer frente a la demanda energética existente.

Como vimos anteriormente, el precio del ¨pool¨ eléctrico varía diariamente y mensualmente según varios condicionantes como la disponibilidad de energía más barata como las provenientes de fuentes renovables, la estimación de la demanda eléctrica, el precio de los combustibles fósiles….

Por ello para nuestro análisis utilizaremos un precio de ¨pool¨ medio anual de **0,05 €/kWh.**

### 5.3.3 Cobros ordinarios

A la hora de realizar el estudio económico consideramos la retribución por cada kWh producido, que en nuestro caso a durante todo el año es de 16.136 KWh, a un precio de 0,05 €/kWh. Por tanto los emolumentos anuales serán de:

| Producción anual (kWh/año) | Precio kWh (€/kWh) | Total (€/año) |
|---|---|---|
| 16.136 | 0,05 | 806,8 |

Tabla 110 Retribución por kWh.

Por tanto, el total de cobros ordinarios asciende a **806.8 €/año.**

### 5.3.4 Pagos ordinarios.

Los pagos ordinarios serán las tareas de mantenimiento regular e inspecciones habituales en este tipo de instalaciones y las reparaciones que fuesen necesarias realizar, así como el combustible consumido en caso de descarga de las baterías o de posibles averías.

Según el DB HE-5 del CTE, las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se basan en un plan de vigilancia y un plan de mantenimiento preventivo. El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario. El plan de mantenimiento preventivo son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo. Se considera un pago ordinario relativo a las operaciones de vigilancia y mantenimiento de 100 €/año.

La revisión anual de los equipos de extinción de incendios también se considera un pago ordinario, que asciende a 48,9 €/año.

### 5.3.5 Análisis de la inversión.

Una vez conocidos todos los cobros y pagos que se producen a lo largo de la vida útil de la instalación, estimada en 25 años, y sabiendo que la ejecución del proyecto requiere una inversión de 36.723,39 € teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales, y considerando el I.V.A., se pueden determinar los flujos de caja y a partir de ellos obtener los índices de rentabilidad.

Debemos considerar también que el proyecto pude necesitar de financiación, por ello vamos a estudiar diferentes niveles de financiación (100 – 50 – 0 %). Estos préstamos serán solicitados a una entidad financiera a un interés fijo (7,74 %) y en un plazo de amortización de 20 años.

Además, estimaremos una subida del precio de la luz del 8,52 % anual. En cuanto al precio del ¨pool¨ estimaremos que sufrirá a su vez un incremento del 4 % anual acorde a la subida de la factura de la luz y su participación en la asignación del precio en dicha factura. Además de una subida del precio del mantenimientos del 5 % anual.

#### 5.3.5.1 Financiación del 100%.

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 36723 | - | - | - | 36723 | -36723 |
| **1** | 807 | - | - | 149 | 1978 | - | -38043 |
| **2** | 839 | - | - | 156 | 1978 | - | -39339 |
| **3** | 873 | - | - | 164 | 1978 | - | -40609 |
| **4** | 908 | - | - | 172 | 1978 | - | -41852 |
| **5** | 944 | - | - | 181 | 1978 | - | -43067 |
| **6** | 982 | - | - | 190 | 1978 | - | -44254 |
| **7** | 1021 | - | - | 200 | 1978 | - | -45411 |
| **8** | 1062 | - | - | 210 | 1978 | - | -46537 |
| **9** | 1104 | - | - | 220 | 1978 | - | -47631 |
| **10** | 1148 | - | - | 231 | 1978 | - | -48692 |
| **11** | 1194 | - | - | 243 | 1978 | - | -49718 |
| **12** | 1242 | - | - | 255 | 1978 | - | -50709 |
| **13** | 1292 | - | - | 267 | 1978 | - | -51663 |
| **14** | 1343 | - | - | 281 | 1978 | - | -52579 |
| **15** | 1397 | - | - | 295 | 1978 | - | -53455 |
| **16** | 1453 | - | - | 310 | 1978 | - | -54290 |
| **17** | 1511 | - | - | 325 | 1978 | - | -55082 |
| **18** | 1572 | - | - | 341 | 1978 | - | -55830 |
| **19** | 1634 | - | - | 358 | 1978 | - | -56532 |
| **20** | 1700 | - | - | 376 | 1978 | - | -57187 |
| **21** | 1768 | - | - | 395 | - | - | -55814 |
| **22** | 1839 | - | - | 415 | - | - | -54390 |
| **23** | 1912 | - | - | 436 | - | - | -52914 |
| **24** | 1989 | - | - | 457 | - | - | -51383 |
| **25** | 2068 | - | - | 480 | - | - | -49795 |

Tabla 111 Flujos de caja con el 100% financiado.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión del proyecto muestran que los pagos del préstamo obtenido son mayores que el ahorro que obtenemos a partir de la energía generada y vendida a la empresa eléctrica.

Por lo tanto, esto hace que la inversión sea completamente inviable económicamente.

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -45.633,182 € | -49.205,22 € | -47.271,6721 € |

Tabla 112 V.A.N. de la inversión con el 100 % de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.3.5.1.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara rentable verter la electricidad a la red que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,376112 € | 0,2425145 € | 0,204651 € |

Tabla 113 Precio umbral del kWh con una financiación del 100 %.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh ¨pool¨ (0,05 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 752 % | 485 % | 409 % |

Tabla 114 Incremento del precio del kWh respecto al actual (100 % financiación)

#### 5.3.5.2 Financiación del 50%

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 18361 | - | - | - | 18361 | -36723 |
| **1** | 807 | - | - | 149 | 989 | - | -37054 |
| **2** | 839 | - | - | 156 | 989 | - | -37361 |
| **3** | 873 | - | - | 164 | 989 | - | -37641 |
| **4** | 908 | - | - | 172 | 989 | - | -37895 |
| **5** | 944 | - | - | 181 | 989 | - | -38122 |
| **6** | 982 | - | - | 190 | 989 | - | -38319 |
| **7** | 1021 | - | - | 200 | 989 | - | -38487 |
| **8** | 1062 | - | - | 210 | 989 | - | -38624 |
| **9** | 1104 | - | - | 220 | 989 | - | -38729 |
| **10** | 1148 | - | - | 231 | 989 | - | -38801 |
| **11** | 1194 | - | - | 243 | 989 | - | -38838 |
| **12** | 1242 | - | - | 255 | 989 | - | -38840 |
| **13** | 1292 | - | - | 267 | 989 | - | -38805 |
| **14** | 1343 | - | - | 281 | 989 | - | -38731 |
| **15** | 1397 | - | - | 295 | 989 | - | -38618 |
| **16** | 1453 | - | - | 310 | 989 | - | -38464 |
| **17** | 1511 | - | - | 325 | 989 | - | -38267 |
| **18** | 1572 | - | - | 341 | 989 | - | -38026 |
| **19** | 1634 | - | - | 358 | 989 | - | -37739 |
| **20** | 1700 | - | - | 376 | 989 | - | -37404 |
| **21** | 1768 | - | - | 395 | - | - | -36031 |
| **22** | 1839 | - | - | 415 | - | - | -34608 |
| **23** | 1912 | - | - | 436 | - | - | -33131 |
| **24** | 1989 | - | - | 457 | - | - | -31600 |
| **25** | 2068 | - | - | 480 | - | - | -30012 |

Tabla 115 Flujos de caja con el 50% financiado.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -38.353,09 € | -37.859,97 € | -35.926,42 € |

Tabla 116 V.A.N. de la inversión con el 50 % de financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.3.5.2.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara rentable verter la electricidad a la red que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,324086 € | 0,1981265 € | 0,1675342 € |

Tabla 117 Precio umbral del kWh con una financiación del 50 %.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh ¨pool¨ (0,05 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 648 % | 396 % | 335 % |

Tabla 118 Incremento del precio del kWh respecto al actual (50 % financiación)

#### 5.3.5.3 Sin Financiación

En la siguiente tabla podemos observar el flujo de caja ordinario generado por el conjunto de cobros y pagos correspondientes a los 25 años de vida útil de la instalación.

| AÑO | COBRO ORD | COBRO FINAN | COBRO EXTRA | PAGO ORD | PAGO FINAN | PAGO INVERS | FLUJO CAJA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | - | 36723 | - | - | - | 18361 | -36723 |
| **1** | 807 | - | - | 149 | - | - | -36065 |
| **2** | 839 | - | - | 156 | - | - | -35382 |
| **3** | 873 | - | - | 164 | - | - | -34674 |
| **4** | 908 | - | - | 172 | - | - | -33939 |
| **5** | 944 | - | - | 181 | - | - | -33176 |
| **6** | 982 | - | - | 190 | - | - | -32384 |
| **7** | 1021 | - | - | 200 | - | - | -31563 |
| **8** | 1062 | - | - | 210 | - | - | -30711 |
| **9** | 1104 | - | - | 220 | - | - | -29827 |
| **10** | 1148 | - | - | 231 | - | - | -28909 |
| **11** | 1194 | - | - | 243 | - | - | -27958 |
| **12** | 1242 | - | - | 255 | - | - | -26970 |
| **13** | 1292 | - | - | 267 | - | - | -25946 |
| **14** | 1343 | - | - | 281 | - | - | -24883 |
| **15** | 1397 | - | - | 295 | - | - | -23781 |
| **16** | 1453 | - | - | 310 | - | - | -22638 |
| **17** | 1511 | - | - | 325 | - | - | -21451 |
| **18** | 1572 | - | - | 341 | - | - | -20221 |
| **19** | 1634 | - | - | 358 | - | - | -18945 |
| **20** | 1700 | - | - | 376 | - | - | -17622 |
| **21** | 1768 | - | - | 395 | - | - | -16249 |
| **22** | 1839 | - | - | 415 | - | - | -14825 |
| **23** | 1912 | - | - | 436 | - | - | -13349 |
| **24** | 1989 | - | - | 457 | - | - | -11818 |
| **25** | 2068 | - | - | 480 | - | - | -10230 |

Tabla 119 Flujos de caja sin financiación.

Los resultados obtenidos en el análisis de la inversión de nuestro proyecto son los siguientes:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **V.A.N.** | -31.073,01 € | -26.514,73 € | -24.581,18 € |

Tabla 120 V.A.N. de la inversión sin financiación.

Con estos resultados se puede concluir que la inversión del proyecto no es viable, puesto que el V.A.N. no es positivo. Esto demuestra que una vez eliminadas las subvenciones del gobierno, en caso de tener cerca una toma eléctrica es muchísimo más rentable suministrarse de la red eléctrica que montarse la instalación aislada para autoabastecerse.

#### 5.3.5.1.1 Umbral de rentabilidad.

El umbral de rentabilidad nos marca el precio al que debería estar el kWh para que nos resultara rentable verter la electricidad a la red que tomarla de la red. Para ello el V.A.N de la instalación debe ser como mínimo del 0%.

| V.A.N. = 0 % | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Precio kWh** | 0,27206 € | 0,153738 € | 0,130418 € |

Tabla 121 Precio umbral del kWh sin financiación.

Por tanto, el incremento sobre el precio actual del kWh ¨pool¨ (0,05 €) supondrá:

| | 10 años | 20 años | 25 años |
|---|---|---|---|
| **Incremento** | 544 % | 307 % | 261 % |

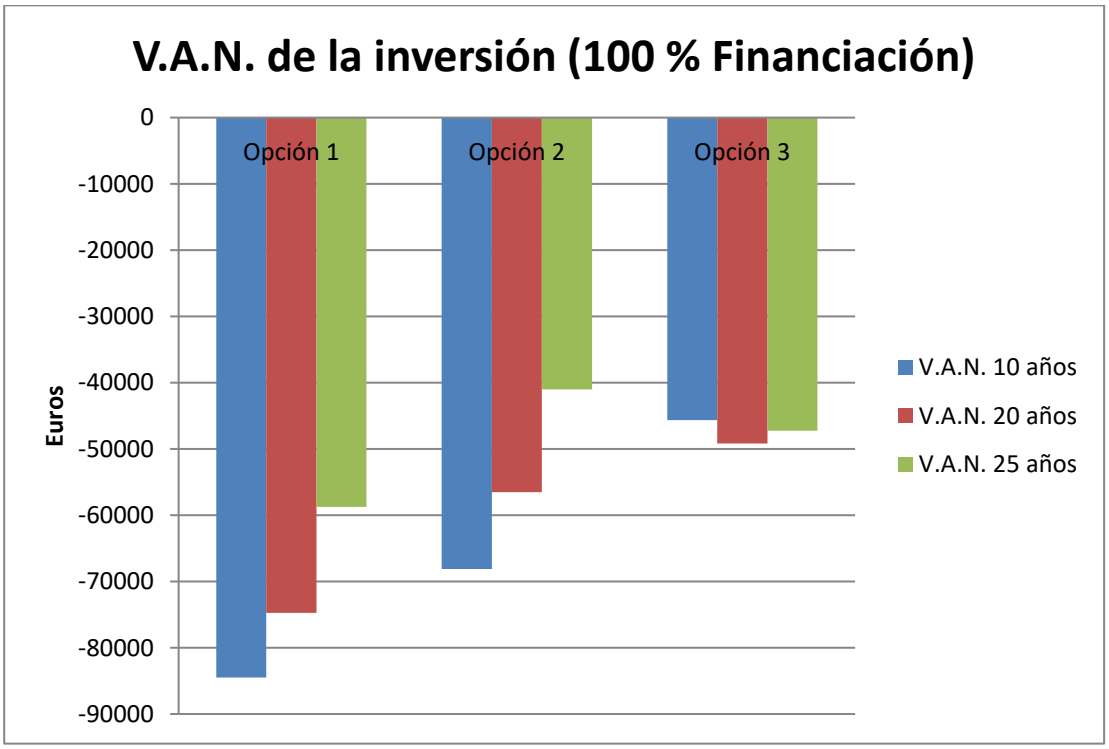
Tabla 122 Incremento del precio del kWh respecto al actual (Sin financiación)

**6.0 Conclusiones**

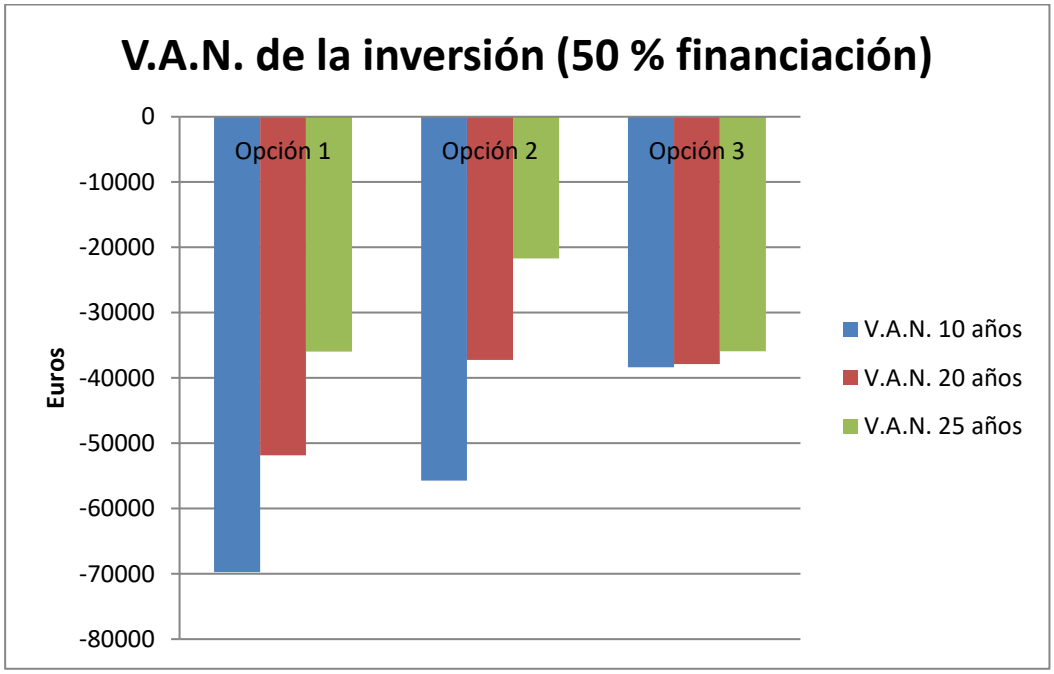
El principal objetivo del estudio es reducir factura eléctrica de la explotación. Para ello me he centrado en las energías renovables por ser unas energías limpias, seguras e inagotables, y entre ellas en la energía solar fotovoltaica por su gran flexibilidad y adaptabilidad a las necesidades del usuario final.

Dentro de la energía solar fotovoltaica, y como se ha expuesto a lo largo del presente proyecto, existen diversos tipos de instalaciones. Se ha elegido comparar la rentabilidad de dos instalaciones aisladas de la red eléctrica y una conectada a ella, dimensionadas en función de las necesidades energéticas de la explotación. Esto se ha llevado a cabo con el fin de valorar la rentabilidad de los distintos tipos de instalaciones que hoy en día se encuentran disponibles en el mercado y la repercusión que la eliminación de ayudas y subvenciones supondrá para este tipo de instalaciones en un futuro próximo.

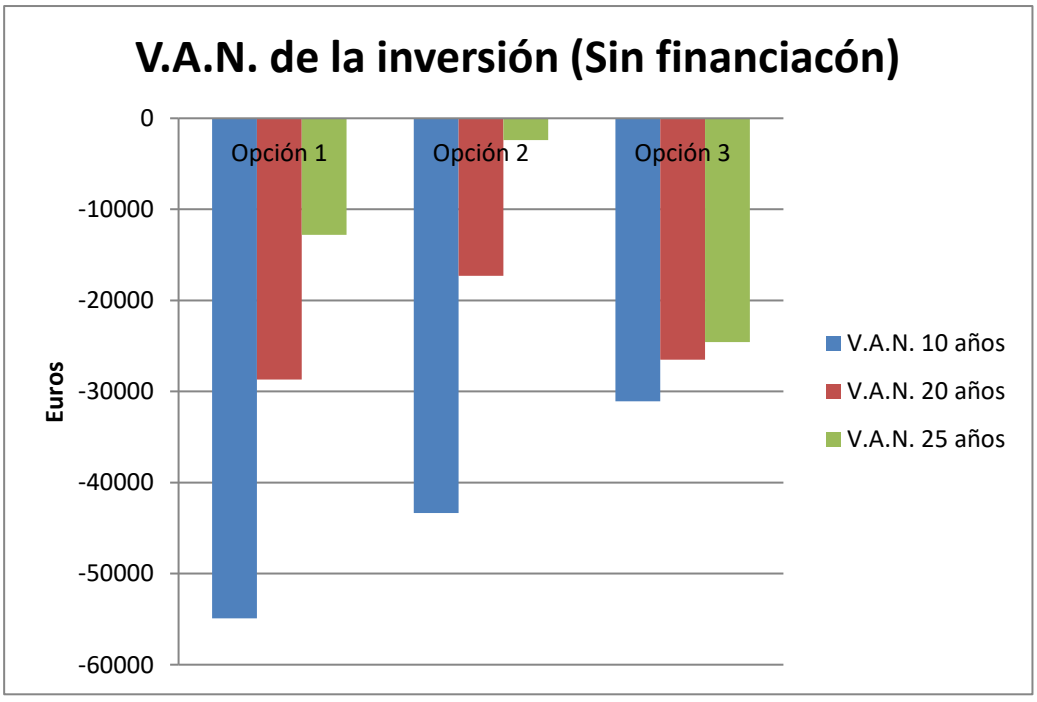
A continuación se muestran los resultados obtenidos. La opción 1 está formada por 40 paneles fotovoltaicos para 3 días de autonomía aislados de la red eléctrica, la opción 2 está formada por 40 paneles fotovoltaicos para 1 días de autonomía aislados de la red eléctrica, y la tercera alternativa consta de 40 paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.




Gráfica 16 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (100 % financiación)



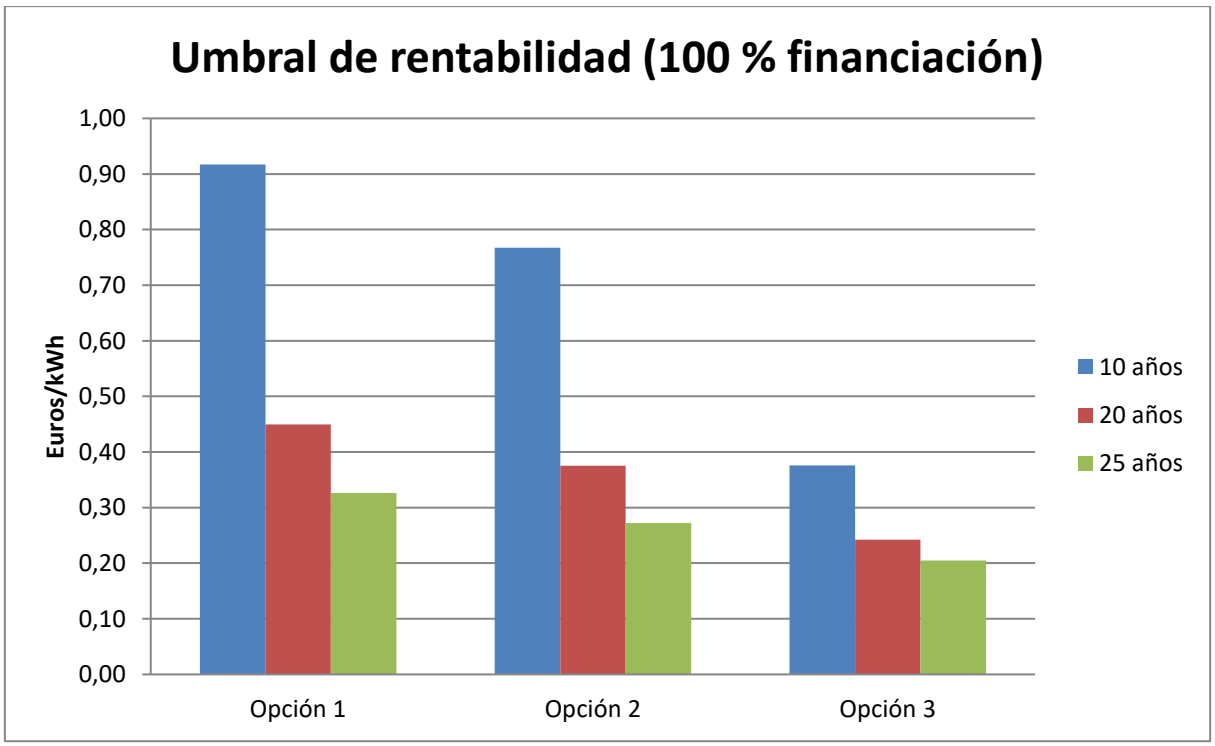

Gráfica 17 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (50 % financiación)



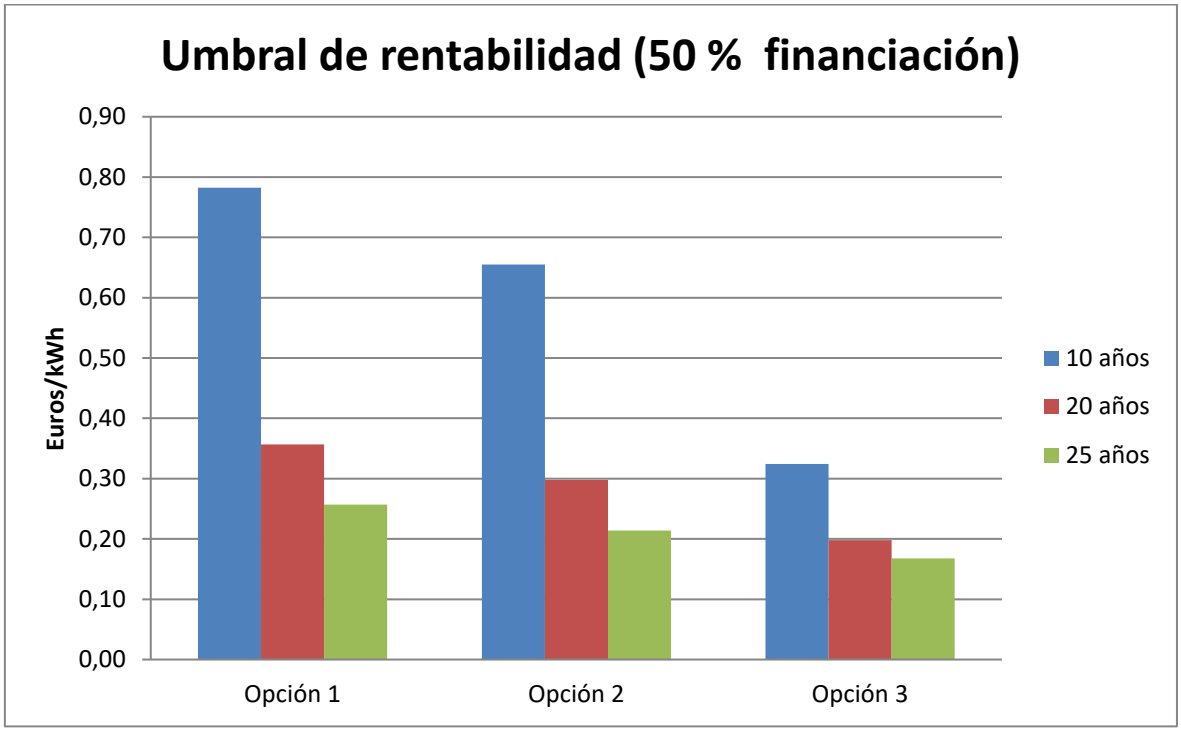

Gráfica 18 Comparación del V.A.N. con las diferentes opciones de instalación (Sin financiación).

Como podemos observar, la mayor rentabilidad se obtiene suministrando la energía eléctrica directamente de la red sin usar placas solares, debido a la falta de ayudas y al bajo coste del kWh en España. Con la retribución actual por kWh inyectado (¨pool¨) a la red eléctrica tampoco resulta rentable el uso de los terrenos anexos a la granja para montar una central fotovoltaica de pequeñas dimensiones. Sin las ayudas que el gobierno daba hasta hace poco, las cuales han sido suprimidas a causa de la crisis financiera mundial, no resulta viable una inversión de estas características por su elevado coste y su bajo rendimiento.

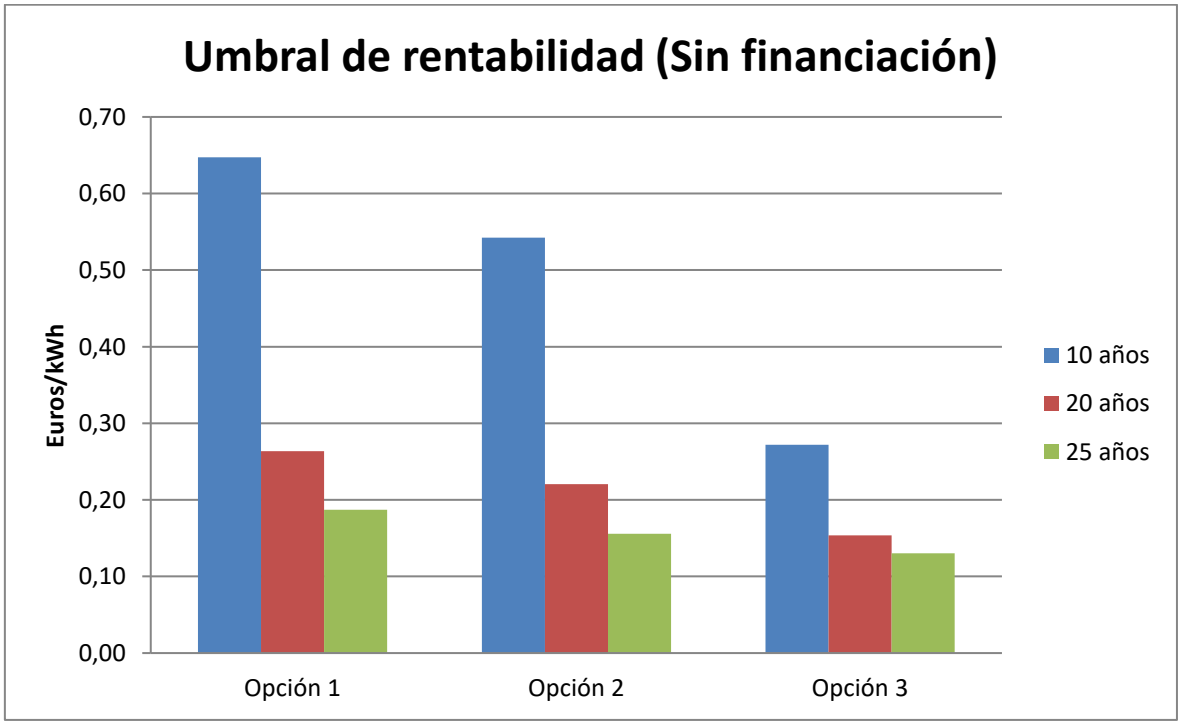
En la siguientes gráficas se muestra el umbral de rentabilidad de las instalaciones, es decir, el precio por kWh **(opción 1 y 2)** al que debería estar la tarifa eléctrica y la retribución por kWh inyectado a la red **(opción 3)** para que resultaran viables (V.A.N. = 0 €).




Gráfica 19 Umbral de rentabilidad de la instalación (100% financiación)




Gráfica 20 Umbral de rentabilidad de la instalación (50% financiación)




Gráfica 21 Umbral de rentabilidad de la instalación (Sin financiación)

Por tanto, en el supuesto caso de que se concedieran subvenciones, o se incrementara la retribución por kWh inyectado a la red eléctrica, la mejor opción dada nuestra situación y el terreno disponible sería:

- En caso de ser una inversión a largo plazo (20-25 años), elegiríamos el sistema aislado con 1 día de autonomía, puesto que el umbral de rentabilidad (0,22-0,16 €/kWh) en comparación con el precio actual del kWh (0,148 €/kWh) está muy próximo; y podría ser alcanzado, teniendo en cuenta un aumento del precio de la electricidad del 8,52%, en 2 y 6 años respectivamente.

- En caso de ser una inversión a corto plazo (10 años), elegiríamos el sistema con inyección a red principalmente por su menor inversión inicial, ya que ésta es casi la mitad de la requerida en las opciones 1 y 2, por su bajo coste de mantenimiento; y no por su mayor viabilidad y rendimiento, ya que en todos los casos resulta inviable económicamente amortizar la instalación.